Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования

«Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого»

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений и транспорт нефти»

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Учебное пособие по одноименному курсу для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка нефтяных и газовых месторождений».

Гомель 2013

**УДК 622.276 (075.8)**

**ББК 33.36я73**

**К59**

Авторы составители к.т.н., доцент Захаров А.В., старший преподаватель Козырева С.В.

Разработка нефтяных и газовых скважин: учебное пособие одноименному курсу для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» - Гомель: Учреждение образования «ГГТУ им. П. О. Сухого», 2013.

В данном пособии приведены физические свойства продуктивных пород и насыщающих его флюидов, рассмотрены источники пластовой энергии. Изложены основы разработки нефтяных и газовых месторождений

В нем рассмотрены стратегические задачи разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, модели нефтяных пластов и современные представления механизма взаимного вытеснения нефти и воды в нефтяных пластах. Изложены методики расчета технологических показателей, методы контроля и регулирования, правовые основы проектирования и разработки нефтяных месторождений. Рассмотрены наиболее широко применяемые на практике гидродинамические, физико-химические и тепловые методы повышения нефтеотдачи пластов.

В учебном пособии рассмотрены характерные особенности разработки месторождений природных газов, притока газа к забоям эксплуатационных скважин, приведены основные уравнения теории разработки месторождений газа. Дана характеристика технологических режимов эксплуатации скважин. При этом рассмотрены периоды нарастающей и постоянной добычи, а также период падающей добычи газа.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» - ГГТУ им. П. О. Сухого.

**Введение**

Разработкой нефтяных и газовых месторождений называют осуществление научно обоснованного процесса извлечения из недр нефти и газа. Процесс разработки состоит из разбуривания месторождения и выработки запасов нефти и газа.

Курс «Разработка нефтяных и газовых месторождений» - область прикладной науки, как учебная дисциплина относится к инженерным. В ней дается не только качественное описание месторождения, но и количественные характеристики процесса извлечения нефти и газа из пласта. Она состоит из разделов о системах и технологиях разработки, планирования и проектирования разработки, реализации проектных решений, контроля, анализа и регулирования разработки нефтяных месторождений.

Цельюкурсаявляется усвоение принципов и методических основ проектирования разработки нефтяных месторождений и последующих анализа, контроля и регулирования процессов разработки.

Важнейшей задачейявляется выработка навыков в решении практических задач по разработке нефтяных и газовых месторождений.

В рамках программы дисциплины рассматриваются вопросы разработки и добычи нефти на современном этапе развития нефтедобывающей отрасли, а также перспективные направления развития процессов разработки нефти и газа.

В результате изучения дисциплины студент должен знать:

- источники пластовой энергии нефтегазового пласта;

- основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений;

- определение показателей разработки нефтегазовых месторождений;

уметь:

- распознавать характеристики энергетики нефтегазовых залежей;

- составлять план разработки нефтегазового месторождения;

- определять и анализировать основные показатели разработки.

Теоретической основой разработки нефтяных и газовых месторождений являются фундаментальные положения физики нефтяного пласта и подземной гидромеханики.

Разработку нефтяных и газовых месторождений трудно себе представить без геологии и геофизики, без изучения геологического строения месторождения. Она опирается также на важные положения физики и химии, математической физики и технологии эксплуатации скважин.

Проектирование и осуществление разработки нефтяных месторождений подчинены единой цели и требуют единой методики, которая позволяет связать все знания о нефтяной залежи и о процессах- происходящих внутри нее при извлечении жидкости и газа.

Одним из главных достижений в теории разработки нефтяных и газовых месторождений было установление основных сил движущих нефть и газ к забоям скважин, т. е. основание учения о режимах нефтяных и газовых месторождений. В создание этого учения большой вклад внесен И. М. Губкиным, Л. С. Лейбензоном, И. Н. Стрижовым, А. П. Крыловым, С. А. Христиановичем, Ф. А. Требиным, Б. Б. Лапуком, И. А. Чарным, В. Н. Щелкачевым, Маскетом, Виковым, Ботсетом, Левереттом.

В середине 30-х гг. теория режимов нефтяных месторождений получила существенное развитие. Были заложены основы современной теории упругого режима нефтяных пластов и режима растворенного газа. Следует отметить, что еще в начале 20-х гг. этого века Л. С. Лейбензоном получено дифференциальное уравнение фильтрации газа и положено начало теории разработки газовых месторождений.

В 20-х и в начале 30-х гг. этого века прогнозирование разработки нефтяных месторождений производилось в основном путем построения фактических зависимостей показателей разработки от времени, полученных в начальный период разработки, статистической обработки этих показателей и их экстраполяции на будущее.

Математические методы теории фильтрации, уже значительно развитые к этому времени Тергаци, Н. Е. Жуковским, Н. Н. Павловским, еще не нашли применения в нефтяном деле. Развитию и использованию в разработке нефтяных месторождений методов этой теории существенным образом способствовали известные работы американского ученого Маскета.

Несмотря на значительный прогресс в области теории фильтрации нефти и газа и в ее применении для расчетов добычи нефти, достигнутый в конце 30-х и в начале 40-х гг., разработка нефтяных месторождений как самостоятельная инженерная дисциплина еще не оформилась.

Решающую роль в создании разработки нефтяных месторождений как самостоятельной области науки и учебной дисциплины сыграла основополагающая работа А. П. Крылова, М. М. Глоговского, М. Ф. Мирчинка, Н. М. Николаевского и И. А. Чарного «Научные основы разработки нефтяных месторождений», вышедшая в свет в 1948 г. в Гостоптехиздате.

В этой работе была дана первая формулировка основного принципа разработки, заложен фундамент проектирования разработки нефтяных месторождений, решен ряд важных задач подземной гидромеханики, а наука о разработке нефтяных месторождений представлена как комплексная область знаний, использующая достижения нефтяной геологии и геофизики, подземной гидродинамики, эксплуатации скважин и прикладной экономики.

Выход в свет указанной работы существенным образом способствовал развитию методов разработки нефтяных месторождений с воздействием на пласты путем заводнения. Конец 40-х и 50-е гг. ознаменовались резким ростом числа исследований в области разработки нефтяных месторождений, развитием новых направлений в этой области. Было значительно продвинуто вперед решение проблемы разработки нефтяных месторождений при смешанных режимах — водонапорном и растворенного газа. Начали интенсивно развиваться методы определения параметров пластов с использованием гидродинамических исследований скважин. Были созданы методические основы расчета разработки нефтяных месторождений с применением вероятностно-статистических моделей. Развивались также методы непосредственного учета неоднородности при фильтрации в нефтяных пластах.

В 50-е гг. возникли и стали развиваться новые модели нефтяных пластов (трещиноватых и трещиновато-пористых), а также методы анализа и регулирования разработки нефтяных месторождений. Существенное развитие получили и сами системы их разработки.

В конце 50-х и в начале 60-х гг. начали исследовать глубокозалегающие нефтяные месторождения, разрабатываемые в условиях сильной, в ряде случаев неупругой деформации горных пород.

Развитие проектирования, анализа и регулирования разработки нефтяных месторождений требовало использования сложных математических методов и вычислительных средств.

Были проведены фундаментальные исследования и даны инженерные решения, послужившие основой развития тепловых методов разработки нефтяных месторождений, связанных с закачкой в пласт теплоносителей и внутрипластовым горением. В эти же годы во всем мире огромное внимание было уделено развитию физико-химических методов извлечения нефти из недр, таких, как вытеснение нефти углеводородными растворителями, двуокисью углерода, полимерными и мицеллярно-полимерными растворами.

Разработка нефтяных и газовых месторождений - интенсивно развивающаяся область науки. Дальнейшее ее развитие будет связано с применением новых технологий извлечения нефти из недр, новых методов распознавания характера протекания внутрипластовых процессов, управлением разработкой месторождений, использованием совершенных методов планирования разведки и разработки месторождений с учетом данных смежных отраслей народного хозяйства, применением автоматизированных систем управления процессами извлечения полезных ископаемых из недр, развитием методов детального учета строения пластов.

Идею о том, что в Белоруссии могут быть залежи полезных ископаемых, в том числе и нефти, обосновал в 1933 г. горный инженер, геолог Александр Розин. Весомый вклад в дело разведки углеводородов в Речицком уезде внес ученый-геолог Михаил Громыко. Ученый-гидролог, академик АН БССР Герасим Богомолов предположил наличие в южной части республики куполообразных структур, что давало основание исследовать эти районы на нефть.

В августе и октябре 1964 в Белоруссии получены первые промышленные притоки нефти. Бригадами мастеров Валентина Зайцева и Владимира Галки пробурены две скважины Р-8 и Р-6. Их суточные дебиты составили соответственно 126 и 600 т. Открытое месторождение получило название Речицкое.

В апреле 1965 г. введен в эксплуатацию Речицкий укрупненный нефтепромысел (позднее нефтегазодобывающее управление «Речицанефть»), где была подготовлена первая «кондиционная» промышленная белорусская нефть. В пуске участвовали первый секретарь ЦК КПБ Петр Машеров, руководители нефтяной отрасли СССР. Открыто Осташковичское месторождение, одно из крупнейших на территории Припятского прогиба.

25 февраля 1966 года министр нефтяной промышленности СССР Валентин Шашин подписал приказ о создании государственного нефтегазодобывающего объединения «Белоруснефть». В 1969 году получен первый миллион тонн нефти и 2 млн куб. м попутного газа.

К началу 1973 года в Припятской нефтеносной области открыты еще три нефтяные месторождения – Тишковское, Вишанское и Давыдовское.

По поручению Миннефтепрома СССР производственное объединение «Белоруснефть» приступило к обустройству и разработке месторождений Калининградской области РСФСР. Специалисты объединения работали в регионе с 1973 по 1977 гг. В 1975 году зафиксирована максимальная добыча за все годы эксплуатации белорусских месторождений. Она составила почти 8 млн. т. нефти. В конце 1978 года бригадами мастеров Евгения Дороша и Николая Мацигуда забурены первые «белорусские скважины» в Западной Сибири. До середины 1995-го белорусские нефтяники участвовали в освоении российских месторождений. За эти годы пройдено бурением более 13,5 тыс. м горных пород, подготовлен фонд скважин, способный ежегодно давать не менее 20 млн. т. нефти.

На отметке около 2 млн. т. удалось стабилизировать падение темпов добычи нефти, которое началось в 1976 г. Это было вызвано неоправданными отборами углеводородов по предполагаемым запасам.

1 февраля 1991 года в составе объединения «Белоруснефть» на базе трех подразделений Украинского отраслевого института «УкрГИПРОНИИнефть» (Гомельского комплексного отдела, отдела по проектированию строительства скважин по БССР и Гомельской изыскательской экспедиции) создано подразделение «Белоруснефти» – Государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной и газовой промышленности «БелНИПИнефть». Его задача – обеспечение научно-технической продукцией и инжинирингом нефтедобывающей промышленности Беларуси. В декабре 1997 года в Речице введена в эксплуатацию первая автозаправочная станция объединения «Белоруснефть».

С 1966 г. объединением «Белоруснефть» пробурено 5 млн м горных пород. С учетом проходки в Калининградской области и Западной Сибири пройдено бурением более 18,5 млн м.

В 2005 году в состав объединения «Белоруснефть» в качестве дочерних вошли областные предприятия нефтепродуктообеспечения. Создана фирменная сбытовая структура, в состав которой включены 375 АЗС и АГЗС, 44 нефтебазы, специализированный автомобильный парк.

По итогам визита Правительственной делегации в Венесуэлу подписан Меморандум о сотрудничестве. Среди основных соглашений – совместная работа в нефтяной сфере.

С вводом в эксплуатацию работающей на попутном нефтяном газе ТЭЦ (автономного источника производства электрической и тепловой энергии), сформирована собственная система энергоснабжения. В объединении начат выпуск нового вида продукции – электроэнергии.

14 сентября 2006 г. издан Указ Президента Республики Беларусь «О создании Государственного производственного объединения «Белоруснефть». В его состав вошли предприятие «Белоруснефть» (нефтегазодобывающий блок), республиканские дочерние предприятия по нефтепродуктообеспечению, агропромышленное предприятие «Белоруснефть-Особино».

В декабре в Венесуэле при участии белорусских специалистов начались работы по оценке запасов нефти блока Хунин -1 в бассейне реки Ориноко.

В апреле 2007 года в Москве подписан договор о бурении боковых стволов на нефтяных месторождениях Ямало-Ненецкого автономного округа. Это событие стало началом нового этапа сотрудничества между белорусскими и российскими нефтяниками, которое было прервано в середине 1993 г.

В июле в г. Губкинский ЯНАО создан филиал РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в Российской Федерации. Основными направлениями его деятельности стали капитальный и текущий ремонт скважин, бурение, тампонажные и вышкомонтажные работы.

В ноябре зарегистрировано совместное белорусско-венесуэльское предприятие по сейсморазведочным работам АО «Сисмика БелоВенесолана».

В декабре подписан контракт о создании совместного белорусско-венесуэльского предприятия по добыче нефти «Петролера БелоВенесолана». В актив СП включены два месторождения. На месторождении Гуара Эсте была получена первая нефть совместного предприятия.

В июне 2010 года объединение «Белоруснефть» зарегистрировало дочернее предприятие в Украине (в 2012 г. вошло в состав ООО «БНК-Украина»), а в октябре – в Польше (в 2011 г. реорганизовано, в совет учредителей вошло ЗАО «Белорусская нефтяная компания»). Основная задача этих структур – мелкооптовая и розничная торговля нефтепродуктами и сжиженным газом белорусского производства.

С 1 июня белорусский нефтяной сервис в России представляет общество с ограниченной ответственностью «Белоруснефть-Сибирь». Новая структура стала правопреемником филиала РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в Российской Федерации. Заказчиками предприятия выступают ООО «Роснефть-Пурнефтегаз», ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «Новатэк-Таркосаленефтегаз».

В августе зарегистрировано белорусско-венесуэльское совместное предприятие по бурению и ремонту скважин – АО «Сервисиос Петролерос БелоВенесолана».

В сентябре на площадке Речицкого месторождения смонтирована автоматизированная буровая установка грузоподъемностью 1 500 л. с. совместного производства итальянской компании Drillmec S.p.A. и белорусского предприятия «Сейсмотехника». С помощью нового агрегата можно будет бурить скважины глубиной до 5 км.

В октябре подписано Соглашение о стратегическом партнерстве между предприятием «Белоруснефть» и акционерным обществом «Зарубежнефть». Его цель – совместная инновационная деятельность в области освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов и увеличения нефтеотдачи.

В июне 2012 года в Речицком регионе на Тишковском месторождении геологи «Белоруснефти» на глубине 3 тыс. 595 м открыли задонскую залежь легкой нефти с геологическими запасами 166 тыс. усл. ед. и с высоким потенциалом дальнейшей ее доразведки.

Специалистами «Белоруснефти» впервые в России на месторождениях «Волгограднефтегаза» (ОАО «ЛУКОЙЛ») проведены операции по гидравлическому разрыву пласта. Для работ использовался собственный комплекс оборудования белорусского производства.

В октябре 2012 года добыта 125-миллионная тонна нефти с начала эксплуатации месторождений Беларуси.

В Беларуси единственным нефтегазоносным регионом является Припятский прогиб, который к настоящему времени, в целом хорошо изучен геологическими и геофизическими методами. Здесь в девонских и верхнепротерозойских отложениях открыты 77 месторождений нефти, включающих 185 залежей. Потенциальные ресурсы нефти разведаны на 47,7 %. Объем текущих разведанных запасов составляет 44,5%.

Большая часть доказанных запасов нефти в белорусском регионе относится к трудноизвлекаемым. Основной объем углеводородов получен из наиболее крупных месторождений: Речицкого, Осташковичского, Вишанского, Тишковского, Южно-Осташковичского. В большинстве залежей гидродинамическая связь с законтурной зоной очень затруднена или отсутствует вовсе, что существенно осложняет разработку запасов нефти. Коллекторы месторождений неоднородны как по разрезу, так и по площади, и это не способствует увеличению нефтеотдачи

Вышеописанное позволяет обозначить круг современных проблем разработки нефтяных месторождений.

1. Необходимость дальнейшего повышения степени извлечения нефти на основе геологического, гидродинамического и геофизического изучения пласта и построение постоянной компьютерной модели для каждого крупного месторождения. Повышение нефтеотдачи пласта обеспечивается стимулированием притока к скважинам, увеличением площадей дренирования за счет горизонтальной проводки стволов скважин и крупномасштабного гидроразрыва, использованием физико-химических методов воздействия на продуктивную толщу.
2. Геофизическое обоснование методов увеличения нефтеотдачи и отбора нефти в сложных условиях требует интенсивной разработки нового физико-математического моделирования природных и техногенных процессов в продуктивной толще и вмещающем массиве.
3. Обеспечение дальнейшего развития комплексного много дисциплинарного подхода к разработке месторождений углеводородов.
4. Возрождение контроля за разработкой месторождений, осуществление исследований конкретных скважин.
5. Создание необходимых условий для исследований закономерностей фазовых переходов жидких и газообразных углеводородов при термобарических условиях, характерных для разработки вновь открываемых месторождений.
6. Постановка исследований по более активному использованию физических полей для повышения степени извлечения углеводородов из недр.
7. Проведение теоретических и экспериментальных исследований в области механики нефтегазоносных пластов применительно к актуальным проблемам геологии, геофизики, бурения и разработки месторождений.
8. Решение природоохранных проблем разработки месторождений осуществлять на основе мониторинга экологической обстановки с помощью дистанционных методов (подземно-наземно-аэрокосмический мониторинг объектов нефтяной и газовой промышленности).
9. Геолого-геофизические наблюдения за месторождением завершать созданием адекватной компьютерной модели.
10. Ориентироваться на вскрытие пластов скважинами с наибольшей эффективной поверхностью вскрытия, т.е. наклонными и горизонтальными скважинами в зависимости от геометрии толщин.
11. Создавать новые технологии первичного и вторичного вскрытия пласта.
12. На месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами изучать результативность применения крупномасштабных гидроразрывов пласта с использованием высокого давления, специальных жидкостей разрыва и нагнетания в пласт агентов по закреплению трещин.
13. Совершенствовать и внедрять вибротехнологию отбора остаточной нефти из заводненных пластов и исследовать результаты ее внедрения.
14. Развивать теоретические и экспериментальные исследования в области фильтрации многофазных систем.

**Тема 1. Геолого-физическая характеристика нефтяных и газовых залежей**

*1.1 Общие понятия о нефти и природном газе с точки зрения их генезиса, фи­зики и химии.*

Свойства и состояние углеводородов (УВ) зависят от их состава, давления и температуры. В залежах они могут находиться в жидком и газообразном состоянии или в виде газожидкостных смесей. В процессе разработки залежей в пластах и при подъеме на поверхность давление и температура непрерывно меняются, что сопровождается соответствующими изменениями состава газовой и жидкой фаз и переходом УВ из одной фазы в другую. Необходимо знать закономерности фазовых переходов, состояние и свойства УВ при различных условиях и учитывать их при подсчете запасов, проектировании и регулировании разработки проектировании и эксплуатации систем сбора и транспорта нефти и газа.

Нефть и газ представляют собой смесь УВ преимущественно метанового (парафинового) (СnН2n+2), нафтенового (CnH2n) и в меньшем количестве ароматического (CnH2n-6) рядов.

По физическому состоянию в поверхностных условиях УВ от СН4 до С4Н10 — газы; от С5Н12 до С16Н34 — жидкости и от С17Н34 до С35Н72 и выше — твердые вещества, называемые парафинами и церезинами.

При большом количестве газа в пласте он может располагаться над нефтью в виде газовой шапки в повышенной части структуры. При этом часть жидких УВ нефти будет находиться в виде паров также и в газовой шапке. При высоком давлении в пласте плотность газа становится весьма значительной (приближающейся по величине к плотности легких углеводородных жидкостей). В этих условиях в сжатом газе растворяются значительные количества легкой нефти (С5Н12+С6Н14) подобно тому, как в бензине или других жидких УВ растворяются нефть и тяжелые битумы. В результате нефть иногда оказывается полностью растворенной в сжатом газе. При извлечении такого газа из залежи на поверхность в результате снижения давления и температуры растворенные в нем УВ конденсируются и выпадают в виде конденсата.

Если же количество газа в залежи по сравнению с количеством нефти мало, а давление достаточно высокое, газ полностью растворяется в нефти и тогда газонефтяная смесь находится в пласте в жидком состоянии.

Газогидратные залежи содержат газ в твердом (гидратном) состоянии. Наличие такого газа обусловлено его способностью, при определенных давлениях и температурах соединяться с водой и образовывать гидраты. Газогидратные залежи по физическим параметрам резко отличаются от обычных, поэтому подсчет запасов газа и разработка их во многом отличаются от применяемых для обычных месторождений природного газа. Районы распространения газогидратных залежей в основном приурочены к зоне распространения многолетнемерзлых пород.

*1.2 Нефть и газ как сложные многокомпонентные системы углеводо­родов (УВ) в различных термобарических условиях. Фазовые состояния и прев­ращения газонефтяных систем.*

Нефтегазоносный пласт определяется не только породами, содержащими нефть или газ, но и самими насыщающими их фазами. Нефть и газ по химическому составу являются очень сложными углеводородами, находящимися при повышенных пластовом давлении и температуре. При извлечении углеводородов на поверхность давление и температура пластовой смеси уменьшаются. Состояние смеси углеводородов на поверхности зависит от состава углеводородов, добываемых из скважины, и от давления и температуры, при которых они извлекаются. Углеводороды, остающиеся в пласте на любой стадии его истощения, претерпевают физические изменения, так как пластовое давление по мере отбора из пласта нефти или газа уменьшается. Отсюда возникает необходимость изучения физических свойств углеводородов, находящихся в природных условиях, и особенно изменений этих свойств в зависимости от давления и температуры. Знание физических закономерностей дает возможность оценить количество полученных газа и жидкости, приведенных к стандартным условиям, при добыче на поверхность единицы объема пластовой жидкости. Из-за сложности природных углеводородных смесей очень часто приходится пользоваться эмпирическими данными, полученными в результате лабораторных исследований.

Химический состав углеводородных газов может быть легко определен до гептанов. Химический состав сырой нефти оценить труднее, так как она состоит в основном из более тяжелых углеводородов, чем гептаны.

Помимо свойств углеводородов, представляют интерес также свойства воды, каким-либо образом связанной с продуктивным пластом, так как вода занимает часть пространства пласта, создает энергию для добычи нефти, а также может добываться вместе с нефтью и газом.

Содержимое продуктивных пластов в основном находится в состоянии газа, пара или жидкости. Однако эти термины передают сущность состояния только при определенных давлениях и температурах. Вещество в зависимости от давления и температуры, при которых оно находится, может существовать в газообразном или жидком состоянии. Понятие пар определяется как газообразное состояние любого вещества, которое при обычных условиях является жидкостью или твердым телом. Под обычными условиями понимаются атмосферные условия давления и температуры. При рассмотрении углеводородов удобно понятия «газ» и «пар» считать синонимами.

Углеводородные системы, как и другие системы, могут быть гомогенными или гетерогенными. В гомогенной системе все ее части имеют одинаковые физические и химические свойства. Для гетерогейной системы физические и химические свойства в разных точках различны.

Гетерогенные системы состоят из фаз. «Фаза» — это «определенная часть системы, которая является гомогенной и физически отделена от других фаз отчетливыми границами». Например, в гетерогенной системе одновременно содержатся лед, вода и водяной пар. Степень дисперсности не определяет количества фаз. В приведенном примере лед независимо от того, существует он в виде одного куска или раздроблен на несколько частей, является одной фазой.

Естественные углеводородные системы состоят из большого числа компонентов, причем это не только углеводороды парафинового ряда, но и углеводороды, относящиеся к другим группам. Фазовое состояние смеси углеводородов зависит от ее состава, а также от свойств индивидуальных компонентов.

Типичная фазовая диаграмма многокомпонентной смеси (рис.1.1.) в координатах давление - температура имеет петлеобразный вид, т.е. отличается от соответствующей фазовой диаграммы чистого вещества, изображающейся в виде одной монотонно – возрастающей, вогнутой к оси температур кривой с одной конечной (критической ) точкой.

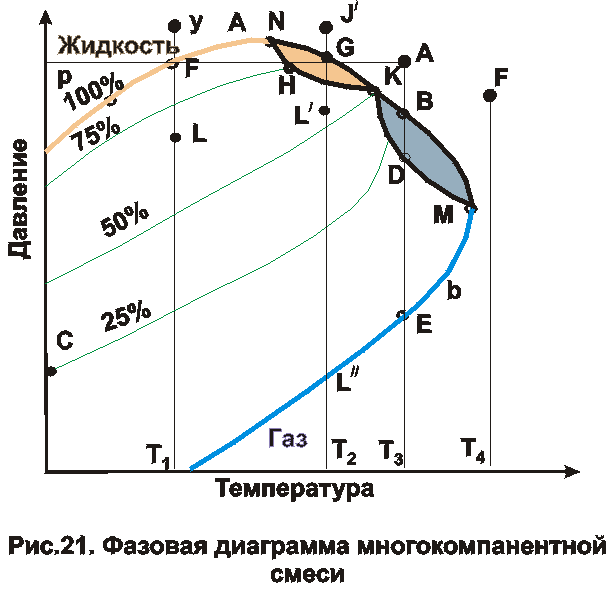


Рис.1.1. Фазовая диаграмма многокомпонентной смеси

Прежде чем перейти к обсуждению особенностей этой диаграммы, дадим определение некоторых важных физических понятий, связанных с этой диаграммой.

«Критическая точка» (точка **К**на рис.1) соответствует значениям давления и температуры, при которых свойства каждой фазы становятся идентичными.

«Критическая температура» *—* температура, соответствующая критической точке.

«Критическое давление»  *—* давление, соответствующее критической точке.

«Интенсивные свойства» — это такие свойства, которые не зависят от количества рассматриваемого вещества.

«Экстенсивные свойства» — свойства, прямо пропорциональные количеству рассматриваемого вещества.

«Кривая **А** точек начала кипения» — кривая, проходящая через точки, соответствующие, давлениям и температурам, при которых при переходе вещества из жидкого состояния в область двухфазного состояния образуется первый пузырек газа.

«Кривая точек росы **b**» — кривая, проходящая через точки, соответствующие давлению и температуре, при которых при переходе вещества из парообразного состояния в область двухфазного состояния образуется первая капелька жидкости.

«Двухфазная область» — область, ограниченная кривыми точек начала кипения и точек росы, внутри которой газ и жидкость находятся в состоянии равновесия.

«Крикондентерм» (**М**) *—* наивысшая температура, при которой жидкость и пар могут сосуществовать в равновесии.

«Криконденбар» **(N)** *—* наибольшее давление, при котором жидкость и пар могут сосуществовать в равновесии.

«Ретроградная область» (закрашенная площадь на рис.1) — любая область, в пределах которой конденсация или парообразование происходят в направлении, обратном обычным фазовым изменениям.

«Ретроградная конденсация» (ограничена кривой KDM) означает, что жидкость конденсируется или при снижении давления при постоянной температуре (линия *ABD),* или при увеличении температуры при постоянном давлении (линияF*GA*

«Ретроградное испарение» (ограничена кривой NHK) означает, что образование пара происходит при уменьшении температуры при постоянном давлении (линия *AGF)* или при увеличении давления при постоянной температуре (линия *DBA).*

«Линия постоянного объема» (качественные линии) — линии, проходящие через точки одинакового объемного содержания жидкости внутри двухфазной области.

Из рассмотрения рис.1.1 могут быть сделаны некоторые важные наблюдения. Кривая точек начала кипения и кривая точек росы сходятся в критической точке. Кривая точек начала кипения соответствует 100% содержания жидкости в системе, а кривая точек росы —100% содержания газа. Заштрихованные площади соответствуют области ретроградных явлений. Площадь, ограниченная кривыми, проходящими через точки K*BMD,* соответствует области изотермической ретроградной конденсации.

Фазовая диаграмма (рис.1.) со всеми её особенностями присуща любым многокомпонентным смесям, но ширина её петли и расположение критической точки, а следовательно, и ретроградных областей зависят от состава смеси.

С нефтепромысловой точки зрения многокомпонентные системы грубо делятся на нефти и газы. Кроме того, многокомпонентные системы подразделяются в зависимости от состояния, в котором углеводородная смесь находится в пласте и после извлечения ее на поверхность.

Фазовое состояние пластовой углеводородной смеси и особенности их фазового поведения при разработке месторождений определяются пластовыми давлениями и температурами, а также составом смеси.

Если пластовое значение температуры смеси Тпл больше крикондентермы *М* (точка *F*) и в процессе разработке месторождения давление падает (линия FT4), то эта смесь будет всё время находится в однофазном газообразном состоянии. Такие смеси образуют газовые месторождения.

Если пластовая температура находится между критической и крикондентермой, то такие смеси относят к газоконденсатным. В этом случае в зависимости от соотношения между начальным пластовым и давлением начала конденсации (точка *В*) возможно существование трёх типов газоконденсатных залежей: пластовое давление может быть выше (однофазное ненасыщенное), равно (однофазное насыщенное) или ниже (двухфазное) давления начала конденсации.

Если пластовая температура ниже критической температуры смеси, т.е. находится левее критической точки, то такие смеси характерны для нефтяных месторождений. В зависимости от начальных значений пластовых температуры и давления (расположения точки, соответствующей этим значениям, относительно кривой точек кипения) различают нефтяные месторождения с недонасыщенными, насыщенными нефтями и месторождения с газовой шапкой.

Когда пластовая температура выше крикондентермы, то нефть содержит большое количество газообразных и легкокипящих углеводородов и обладает большей усадкой. Такие нефти называют лёгкими. Они отличаются высоким газонефтяным соотношением и плотностью, приближающейся к плотности газового конденсата.

*1.3 Общие сведения об осадочно-миграционной теории органического происхождения УВ и образования месторождений нефти и природного газа. Понятие о геологических ловушках для УВ, типы ловушек.*

Проблема происхождения углеводородов имеет два направления: неорганическое и органическое. Впервые идею глубинного происхождения нефти высказал А. Гумбольт. Д.И.Менделеев при взаимодействии воды с карбидами металлов получил углеводороды (1877). Гипотеза органического происхождения нефти была предложена М.В.Ломоносовым (1757). Нефть образовывалась из органического вещества под действием температуры и давления.

Баталии о происхождении углеводородов до настоящего времени не утихают. Каждая из сторон приводит «неопровержимые» доказательства конкретно защищаемой ими гипотезы, но другая сторона так же «убедительно» привлекает эти же «неопровержимые» доказательства для обоснования своей гипотезы. Для обоснования той и другой гипотезы нужна пористая среда для движения углеводородов и создания мест их накопления в виде залежей. Нефть не несет на себе явных следов условий происхождения; подвижность нефти и газа позволяет предполагать формирование залежей в процессе миграции за счет проникновения их из слоев, характеризую­щихся существенно иными геологическими особенностями, чем те, в кото­рых обнаруживаются залежи.

Преимуществом сторонников органического происхождения нефти являются подавляющее количество месторождений найденных в осадочном комплексе. Во многом это преимущество обусловлено тем, что бурение крайне редко достигает глубин свыше 5 км. Специальные работы не проводились для поисков углеводородов в зонах совершенного отсутствия осадочных толщ и обнаружения путей подхода углеводородов из глубинных недр.

**В гипотезе органического** происхождения углеводородов, предполагается, что они образованы из органической биомассы (водоросли, бактерии) скапливающейся в процессе осадконакопления в морских бассейнах. Пласты отложившихся осадков перекрываются новыми и часто непроницаемыми для жидкостей и газов, погружаются, подвергаются процессам метаморфизации. Разными исследователями приписывается главенствующая роль того или иного фактора обеспечивающего превращение органического вещества в нефть. Это температура, давление, радиоактивное облучение, микросейсмичность, катализаторы, микробиологические процессы. Образованные углеводородные микрокапли водами переносятся и скапливаются в ловушках. Пласты осадочной породы, в которой находилась биомасса, носят название *нефтематеринских.* По объему горных пород осадочного пласта ограниченного водоупорами и возможному процентному содержанию в них биомассы можно оценить объем возможного производства углеводородов. Гипотеза органического происхождения нефти по-прежнему является основной. К осадочным отложениям. приурочено 99,9% известных месторождений нефти.

Одно из возражений этой гипотезе: Объем накапливающейся органики существенно ограничен и до перекрытия горизонта непроницаемой оболочкой и создания условий превращения органики в углеводороды проходили миллионы лет, на протяжении которых отложенные органические вещества, трансформируясь, вымывались бы в водоем, в котором они находились.

**Гипотезы неорганического** происхождения нефти можно разделить на две группы.

Взгляды первой группы исследователей излагаются Н. А. Кудрявцевым (1954). По его предположению из углерода и водорода, имеющихся в магме, образуются углеводородные радикалы СН, СН2 , СН3, которые, как и свободный водород, выделяются из магмы или подкорового вещества и служат материалом для образования нефти в более холодных зонах земной коры. Глубинные разломы служат путями для подъема из мантии Земли в осадочную оболочку не только нефти, но и различных газов и паров, из которых по мере перемещения их в зоны с невысокой температурой образуются ювенильные воды, в той или иной степени насыщенные солями.

Вторая группа исследователей предполагает, что сложные углеводороды, попавшие из космоса в недра земли, претерпевают химические преобразования, превращающие их в нефть, которая в дальнейшем поднимается к поверхности и образует залежи в земной коре. Так. В. Б. Порфирьев (1966) пишет: «Нефть поступала с глубины не в форме углеводородных радикалов и низкомолекулярных соединений, а со всеми свойствами, присущими естественной нефти в отношении высокомолекулярных соединений и асфальтово-смолистого комплекса. Флюиды поднимались в высоко нагретом состоянии и под колоссальным давлением, обусловливающим эффект, аналогичный гидравлическому разрыву пластов и проникновению в пористые пласты, занятые водой.»

С позиций вышеизложенного конкретизируем некоторые факты в пользу неорганической гипотезы происхождения углеводородов:

Профессор Н. Кудрявцев писал: «Важнейшая из закономерностей состоит в том, что во всех без исключения нефтеносных районах, где нефть или газ имеются в каком-либо горизонте разреза, в том или ином количестве они найдутся и во всех ниже­лежащих горизонтах (хотя бы в виде следов миграции по трещинам). Это положение совершенно не зависит от состава пород, условий образования и содержания в них органического вещества. В горизонтах, где имеются хорошие коллекторы и ловушки, возникают промышленные залежи». Правило Кудрявцева подтверждают изученные месторождения Волго-Уральской области. Там основные залежи нефти распространены на площади, не совпадающей со слоями, богатыми органическим веществом. Напротив, залежи обнаруживают связь с глубинными разломами. На С-Американской платформе известны нефтяные скопления, расположенные внутри горизонтов, почти не содержащих органики.

Все крупные залежи углеводородов располагаются в зоне влияния глубинных разломов, уходящих в мантию. Залежи вытягиваются субпараллельно протяженности разломов. Все нефтеносные бассейны характеризуются повышенной плотностью теплового потока вне зависимости от времени формирования нефтегазоносных толщ. Такая закономерность обусловлена подтоком глубинных флюидов, что связано с геопроцессами происходящими в мантийных зонах. Неопровержимо доказано, что из глубин мантии в земную кору поступают многочисленные газы в том числе и углеводородные.

Осадочная толща океанической земной коры содержит огромные запасы газогидратов, образовавшихся из поступающих из глубин газов. Глобальные ресурсы газогидратов оцениваются в 2-1016 м3. Удельная плотность газогидратов в гидратоносных акваториях не уступает средней плотности запасов газа в газовых месторождениях. Они приурочены к приповерхностным рыхлым отложениям, над которыми отсутствуют покрышки. Скопления газогидратов часто формируются в пределах участков океанического дна, где толщина осадочного чехла не превышает одного км, а глубина океана достигает 5500 м, т.е. отсутствуют необходимые условия для генерации газа с позиций органической теории нефтегазообразования. Изотопно-геохимические признаки газогидратов свидетельствуют об их глубинном генезисе. (А. Дмитриевский, Б. Валяев).

По мере выработки месторождений, нефть в них не кончается. На позднем этапе разработки, когда запасы нефти в ловушках месторождений практически исчерпаны, добыча нефти продолжалась. На некоторых мелких по запасам месторождениях Северного Кавказа, Азербайджана, Средней Азии и других регионов добыча производится с конца XIX в. до настоящего времени. В других регионах крупные месторождения (Ромашкинское) разрабатывались весьма интенсивно на протяжении более полувека, в результате чего их извлекаемые запасы практически выработаны а суммарные объемы накопленной добычи, зачастую превышают объемы извлекаемых запасов нефти. Однако добыча на этих месторождениях продолжается, а ее годовые уровни колеблются от 3 до 20 % максимального (рис.1.2.).

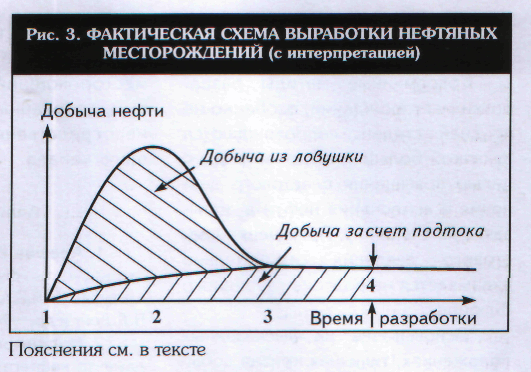


Рис.1.2. Схема выработки нефтяных месторождений

Под крупными нефтяными залежами, по данным сейсморазведки, наблюдаются динамические аномалии, представляющие собой сужающиеся вниз зоны развития трещиноватых, нарушенных пород.

На действующих рудниках золоторудного месторождения Витватерсранд в Южной Африке годичное поступление газа на глубине 3000 м составляет более 500 млн.м3.

В Кольской сверхглубокой скважине на глубинах 5000-9500 м обнаружены газы (гелий, водород, азот и метан) и сильно минерализованные воды, насыщенные бромом, йодом и тяжелыми металлами. Воды и газы циркулируют в мощных зонах тектонических нарушений.

По соседству с нефтью фиксируется присутствие гелия — газа, который мог оказаться рядом, только поднявшись с больших глубин. Например, месторождение Хыоготон-Панхэндл в США содержит кроме нефти и газа, еще 10 млн. м3 гелия.

В зонах глубинных разломов Байкальского рифта происходит разгрузка подземных вод, сопровождаемая дегазацией. Выделение свободного газа наблюдается по всей площади впадины, включая дно озера. Суммарный объем выделяющихся в атмосферу УВ газов только в пределах дельты р.Селенги около 20 млн м3 в год. (В. Исаев).

Установлены мощные потоки метана со дна Черного моря. Его выходы фиксируются на эхограммах и прослеживаются по всему периметру моря до глубин 650 м. Существование сотни подобных факелов в Черном море позволяет оценить суточный суммарный объем дегазации в миллионах кубических метров (В. Сазанский).

Легкий изо­топный состав углерода не является доказательством его биогенного происхождения. Средние значения изотопного состава углерода нефтей обычно не зави­сят от возраста вмещающих отложений, а также от глубины залегания предполагаемых "нефтематеринских толщ" и самих залежей.

На планетах Солнечной системы обнаружен метан. Углерод в виде высокомолекулярного углистого вещества выявлен во всех видах метеоритов, но наибольшее его содержание (до 2,5 %) установлено в группе углистых хондритов. В них обнаружены ароматические и парафиновые УВ, жирные кислоты, углеводы и аминокислоты. Возраст углистых метеоритов 1,9-3,4 млрд. лет. В космическом про­странстве широко распространены различные абиогенные углеродистые соединения ранних этапов формирования Вселенной. Атмосфера Юпитера, Сатурна, Урана и Нептуна содержит большое количество соединений углерода и водорода.

Таким образом, абиогенные УВ имеются на родственных Земле безжизненных планетах Солнечной системы.

Из 250 промышленно нефтегазоносных бассейнов, известных в настоящее время, в 55 из них открыты залежи углеводородов, связанные с кристаллическим фундаментом. По данным В.А. Краюшкина запасы 39 гигантских нефтяных и газовых аккумуляций частично или полностью залегают в кристаллическом фундаменте.

Чем больше открывается месторождений нефти и газа, чем большие глубины земной коры исследуются, тем больше вскрывается фактов подтверждающих неорганическое происхождение нефти и газа. Неорганическая теория происхождения нефти снимает запрет на разведку углеводородов ниже глубин в 5-6 км. Она требует применения новых подходов к планированию поисков нефти и газа. На глубинах 5000-8000 м разрабатывается уже более тысячи месторождений с суммарными запасами более 5 млрд т нефти и 17 трлн м3 газа.

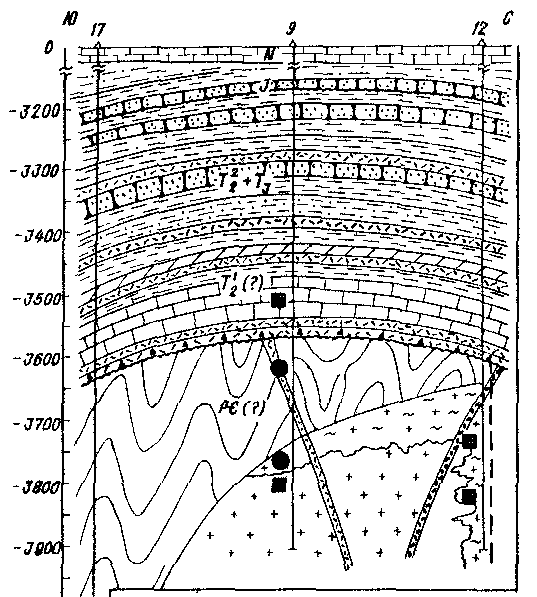


Рис.1.3. Промышленные залежи нефти в гранитах

Геологический разрез нефтяного месторождения Оймаша (Мангышлак). Нефтеносными оказались граниты (рис.1.3.). В скважине 12 фонтанный дебит составляет 240 м3/сутки нефти и 22 тыс. м3/сутки газа. По геологическому строению подток нефтегазовой смеси сбоку и сверху из осадочной толщи невозможен.Подток флюидов возможен только по тектоническим разломам

В Африке месторождение Ауджила-Нафора-Амаль – единое гигантское месторождение с преимущественным залеганием нефти в породах кристаллического фундамента, ниже кровли фундамента на 450 метров. Протяженность месторождения – 40 км.

Месторождение Хьюготон-Панхендл (Канада) длиной 490 км и шириной 13-91 км нефтегазоносны пермь, карбон и кристаллический фундамент. Извлекаемые запасы 223 млн т нефти и 2 трлн м3 газа. Скопления нефти во всех породах гидродинамически связаны. Природный газ месторождения содержит гелий и радон.

**К происхождению углеводородов.** Обе гипотезы органического и неорганического происхождения углеводородов основываются на поисках ловушек углеводородов, которые могут быть как в осадочных, так и в пористых магматических и метаморфических породах.

Проблема происхождения углеводородов является одной из сложных и до конца не решенных в геологических науках.

Основные нефтегазоносные провинции приурочены к окраинам платформ, их границам с орогенными сооружениями. В нефтях и попутных водах месторождений содержатся повышенные значения таких элементов как гелий, сера, свинец, ртуть и других, имеющих явно глубинный генезис. Это свидетельствует о совместной миграции углеводородов и указанных элементов по одним и тем же путям.

Сложные органические соединения возникли еще в космических условиях после завершения конденсации вещества Земли, Об этом свидетельствует органическое вещество в древних углистых хондритах. Это вещество представлено углеводородами, аминокислотами, ароматическими соединениями и другими веществами. Эти соединения возникли в метеоритном веществе из простых неорганических соединений в результате радиохими­ческих реакций, связанных с облучением ультрафиолетовыми лучами, космической радиацией, радиоактивным излучением ма­териала метеоритов. Следует обратить внимание на то важное обстоятельство, что жи­вое вещество нашей планеты по своему атомарному составу (если исключить Не) несравненно ближе к химическому составу Космоса, чем все остальные ее части. При охлаждении первичной газовой ту­манности возникновение первичных соединений из ее главных компо­нентов Н, С, О, N - было совершенно неизбежным процессом.

При температуре свыше 1000 оК в первичной солнечной туманности преобладающим соединением углерода была его окись СО, а при даль­нейшем охлаждении графит. При понижении температур значитель­ные количества СО превращаются в углеводороды, преимущественно в метан. Однако реакции этого типа протекают очень медленно. Предполагают, что ранее сконденси­ровавшиеся частицы железа и никеля явились катализаторами, уско­рившими реакции типа Фишера — Тропша:

20 СО + 41Н2 = С20Н42 + 20Н2О ;

*п*СО + (2*п* + 1) Н2 = СпН2п+2 + *п*Н20

Таким образом, в охлаждающейся солнечной туманности возникли сложные углеводороды.

Излияния базальтов неизбежно привносили в результате дегазации на поверхность Земли в среднем до 7% (от излившейся массы) ювенильной воды и поступали газы: СН4, СО, СО2, NH3, S, H2S, Н3ВО3, НС1, HF, HBr, Н2 и, вероятно, Se, Те, As. Газы составили первоначальную атмосферу нашей планеты. Между газами согласно законам термодинамического равновесия про­исходили химические реакции, которые и привели к образованию органических соединений.

Не отвергая осадочно-миграционную теорию образо­вания нефти и газа и формирования их залежей, целесообразно допол­нить ее с учетом современных достижений науки. В последние годы выдви­гается геодинамическая модель образования УВ, в основе которой заложено представление о тесной генетической связи "рождения" не­фти и газа с глобальными, цикличе­ски повторяющимися событиями — раскрытием и закрытием океанов обусловленные крупными тектоническими циклами про­должительностью около 600 млн лет (Гаврилов В.П., 1989). Для нефтегазообразования наи­более благоприятны фазы субдукции.

Выделяют несколько ме­ханизмов "производства" нефти: субдукционно-обдукционный, рифтогенный, депресионный.

**Субдукционно-обдукцион­ная модель** нефтегазообразования характерна для зон субдукций, рас­положенных по окраинам океанов, и зон столкновения континентов при закрытии океани­ческих бассейнов. Она предусматри­вает накопление огромных масс осадков с рассеянным УВ, их затягивание в зону поглощения, где отмечаются жесткие термоба­рические условия. Находясь под действием высоких температур (100-400 °С) в течение 1-2 млн лет, УВ попадает в очень благоприятную для нефтегазообразования ситуа­цию. Рассеянная капельно-жидкая нефть и газ моби­лизуются и вовлекаются в общий глубинный водоминеральный поток термальными водами, которые воз­никают при дегидратации океаниче­ской литосферы в зонах субдукции (Сорохтин О.Г., Ушаков С.А., 2002). Избыточное давление термальных вод поддерживается постоянной мо­билизацией и перегревом поровых вод океанических осадков, а также вод, освобождающихся при дегид­ратации коры. По мере удаления от зон поддвига температура и давле­ние термальных вод уменьшаются, замедляется и скорость фильтрации водоминерального потока. Создаются условия, благоприятные для аккумуляции УВ в залежи.

Образование нефти и газа по субдукционно-обдукционной модели не предусматривает обязательного на­личия особых нефтегазоматеринских пород. Возникновение УВ-флюида бу­дет происходить по мере погружения океанической плиты в мантию.

**Рифтогенная модель** нефте­газообразования подразумевает накопление мощной толщи осадков (10-12 км) вначале в континенталь­ных, а затем в условиях межконти­нентальных морей. Застойный ре­жим осадконакопления благоприят­ствует формированию глинистых пород, обогащенных ОВ (нефтегазоматеринские свиты).

Высокий тепловой поток, кото­рый идет от приближенной к подо­шве литосферы горячей мантии, активизирует процессы переработки ОВ в капельно-жидкую нефть. В этой ситуации вовсе не обязательно, чтобы нефте­газоматеринские породы были по­гружены на значительную глубину. Образование нефти и газа мо­жет протекать уже в донных осадках, как, напри­мер, в "горячих ямах" Красного моря в современных условиях.

Если процессы рифтогенеза не сопровождаются раскрытием океа­на, а останавливаются на фазе рифта, то над рифтовыми структу­рами закладываются круп­ные впадины (синеклизы). Внутри континентов формируются регио­нальные зоны нефтегазонакопления рифтогенного типа (например, месторождения З.Сибири и Северного моря). Таким образом, рифтогенные геодинамические ре­жимы могут проявляться внутри континентов или на их окраинах (окраинно-континентальные).

**Депрессионная модель.** Наряду с рассмотренными дву­мя основными геодинамическими режимами не отвергается существование депрессионноймоделинефтегазообразования, которая характерна для ряда крупных внутриплатформенных и межгорных впадин, не ослож­ненных рифтогенезом. В отличие от субдукционно-обдукционного и риф­тогенного режимов, депрессионный отличается относительно меньшей прогретостью недр и, следователь­но, более "вялым" течением процес­сов нефтегазообразования. Для их активизации исходным осадкам тре­буется погрузиться на глубину 2-3 км, т.е. попасть в наиболее благоприят­ные термобарические условия (в главную зону нефтегазообразова­ния (по Н.Б.Вассоевичу).

Важным преимуществом рифтогенной и субдукционно-обдукционной моделей нефтегазообразования является раскрытость недр, что пред­определяет флюидный об­мен поверхностных и глубинных сфер.

Таким образом, представляется весьма вероятным существование в земной коре, гидросфере и атмо­сфере двух УВ-потоков: органиче­ского и неорганического, которые в своей эволюции испытывают взаим­ное проникновение и смешение.

На современном этапе разви­тия учения о геологии нефти и газа необходимо признать многофак­торность и многовариантность про­цесса генезиса нефти и газа, отка­заться от противостояния "органиков" и "неоргаников". Образование УВ обусловлено различными при­чинами, носит смешанный характер. Характерной тенденцией со­временного этапа развития геоло­гии нефти и газа являются пере­смотр глобальных закономерно­стей пространственного распреде­ления месторождений нефти и газа в земной коре и вытекающая из этого корректировка подходов к нефтегазогеологическому районированию недр.

В природных резервуарах углеводороды находятся в рассеянном состоянии и в движении. Участок резервуара с застойными гидродинамическими условиями образует **ловушку**. В ловушке при благоприятных условиях может образоваться скопление углеводородов (залежь). Гравитационные силы приводят к распределению в ловушке газа, нефти и воды соответственно их плотностям. Распределение флюидов в ловушке может быть нарушено действием капиллярных сил, литологическим фактором или распределением давлений.

Ловушки подразделяют на три типа: *замкнутые, полузамкнутые и незамкнутые*. Первые два типа ловушек связаны с выклиниванием коллекторов. В незамкнутых ловушках нефть и газ удерживаются антиклинальными изгибами слоев или выступов. Так как ведущую роль в образовании ловушек играет тектонический фактор, то по условиям образования ловушки подразделяются на: структурные, литологические, стратиграфические, рифогенные и смешанные.

**Структурные** **ловушки** чаще всего связаны с антиклинальными изгибами слоев, тектоническими нарушениями или сочетанием указанных факторов (рис.1.4.; 1.5).



Рис.1.4. Структурная сводовая ловушка



## Рис. 4.5. Схема структурной тектонически экранированной ловушки

*.*

Образование **литологических** **ловушек** обусловлено литологической изменчивостью пород: выклинивание пород-коллекторов или замещение их непроницаемыми породами (рис.1.6.).

## Рис. 1.6. Схема литологических ловушек:

а – выклинивание коллектора, б – замещение коллектора непроницаемыми слоями

**Стратиграфические** **ловушки** связаны с поверхностями стратиграфического несогласия (рис.1.7).



## Рис.1.7. Стратиграфическая ловушка

**Рифогенные** **ловушки** связаны с рифогенными и биогермными массивами, возникшими в прошлые геологические эпохи (рис.1.8).



Рис.1.8. Рифогенная ловушка

**Смешанные ловушки** представляют собой сочетание нескольких описанных выше генезисных элементов. Например, на рисунке 1.9 показана литолого-стратиграфическая ловушка.



Рис.1.9. Литолого-стратиграфическая ловушка

**Условные обозначения ко всем рисункам**



*1.4 Минералы и горные породы. Классификация горных пород. Породы-коллекторы нефти и газа (их основные типы и характеристики).*

Образование минералов вблизи поверхности и на поверхности Земли происходит при участии воды, кислорода воздуха, углекислоты, а также в результате жизнедеятельности организмов.

Минералы представляют собой природные химические соединения (или элементы), являющиеся составной частью горных пород. Они встречаются преимущественно в твердом (кварц, слюда), реже в жидком (самородная ртуть) и газообразном (сероводород) состоянии. Из более чем 2000 минералов, известных в мире, лишь 25 широко распространены и играют существенную роль в составе геологических тел, характеризующихся большими размерами. Они называются породообразующими минералами.

Минералы могут быть кристаллическими или аморфными. В кристаллическом веществе частицы располагаются в строго определенном порядке. Форма кристаллов зависит от строения вещества, от его кристаллической решетки. Аморфное строение вещества характеризуется беспорядочным расположением его частиц. Физические свойства (теплопроводность, электропроводность и др.) у аморфного вещества во всех направлениях приблизительно одинаковы, тогда как у кристаллического разные.

Все минералы по химическому составу принято подразделять на классы.

Сульфиды. Насчитывается около 200 минералов, относящихся к этому классу. Это сернистые соединения металлов: пирит FeS2, галенит PbS, киноварь HgS, молибденит MoS. Они составляют не более 0,25% массы земной коры и не являются породообразующими. Многие сульфиды имеют большое практическое значение как руды свинца, цинка, ртути и др.

Галоиды. Этот класс включает хлористые, фтористые, бромистые и йодистые соединения – всего около 100 минералов, которые представляют собой соли галоидоводородных кислот. Доля их в земной коре незначительна. Наиболее распространены галит NaCl и сильвин KCl. В недрах многих нефтегазоносных районов они образуют толщи огромной мощности (более 500 м).

Сульфаты. В этот класс входит около 260 минералов, представляющих собой соли серной кислоты. На их долю приходится 0,1% массы земной коры. Некоторые из них (гипс CaSO4 · 2H2O, ангидрит CaSO4) являются породообразующими минералами и встречаются в виде мощных пластов.

Карбонаты. Минералы этого класса (около 80) составляют 1,7% массы земной коры. Наиболее распространены кальцит CaCO3 и доломит CaCO3 · MgCO3. Они относятся к породообразующим минералам и встречаются в природе большими массами (известняки, доломиты и мраморы).

Фосфаты. Эти минералы обычно встречаются вместе с арсенатами и ванадатами (солями мышьяковой и ванадиевой кислот), объединяя их в один класс. В этом классе насчитывается около 350 минералов, которые составляют 0,7% массы земной коры. Наибольшее распространение и значение имеют фосфаты (апатит Ca5(PO4)3F, фосфориты).

Окислы и гидроокислы. Число минералов в этом классе более 200. На их долю приходится 17% массы земной коры. Наиболее часто встречающимся минералом этого класса является кварц SiO2.

Силикаты. К этому классу относится около 800 минералов, что составляет примерно 1/3 числа всех известных. На их долю, по подсчетам А.Е. Ферсмана, приходится 75% массы земной коры. Многие из них относятся к породообразующим минералам и входят в состав почти всех горных пород. По происхождению силикаты связаны с эндогенными и особенно с магматическими процессами. Основой всех силикатов является кремнекислородный радикал-анион (SiO4)4-, он состоит из четырех ионов кислорода, расположенных в вершинах тетраэдра, и одного иона кремния (в центре). В зависимости от того, как связаны между собой эти радикалы, различают несколько групп силикатов. Наиболее распространена в природе группа полевых шпатов. По строению кристаллических решеток минералы этой группы близки к кварцу.

Среди полевых шпатов выделяются калиевые и кальций-натриевые полевые шпаты. Последние называют плагиоклазами. Крайними членами ряда плагиоклазов являются два минерала – альбит и анортит, образующие множество переходных разностей.

Из минералов других групп силикатов породообразующими являются мусковит, биотит, роговая обманка, авгит, нефелин, оливин и др.

Помимо перечисленных выделяется еще несколько классов минералов: самородных элементов (золото, платина, серебро, медь, сера, графит, алмаз), органических соединений и др.

Горные породы могут состоять из одного минерала или из нескольких. Все горные породы, слагающие земную кору, по происхождению делятся на три основные группы: магматические, осадочные и метаморфические. Кроме минерального состава и происхождения горные породы отличаются друг от друга структурой, текстурой и формами геологических тел, которые они образуют.

Структура горной породы это совокупность особенностей отдельных составных частей и их пространственными взаимоотношениями. Это размерность зерен, их форма, характер поверхности (крупно-и мелкозернистая, рыхлая, пылеватая и т. д. порода). Структура горных пород (строение) определяется размером, формой и характером срастания минеральных зерен.

Текстура горной породы характеризует пространственное расположение и распределение ее составных частей. Основным текстурным признаком осадочных пород является *слоистость* (рис.1.10). Текстура горных пород (сложение) определяется пространствен­ным взаиморасположением слагающих минеральных зерен и харак­тером заполнения объема породы.

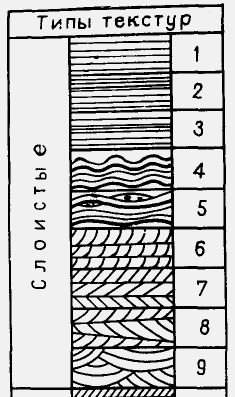


Рис. 1.10. Типы слоистости

Горизонтальная: *1 -* равномерная, *2* -направленно-изме­няющаяся, *3* - неравномерная; *4 -* пологоволнистая, па­раллельная; 5 - линзовидная; косая: *6-* косослоисто-касательная, 7 - параллельная, *8 -* параллельная с косым среза­нием серий слойков, *9 -* мульдообразная; чередования раз­ных типов: *10 -* косая горизонтальная, *11 -* косо-полого-волнистая; *12 -* биогенно-слоистая; *13 -* оползневая; *14 -* внедрения под давлением; *15 -* биотурбация; слоеватая *16 -* градационная, *17* - редкие включения, *18 -* ориентированно расположенные конкреции, *19 –* неотчетливая

Магматические и метаморфические породы плотные и, как правило, имеют кристаллическое строение. Магматические породы зале­гают в виде тел неправильной формы — батолитов, штоков. Осадочные породы менее плотные, часто пористые (впитывают воду). Они залегают в виде пластов, толщи их характеризуются слоис­тостью. Наконец, осадочные породы содержат ископаемые остатки организмов, а некоторые из них целиком состоят из раковин, тогда как магматические и метаморфические породы лишены их. В осадочных породах заключено подавляющее большинство скопле­ний нефти и газа.

Магматические и метаморфические породы составляют 95 % общей массы пород, слагающих земную кору, на осадочные породы прихо­дится 5 %. На земную поверхность магматические породы выходят лишь в некоторых районах земного шара, на большей же его части они скрыты под осадочными горными породами. Во всех нефтяных районах магматические и метаморфические породы залегают на боль­ших глубинах и не выходят на поверхность Земли.

Магматические горные породы. Эти породы бывают двух типов: интрузивные (глубинные) и эффузивные (излившиеся). Пер­вые образуются на различной глубине в недрах земной коры, вторые — на ее поверхности. Породы, образующиеся при интрузивном магматизме, в свою очередь подразделяются на две группы: абиссальные (собст­венно глубинные) и гипабиссальные (полуглубинные).

Интрузивные породы образуются при застывании магмы на значи­тельной глубине. На больших глубинах магма остывает медленно, поэтому все минералы успевают выкристаллизоваться полностью. Порода приобретает полнокристаллическое строение. Причем зерна всех минералов, из которых состоит порода, имеют почти одинаковые размеры. Такое строение является характерным признаком образо­вания пород на значительной глубине. Все абиссальные породы имеют полнокристаллическую равномерно-зернистую структуру и имеют плотное и компактное строение. Для них характерна массивная текстура. Кроме массивной, у абиссальных пород могут быть пятнистая и другиетекстуры. Примером глубинной гор­ной породы магматического происхождения служит гранит.

На сравнительно небольших глубинах образуются гипабиссальные породы. В этих условиях только часть минералов успевает выкристаллизоваться, основная же масса магмы, внедряясь в более холодные слои земной коры, относительно быстро застывает, не успев хорошо кристаллизоваться. Структура этих пород либо порфировидная, когда основная масса породы состоит из кристаллов незначительных размеров и среди них располагаются явно выраженные крупные кристаллы, либо порфировая, при которой крупные кристаллы вкраплены и скрытокристаллическую или стекловатую, аморфную массу. Приме­ром гипабиссальных горных пород могут служить кварцевые порфиры.

Эффузивныепороды образуются в поверхностных условиях. Остывание и затвердение лавы происходит быстро. В этих условиях могут образоваться очень мелкие кристаллы, а при застывании вязких лав кристаллизация вещества вообще оказывается невозможной. Для эффузивных пород характерна неполнокристаллическая (скрытокристаллическая или мелкокристаллическая) структура, при которой кристаллы едва различимы. Для излившихся пород характерна порис­тая текстура, обусловленная выделением пузырьков газа при застывании лавы, либо флюидальная со следами течения (длинные оси ми­неральных зерен породы ориентированы в одном направлении). Эффу­зивными горными породами являются базальты, андезиты.

Магматические горные породы по химическому составу (в зависимости от содержания в них SiО2 в виде кварца и других соединений) подразделяются на кислые с содержанием SiО2 более 65 %, средние - 65 - 52 %, основные - 52 - 45 % и ультраосновные - менее 45 %.

В состав кислых пород входят полевые шпаты, слюды, роговая обманка и кварц (в виде зерен); эти породы имеют светлую окрас­ку. В средних, основных и ультраосновных породах кварца нет или он присутствует в небольших количествах (в средних породах). Сред­ние породы окрашены в серые тона, основные и ультраосновные - в темные и даже черные. Цвет их зависит от цвета составляющих минералов.

Группу кислых пород составляют граниты, кварцевые порфиры, липариты и др. Они отличаются незначительным содержанием цветных силикатов (3-12 %) и общей светлой окраской. Для них харак­терно присутствие кварца и значительное количество ортоклаза, аль­бита, олигоклаза, биотита (мусковита), реже роговой обманки и еще реже авгита. Наиболее распространены интрузивные породы (гра­ниты, кварцевые порфиры). Эффузивные их аналоги (липариты) встречаются реже.

Граниты состоят из ортоклаза (40 - 60 %), кварца (25 - 35 %), плагиоклазов (10 - 15 %), мусковита, биотита и роговой обманки. Структура полнокристаллическая, равномерно-зернистая. Гранитные тела - батолиты занимают огромные площади на земной поверхности в горных и складчатых областях.

Кварцевые порфиры содержат в качестве вкрапленников крупные зерна кварца, реже полевого шпата и слюды. Цвет светло-сероватый и серовато-розовый. Образуются на небольшой глубине. Интрузии кварцевого порфира имеют караваеобразную форму либо встречаются в виде жил.

Извержения вулканов часто сопровождаются выбросами рыхлых продуктов (кислого и среднего состава), которые покрывают боль­шую поверхность Земли, образуя пирокластические породы. Среди них различают вулканический пепел (рыхлые накопления мельчайших частиц светло-серого цвета), вулканический песок (частицы разме­ром 0,5 - 2 мм) и вулканический туф. Последний представляет собой плотную породу, состоящую из вулканического пепла и песка, а также из частиц и обломков осадочного происхождения.

Основные породы состоят из темноцветных минералов: авгита, плагиоклазов, роговой обманки. Глубинные породы менее распростра­нены, чем излившиеся. Представителями этой группы являются габбро, диабазы и базальты.

Метаморфические горные породы. Исходным материалом для образования метаморфических горных пород являются магматические, осадочные и ранее образовавшиеся метаморфические породы. Основные наиболее распространенные метаморфические горные поро­ды — кварциты, мраморы, сланцы и гнейсы.

Кварциты, представляющие собой плотные породы с массивной текстурой, состоят из зерен кварца. Структура полнокристаллическая, обычно мелкозернистая. Цвет белый светло- и красновато-серый. Блеск жирный. Залегают в виде пластов. Образуются при региональ­ном метаморфизме из кварцевых песчаников.

Слюдяные сланцы являются горными породами более высокой степени метаморфизации по сравнению с глинистыми. В их составе преобладают слюды. Структура полнокристаллическая. Текстура сланцеватая (слоисто-листоватая) . Окраска светлая.

Гнейсы имеют полосчатую текстуру (светлоокрашенные минералы чередуются с темноокрашенными) и кристаллическое строение. Сос­тоят из кварца, слюды и полевых шпатов. Образуются в результате регионального метаморфизма.

Осадочные горные породы. Образуются они в результате разрушения на поверхности Земли ранее сформировавшихся горных пород и последующего накопления и преобразования продуктов этого раз­рушения.

Классы осадочных пород: терригенные (обломочные), карбонатные, вулканогенно-осадочные, эвпаритовые, каустобиолитовые.

Терригенные (обломочные) породы

Образование терригенных пород проходит ряд этапов:

* образование осадочного материала (разрушение);
* перенос осадочного материала;
* накопление осадков (седиментогенез);
* преобразование осадков в породу (диагенез);
* постепенная метаморфизация породы (катагенез).

Разрушение всех типов горных пород (магматических, метаморфических и осадочных) происходит под действием экзогенных процессов. Разрушенные горные породы транспортируются ветром, водой, ледниками и гравитационными силами. При транспортировке происходит дробление, изменение минерального состава, дифференциация материала, наиболее мелкие частицы перемещаются на более дальние расстояния.

Так, при воздействии ветра формируются и перемещаются песчаные дюны и барханы, а мелкие пылеватые частицы могут уноситься на тысячи километров, образуя лессовые отложения.

Водой осуществляется плоскостной смыв, продукты которого попадают в ручьи и реки переносятся водой и откладываются в виде террас, которые также со временем разрушаются и переносятся во внутренние водоемы или в океаны. На границе море-суша интенсивно происходит разрушение берегов морскими волнами, дробление, перенос и дифференциация материала. В шельфовой зоне океанов образуются мощные осадочные толщи, которые могут разрушаться течениями, мутьевыми потоками и оползнями уноситься в океан.

*Терригенные породы*классифицируются по двум крите­риям: размерности зерен и минеральному составу.

В соответствии со структурными особенностями, обломочные породы подразделяются на крупнообломочные (псефиты), средне-обломочные (псаммиты), мелкообломочные (алевриты) и тонкообло­мочные (пелиты).

Крупнообломочные породы - псефиты (размер зерен от 1 до 1000 мм) составляют десятые доли процента в осадочной оболочке. Породы состоят из несцементированных и сцементированных обломков различного состава, представлены большей частью горными породами, а не минералами. Среди несцементированных пород скопления угловатых неокатананых обломков с размером в поперечнике свыше 100 мм называются глыбами, от 100 до 10 мм — щебнем, от 10 до 2 мм — дресвой. Их об­разование связано с выветриванием горных пород. Породы, состоящие из окатанных обломков тех же размеров, соответственно назы­ваются валунником (>100 мм), галечником (10—100 мм) и гравием (2—10 мм). Среди сцементированных крупнообломочных пород различают брекчию и конгломерат.

*Брекчия* — осадочная порода, состоя­щая из неокатанных обломков (глыб, щебня и дресвы), скреплен­ных цементом.

*Конгломерат* — осадочная порода, состоящая из окатанных обломков (валунов, гравия и галек), также скрепленных цементом.

Средне-обломочные породы (псаммиты)со­стоят из обломков с размером зерен от 0,1 - 2 мм. Они могут быть несцементированными (пески) и сцементированными (песча­ники). По размеру зерен пески и песчаники разделяют на грубо­зернистые (1 - 2 мм), крупнозернистые (0,5 - 1 мм), средне-зернистые (0,25 - 0,5 мм), мелкозернистые (0,1 - 0,25 мм), По составу пески и песчаники могут быть мономинеральными, состоящими из одного минерала, и полиминеральными, состоящими из нескольких минералов. Мономинеральные пески и песчаники полу­чают название того породообразующего минерала, из которого они преимущественно сложены (например, кварцевый песок, глауконитовый, полевошпатовый). Среди полиминеральных песков и песчаников, часто встречаются, аркозовые, состоящие из полевых шпатов, кварца и слюды.

Цвет песков и песчани­ков зависит от цвета преобладающих обломков, а у песчаников — и от цвета цементирующего вещества. Пески и песчаники служат хорошими коллекторами для нефти и газа.

Мелкообломочные породы (алевриты) — осадочные породы, состоящие из частиц с размером преимущественно от 0,01 до 0,1 мм.

К несцементированным мелкообломочным породам относятся алевриты, лёссы, суглинки, супеси. Алевриты представляют собой рыхлую осадочную породу, про­межуточную между песками и глинами. Лёсс — светло-палевая или желто-серая порода, состоящая из частиц кварца и извести. Образо­вание лёсса связано с эоловой деятельностью. Сцементированные алевриты называются алевролитами. Алевролиты могут служить коллекторами для нефти и газа.

*Глинистые породы*

*Глинистые* породы - продукты выветривания, как механического, так и химического разрушения мате­ринских минералов.

Одним из основных агентов выветривания является водa. Растворяя химические элементы, насыщаясь углекислым газом, вода постепенно становится агрессивной и воздействует на горные породы как слабая кислота.

Вначале в результате гидролиза разрушается кристаллическая структура минералов. Вода диссоциирует на ионы водорода и (ОН), затем вступает в реакцию с кристаллическими веществами. Ионы замещают атомы в кристаллах или вступают с ними в реакцию, нарушается кристаллическая структура. Кальций, магний, натрий и калий растворяются, а соединения алюминия и железа образуют гидроксиды. Процесс образования последних носит название гидратации. Кроме того, при химическом выветривании происходит окисление соединений двухвалентного железа в трехвалентное. При этом изменяется не только внутренняя структура горной породы, но ее цвет и физические свойства. В результате химического выветривания от твердой горной породы остается рыхлый глинистый материал, химический и минеральный составы которого зависят от первичного состава материнской породы и климата.

Тонкообломочные гли­нистые породы (пелиты), имеют размер частиц 0,01- 0,001 мм. Под глинистыми породами подразумеваются различные глины, аргиллиты, глинистые сланцы, глинистые илы. Различаются глины и по седиментогенезу: морские, озерные, аллювиальные, кор выветривания, торфяников и болот, ледниковые и т. д.

В глинистых породах могут находиться и не глинистые минералы: кварц, полевые шпаты, хлориты, силикаты, слюды, оксигидраты железа и алюминия, карбонаты, сульфаты, сульфиды, а также переот­ложенные обломки пород различного генезиса и элементы животных и растительных организмов.

Пластичные глины, состоящие из каолинита, слюды и гидрата окиси алюминия, назы­ваются огнеупорными. Цвет глин серый, красно- и желто-бурый, черный. Плотные глины, сцементированные кремнеземом, называются аргиллитами. Глины и аргиллиты служат хорошими покрыш­ками для залежей нефти и газа.

В осадочной оболочке Земли глинистым породам принадлежит ведущая роль (более 50%), а с учетом примеси в других породах, глинистые минералы составляют более 80% осадочных образований.

Глины имеют самую высокую пористость и очень низкую проницаемость среди всех осадочных пород. Это обусловлено тем, что глины состоят из очень мелких частиц и каналы, соединяющие поры, сужаются настолько, что движение воды по ним затрудняется.

Наиболее часто встречаются глинистые минералы смектиты (монтмориллонит), гидрослюды (иллит), каолинит и хлориты.

*Смектитовые глины*набухают при контакте с водой. Связь между слоями глинистых частиц, имеющих кристаллическую структуру, у них слабее, чем у глин всех других типов. Вода может легко проникать между слоями и раздвигать их, глина набухает. Отдельные глинистые частицы могут расходиться настолько, что связь между ними исчезает (диспергирование).

*Монтмориллонитовые глины***.** Натриевый монтмориллонит называют *бентонитом.*Бентонит может увеличивать объем до 20 раз.

*Иллитовые глины***.** Под воздействием высокой температуры и давления монтмориллонит претерпевает физические и химические изменения и превращается в иллит. Он не имеет раздвигающейся кристаллической решетки. Вода не может проникнуть в межслоевое пространство его кристаллов*.* *Неустойчивость глинистых пород, содержащих иллит приводит к увеличению диаметра ствола скважины.*

*Каолинитовые и хлоритовые* глины мало набухают при контакте с водой. Хлоритовые глины могут набухать сильнее, чем каолинитовые или иллитовые, но не так сильно, как смектитовые.

Глины чрезвычай­но широко распространены и имеют прямое отношение к процессам нефтегазообразования в земной коре. Предполагается возможное каталитическое действие глин в образовании углеводородов. Глинистые породы способствуют сохранению органи­ческого вещества на стадии превращения осадка в породу, а в даль­нейшем - отжатию из последней образовавшейся микронефти. Не менее важна роль глинистых пород как флюидоупоров (покрышек), предотвращающих просачивание УВ к поверхности земли.

Уплотнение глин сопровож­дается последовательным выделением все новых порций воды. Выжи­мание это носит стадийный характер. Помимо поровой воды жидкого состояния, в глинах находится вода в особом состоянии (типа жидкого кристал­ла), достаточно прочно связанная со структурой минералов.

*Первая стадия дегидратации.* В конце диагенеза и начале катагенеза удаляется относительно свободная поровая влага, вместе с ней отжимается и избыточное количество слабо связанной воды.

*Вторая стадия дегидратации* начинается при достижении породами определенной глубины с температурами 83-110°С. Выделяется воды до 10 -15% общего объема осадков. Плотность ее в связанном состоянии выше обычной (1,15 - 1,7 г/см3). Во время второй стадии дегидратации разбухающих глин происходит перемещение в них и из них помимо воды и образовавшихся нефтяных УВ. На этой стадии развивается процесс термокаталитического разложения органического вещества и происходит массовое генерирование УВ. Следовательно, вторая фаза дегидратации глин соотносится во времени с главной фазой нефтеобразования. Микронефть, генерированная породой, получает возможность выйти из нее вместе с водой. Не все глины обладают способностью к набуханию и, следовательно, не все заключают в себе межслоевую воду.

*Третья стадия дегидратации* осуществляется на еще большей глубине, фаза нефтеобразования затухает и наступает фаза газообразования. Обезвожи­ваются ненабухающие глины. На первый план выходят те глинистые образо­вания, которые слабо проявили себя на предыдущей стадии. Эмигра­ция УВ идет уже в газообразной форме и тяжелые УВ, постепенно разламываясь на более легкие, получают возмож­ность покинуть глинистую породу.

В результате анализа поведения глин различного состава в катагенезе, делают вывод, что одни из них (разбухающие) вероятностью участвуют в процессе нефтеобразования, другие (неразбухающие) обеспечивают газообразование в осадочной толще.

*Карбонатные породы*

Карбонатные породы составляют 15 - 20% объема всех осадочных образований, содержат крупнейшие залежи нефти и газа. К карбонатным породам и осадкам относятся образования, сло­женные до 50% и более карбонатными минералами. Наиболее часто встречаются соединения кальцита и доломита. Это известняки и доломиты.

Известняки.Известняки (СаСО3) карбонатные породы, состоящие на 50%и более из кальцита или арагонита. Известняки со значительным содержанием глин называют мергелями. Известняки, не содержа­щие примесей, имеют белый цвет. Выделяют известняки *биогенные* (органогенные), *биохемогенные*, *хемогенные и обломочные*.

Доломиты. Доломитами называют породы, сложенные на 50% и более однои­менным минералом СаМg(СО3)2. Кристаллическая решетка доломита в высокой степени упорядочена и образована замещением атомов Са в кальците через один на атом Mg. В доломите место Mg2+ нередко занимает Fe2+ . По внешнему виду многие разности доломитов похожи на известняки и визуально их различают по харак­теру взаимодействия с разбавленной НС1.

По структурно-генетическим признакам выделяют *седиментационные* и *постседиментационные* образования;

Седиментационные (первичные) доломиты являются хемогенными образованиями. Они образуют пласты и содержат в качестве примесей гипс, ангидрит и глинистые минералы.

Постседиментационные доломиты являются метасоматическими образованиями и отличаются чрезвычайным разнообразием форм. Это пласты, линзы, штокообразные тела причудли­вых очертаний.

*Образование доломитов*. Фактором образова­ния доломита из природных вод является отношение Mg/Са. При повышенных концентрациях солей в растворе требуется все больше Mg для начала доломитообразования. Вторичная доломитизация широко развивается в рифовых по­стройках, где отмечается повышенное содержание высокомагнезиаль­ного кальцита, связанного с водорослями.

*Вулканогенно - осадочные породы*

Вулканогенно-осадочными называются отложения, состоящие из продуктов вулканиз­ма или из смеси их с терригенными, хемогенными, биогенными компонентами. Магматические источники вещест­ва поставляют при вулканических извержениях огромные массы матери­ала в жидком, твердом и газообразном состояниях. Этот материал затем перемещается на поверхности земли по общим законам седимен­тации и приобретает за счет этого черты осадоч­ных отложений.

*Эвапоритовые породы (соли)*

В водной среде идут хемобиогенные процессы дифференциации вещества. В прибрежных зонах и замкнутых бассейнах происходит испарение воды и выпадение солей (соленосные толщи Припятского прогиба, Прикаспийской впадины, залив Кара-Богаз-Гол). В лагунных условиях морские микроорганизмы избирательно питаются определенными продуктами концентрируя химические элементы. Так образовано крупнейшее железорудное месторождение (Керчь). На океаническом дне образуются железомарганцовые конкреции.

Соляные породы являются чисто хемогенными образованиями, выпадающими в осадок в результате выпаривания и высокой концентрации солей в природных водах. Их называют эвапоритами. Они возникают в морских и континентальных условиях. Основными соляными породами являются *сульфаты, хлориды фосфаты, алюминистые, железистые, марганцевые породы*. Главными мине­ралами этих пород являются гипс, ангидрит, мирабилит и т. д. из группы сульфатов; хлориды представлены сильвином, галитом, кар­наллитом. Нитраты, бораты и сода встречаются гораздо реже.

*Сульфатные породы.* Наиболее широко распространены в природе сульфатные образова­ния - гипсы и ангидриты. Цвет пород белый, розовый, голубова­тый, красный, желтоватый до темных. Сульфаты залегают в виде мощных линз, переслаивающихся со слоями галита, доломитов, известняков, глин и песков.

Гипс и ангидрит являются достаточно неустойчивыми и подвижны­ми образованиями. В зоне катагенеза гипс переходит в ангидрит. При гипергенных процессах, напротив, ангидрит гидратируется и переходит в гипс, увеличиваясь в объеме на 60%, что ведет к образованию текстур смятия. Гипс и ангидрит легко выщелачиваются подземными водами. При взаимодействии сульфатных вод с карбонатными породами образуются метасоматические сульфаты кальция.

*Хлористые породы.* Каменная соль сложена галитом (NaCl) и может содержать примеси других хлористых и сернокислых солей, ангидрита, оксидов железа и терригенных частиц. Каменная соль образует линзы, пласты и соляные купола. Текстура ее обычно тонкослойчатая, структура крупно- и грубозер­нистая.

Карналлитовая порода сложена в основном карналлитом (КС1 MgCl2 6H20), из примесей содержит преимущественно галит, иногда сильвин. Отличается ярко-красной или оранжево-желтой окраской, обусловленной присутствием тончайших иголочек гематита.

Сильвиновая порода (КС1) характеризуется тонкой слойчатостыо. Окрашены породы обычно в красные и пестрые тона за счет разной окраски слагающих их компонентов.

Структурно-текстурные особенности соляных пород обусловлены особенностями процессов формирования. Выделяются первичные и вторичные текстуры. Первичная слоистая текстура отража­ет годичные и сезонные изменения в процессе отложения соляных осадков. Эта текстура характерна для камен­ной соли и сильвинита.

*Каустобиолитовые осадочные породы*

Залежи каменного угля, сланцев, торфа обусловлены воздействием воды и течением хемобиогенных процессов. Транспортировка органического вещества и скопление его в осадочных бассейнах приводит к образованию углеводородных месторождений. К этому классу пород относятся нефть и газ. Они образуются в результате химических и биохимических процессов.

*1.4.Краткая стратиграфическая характеристика Припятского прогиба.*

Припятский прогиб расположен между Белорусской и Воронежской антеклизами и разделяющей их Жлобинской седловиной на севере и Украинским щитом на юге и включает Припятский грабен (палеорифт) и Северо-Припятское плечо. Он протягивается в запад - северо-западном, близком к широтному, направлении на 280 км и имеет ширину до 150 км. От Украинского щита прогиб отделен Южно-Припятским краевым разломом, представляющим собой зону сбросов обшей амплитудой по поверхности фундамента до 2 - 4 км. Северной границей прогиба на западе и грабена на востоке является Северо-Припятский краевой разлом, состоящий из серии кулисообразно подставляющих друг друга разрывов типа сбросов с суммарной амплитудой до 2 - 3,5 км. На востоке северной границей Припятского прогиба служат Жлобинский и Малиновско-Глазовский разломы, отделяющие Северо-Припятское плечо от Жлобинской седловины. Полесская седловина отделяет Припятский прогиб от Подлясско-Брестской впадины на западе, а Брагинско-Лоевская седловина - от Днепровско-Донецкого прогиба на востоке (рис.1.11).

Припятский прогиб выполнен мощной толщей осадочных и частично вулканогенных образований, которые представлены породами верхнего протерозоя, девона, карбона, перми, а также мезозоя и кайнозоя.

Припятская нефтеносная область является составной частью Днепровско-Припятской газонефтеносной провинции. В тектоническом отношении эта провинция представляет собой авлакоген, протягивающийся от складчатых сооружений Донбасса (Украина) до Микашевичского выступа фундамента (Беларусь). Размеры авлакогена 1100x150 км, он состоит из двух крупных структур: Припятского прогиба и Днепровско-Донецкой впадины, разделенных Брагинско-Лоевской седловиной.

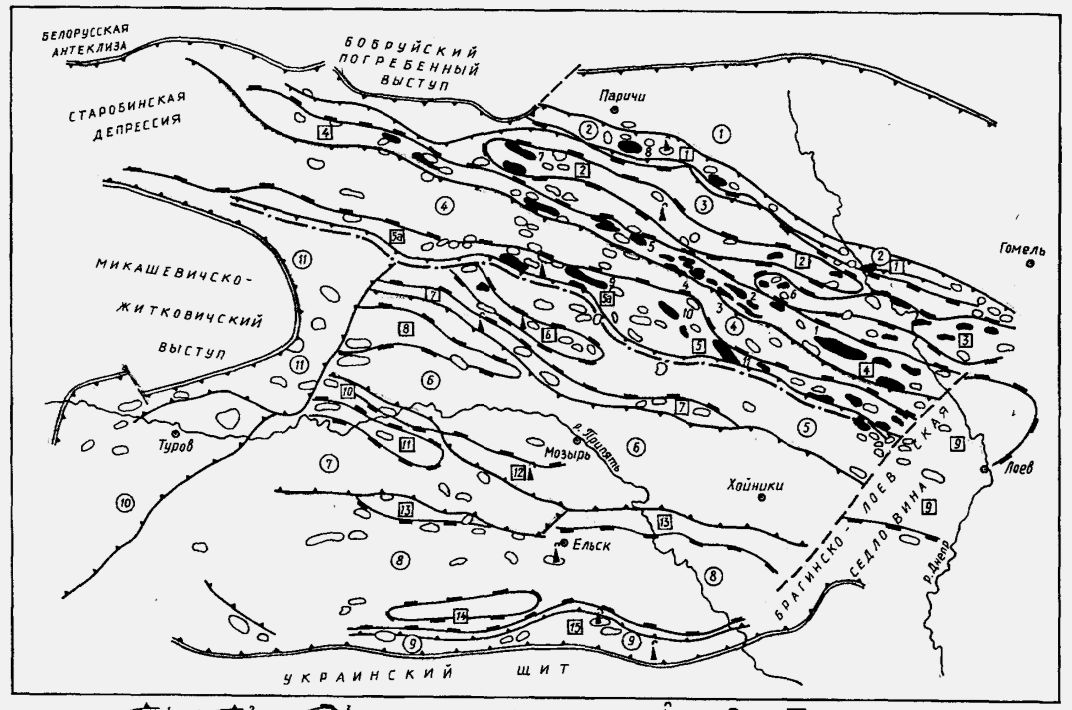


Рис.1.11. Припятский нефтегазоносный бассейн

Припятский прогиб выполнен дислоцированными отложениями верхнего протерозоя, среднего и верхнего девона, карбона и слабодислоцированными породами перми и мезо-кайнозоя.

Промышленная нефтеносность связана с подсолевыми терригенными (вильчанская серия венда, полоцкий и ланский горизонты среднего и верхнего девона) и карбонатными (саргаевский, семилукский, воронежский горизонты), межсолевыми (задонский, елецкий, петриковский горизонты) и верхними солевыми (лебедянский и стрешинский горизонты) отложениями верхнего девона. Большинство месторождений группируются в зоны нефтенакопления и связаны с несогласными листрическими разломами мантийного и сопутствующими им несогласными сбросами более мелкого заложения.

Залежи нефти связаны: 1) с зонами приразломных поднятий в пределах поднятых и опущенных крыльев крупноамплитудных разломов; 2) с приразломными ловушками поднятых крыльев малоамплитудных разломов на склонах тектонических ступеней; 3) с зонами приразломных поднятий в пределах бортовых уступов; 4) с участками фациального замещения пород.

Из десяти зон промышленного нефтенакопления 9 располагаются в Северной зоне ступеней.

Припятский прогиб выполнен мощной толщей осадочных и частично вулканогенных образований, которые представлены породами верхнего протерозоя, девона, карбона, перми, а также мезозоя и кайнозоя. Верхнепротерозойские отложения достаточно широко развиты на территории региона, занимая около 65—70% его площади и связаны в основном с Волынско-Оршанским (Пра-Оршанским) палео-прогибом. На юго-востоке Припятского прогиба они отсутствуют. Среди верхнепротерозойских отложений выделяются среднерифейские и вендские. Средний рифей − белорусская (полесская) серия − сложен красноцветными и пестроцветными мелко- и среднезернистыми песчаниками и песками полевошпатово-кварцевого состава с редкими прослоями алевролитов и глин. В венде, представленным отложениями вильчанской, волынской и валдайской серий, развиты такие характерные породы, как тиллиты − древние морены покровного материкового оледенения и вулканические туфы и туффиты основного состава.

Девонские отложения в пределах прогиба распространены повсеместно. Они слагают основную часть разреза платформенного чехла, достигая в мощности 4000 м, и со стратиграфическим и угловым несогласием залегают на выветрелых породах фундамента, а на западе региона − на образованиях верхнего протерозоя. На территории Припятского прогиба девонские отложения представлены образованиями среднего (эйфельский и живетский ярусы) и верхнего (франский и фаменский ярусы) отделов, слагающими подсолевые терригенную и карбонатную, нижнюю соленосную, межсолевую, верхнюю соленосную и надсолевую толщи.

В составе отложений эйфельского яруса в Припятском прогибе выделяются породы пярнуского и наровского горизонтов. Осадки пярнуского горизонта залегают трансгрессивно на различных породах верхнего протерозоя или фундамента. Сложены они в основном кварцево-полевошпатовыми песчаниками с редкими прослоями алевролитов и глин, приуроченных преимущественно к верхней части разреза. Толщина отложений весьма изменчива, составляет чаще всего 13 − 20 м.

Образования наровского горизонта представлены карбонатно-глинистыми породами с прослоями сульфатных и терригенных. Толщина их изменяется от 18 до 106 м. В породах содержатся остатки брахиопод, остракод, филлопод, обломки ихтиофауны, водоросли и споры. По литологическому составу и геофизической характеристике пород горизонт подразделяется на две части: нижнюю и верхнюю. В нижней преобладают доломиты и глины доломитовые, содержащие прослои ангидритов, песчаников и алевролитов. В северной части Припятского прогиба в пределах Мармовичской, Вишанской, Сосновской, Кормянской, Моисеевской, Березинской и других площадей в этих отложениях развит пласт каменной соли толщиной до 16 м. Верхняя часть горизонта сложена серыми и зеленовато-серыми глинами, часто доломитовыми с прослоями мергелей и глинистых доломитов, реже известняков.

Отложения живетского яруса представлены породами староосколъского горизонта, которые сложены пестроцветными песчаниками, песками, алевролитами, глинами, доломитами и доломитовыми мергелями. Толщина отложений горизонта 45 − 150 м. Выше по разрезу залегают отложения франского яруса в составе пашийско-кыновского (нижнещигровского), саргаевского (верхнещигровского), семилукского, алатырского, воронежского, евлановского и ливенского горизонтов.

Пашийско-кыновские (нижнещигровские) отложения сложены преимущественно кластогенными породами. В их составе выделяются две пачки: нижняя сложена в основном мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами с редкими прослойками глин и доломитовых мергелей, а верхняя — глинами с прослоями алевролитов и песчаников. В породах содержатся растительные остатки, брахиоподы, филлоподы, остракоды, обломки рыб и споры. Толщина отложений 28—85 м. Пашийско-кыновскими образованиями завершается разрез подсолевого терригенного комплекса.

Отложения саргаевского (верхнещигровского) горизонта сложены в основном карбонатными породами — трещиноватыми и кавернозными, часто доломитизированными, органогенными известняками и доломитами с прослоями мергелей. Толщина отложений 30 − 45 м.

Семилукские образования представлены известняками и вторичными доломитами. Среди известняков верхней части разреза широко распространены светлоокрашенные (до белых) органогенно-детритовые разности с кораллами (табуляты и ругозы). Толщина отложений изменяется от 0 до 36 м и зависит от глубины размыва их во время предворонежского перерыва в осадконакоплении.

К алатырскому горизонту в Припятском прогибе относится пачка преимущественно глинистых пород (речицкие слои по В. К. Голубцову), трансгрессивно залегающая на подстилающих семилукских отложениях. Толщина ее изменяется от нескольких метров (Вишанская, Мармовичская площади и др.) до 55 м (Вышемировская площадь). На западе региона отложения этой пачки отсутствуют. Разрез алатырского горизонта сложен серовато-зелеными и бурыми глинами и мергелями с прослоями доломитов и известняков. Они содержат алатырско-нижне-воронежский комплекс брахиопод со специфической, свойственной только этой части разреза ассоциацией остракод, а также остатки рыб и спорово-пыльцевой комплекс, характерный для ленинских и алатырских отложений центральных районов Восточно-Европейской платформы.

Отложения воронежского горизонта, толщина которого изменяется от 15 − 30 до 100 − 130 м, закономерно увеличиваясь в восточном направлении, представлены органогенными известняками, мергелями, доломитами, глинами с прослоями ангидритов, алевролитов, туфогенных и других пород. На крайнем северо-западе воронежские отложения сложены доломитами. В восточной части прогиба в значительном количестве присутствует вулканогенный материал. На севере, в пределах Городокско-Хатецкой ступени, в воронежских отложениях вскрыты прослои каменной соли.

Воронежские отложения перекрываются образованиями евлановского горизонта, толщина которого колеблется от 0 на западе до 120 м и более на востоке. Разрез горизонта представлен в основном мергелями и глинами с прослоями глинистых известняков, доломитов, песчаников и ангидритов. Существенно повышается содержание мергелей, сульфатных пород и глин. В восточной части прогиба в породах присутствует вулканогенный материал. Этими отложениями завершается разрез подсолевой карбонатной толщи.

Выше по разрезу расположена нижняя соленосная толща (верхне-франекая соленосная формация) евлановско-ливенокого возраста. Сложена она чередующимися пластами каменной соли, глинистых и сульфатно-карбонатных пород.

Межсолевые фаменские (в основном задонские и елецкие) отложения широко распространены в прогибе и отсутствуют лишь в узких зонах, в плане обычно совпадающих с участками сочленения структур второго порядка. Толщина их изменяется в весьма широких пределах − от нескольких десятков метров до 1100 м. Максимальные мощности наблюдаются в краевых частях на севере и юге прогиба, а также на западе, в районе Южно-Залесской и Туровской площадей. Область минимальных толщин (обычно 150 − 300 м) приурочена к центральной части региона. В районе Солигорска толщина задонско-елецких отложений составляет 50 − 120 м.

В зависимости от литологических особенностей пород выделяется семь литолого-фациальных зон. На юге прогиба (первая зона) преобладают песчаники, алевролиты, аргиллитоподобные глины и мергели. В пределах этой зоны среди отложений задонского возраста развит пласт каменной соли толщиной до 11 м. Вторая зона, приуроченная к юго-западной части прогиба, характеризуется преобладанием в разрезе известняков и мергелей. В периферических частях, особенно на юге и западе, увеличивается содержание аргиллитоподобных глин, прослоев алевролитов и песчаников. Широко распространены водорослевые разности карбонатных пород, сложенные онколитами гирванелл, коактилумов, унгдарелл. Центральную часть прогиба занимает третья зона, сложенная относительно глубоководными аргиллито-мергельными породами. На долю глинистых мергелей и глин приходится до 85—90% всего разреза толщи. Известняки характерны в основном для нижней части разреза, более широко карбонатные породы распространены на севере и западе. На востоке в верхней части разреза отмечаются прослои туффитов и туфов, а на юге внизу его — прослои алевролитов и алевро-песчаников. В центральной части этой зоны выявлено несколько локальных участков распространения каменной соли. Толщина пласта 2,0 − 2,5 м (Мозырская скв. 2-р, Прудокская скв. 1-р, Смагловская скв. 1-р и др.). Особенностью отложений этой зоны является широкое распространение тонкослоистых битуминозных пород типа доманика (обычно вверху разреза), обогащенных свободным кремнеземом, и специфический состав органических остатков (радиолярии, аммоноидеи, губки, ребристые остракоды группы энтомозоид и т. д.), характерных для относительно глубоководных бассейнов. Следует отметить, что в елецких отложениях широко развиты процессы окремнения. Содержание свободного кремнезема в них колеблется от 11,30 до 55,16%, в то время как в породах задонского горизонта оно не превышает 10,36%.

Четвертая зона охватывает северную часть прогиба и сложена преимущественно органогенными и хемогенными карбонатными породами. Выделяется несколько полос обильного развития водорослевых известняков, образующих постройки типа биогермов и биостромов. Наиболее широко они распространены вдоль Северо-Припятского разлома и на западе зоны (Калиновская, Северо-Калиновская площади и др.). Здесь развиты органогенные образования как в задонском, так и елецком горизонтах. Пятая зона выделяется в краевой северо-западной части прогиба и представлена прибрежно-морскими образованиями, среди которых преобладают известняки и вторичные доломиты, в подчиненном количестве присутствуют мергели и песчано-алевролитовые породы. Шестая зона расположена на северо-востоке региона и сложена главным образом осадочно-вулканогенными образованиями мощностью до 800 м. В нижней (задонской) части разреза преобладают темно-серые известняки и мергели. Верхняя (елецкая) часть разреза представлена вулканогенными образованиями (вторая вулканогенная толща). Толщина ее составляет 111 − 604 м. Сложена она в основном туфами разнообразной структуры (от алевритовой до агломератовой). Отмечаются прослои туффитов. В разрезе многих скважин встречаются покровы и потоки лав толщиной до 116 м. Седьмая зона приурочена к Городокско-Хатецкой ступени. Здесь преобладают карбонатные породы с фауной брахиопод, остракод, пелеципод, гастропод и водоросли, образующие различные по мощности прослои онколитовых известняков. Толщина задонско-елецких отложений составляет 312—690 м.

Межсолевые отложения перекрываются верхнефаменской соленосной формацией данково-лебедянского возраста, представленной чередующимися пластами и пачками каменной соли и несоляных пород. Во многих соляных пачках развиты калийные соли. Толщина соленосных отложений колеблется от первых сотен метров до 3 км и более.

Надсолевые девонские отложения почти повсеместно распространены в пределах Припятского прогиба. Возраст их данковский и озерско-хованский. На западе региона они представлены преимущественно карбонатно-глинистыми породами, на юго-востоке − глинисто-песчаными, а на северо-востоке − терригенно-карбонатными с большим количеством вулканогенного материала. В нижней части разреза в виде прожилков, прослоев и гнезд присутствует гипс и гипсоангидритовая порода, а в верхней − прослои горючих сланцев, сапропелевых мергелей и палыгорскитовых глин. Толщина отложений изменяется от нескольких десятков до 1000 м..

Каменноугольные отложения распространены главным образом в восточной, центральной и южной частях прогиба. Они представлены нижним (турнейский, визейский, серпуховский ярусы) и средним (башкирский, московский ярусы) отделами. Полнота разреза и толщина образований (от 0—100 до 500—1000 м) определяются структурными условиями их залегания. Сложены они преимущественно карбонатно-песчано-глинистыми породами.

Выше каменноугольных образований в разрезе платформенного чехла залегают породы перми, триаса, юры, мела, палеогена, неогена и антропогена. Толщина этих отложений обычно составляет 200—500, а на отдельных участках превышает 1000 м. Представлены они преимущественно песчано-глинистыми разностями пород. В отложениях меловой и юрской систем развиты также карбонатные породы (мел, известняк, мергели и др.).

Отложения платформенного чехла Припятского прогиба расчленяются на несколько вертикальных, последовательно сменяющих друг друга в разрезе формационных рядов, образующих отдельные структурные комплексы, которые разделяются региональными перерывами и структурными несогласиями. Эти комплексы в свою очередь расчленяются на этажи и подэтажи. Здесь выделяются катаплатформенный (среднерифейско-нижневендский комплекс) и ортоплатформенные (верхневендско-нижнекембрийский, среднедевонско-среднетриасовый и верхнетриасово-антропогеновый комплексы) структурно-формационные подразделения.

Породы среднерифейско-нижневендского комплекса развиты на большей части территории (за исключением юго-востока), а верхневендский структурный этаж — только на западе региона.

Припятский прогиб выполнен в основном образованиями среднеде-вонско-среднетриасового (герцинского) структурного комплекса, который подразделяется на эйфельско-среднефранский, верхнефранско-каменноугольный и верхнепермско-среднетриасовый структурные этажи.

В объеме эйфельско-среднефранского структурного этажа выделяются формации (снизу вверх): сульфатно-карбонатно-терригенная сероцветная, терригенная пестроцветная и карбонатная сероцветная.

Верхнефранско-каменноугольный этаж охватывает ряд с вертикальной последовательностью формаций: сульфатно-карбонатная сероцветная, соленосная, терригенно-сульфатно-карбонатная сероцветная, соленосная (калиеносно-галитовая), карбонатно-терригенная сланценосная сероцветная, карбонатно-терригенная сероцветная, терригенная каолинитово-угленосная пестроцветная, параллическая карбонатно-терригенная угленосная пестроцветная, карбонатно-терригенная пестроцветная.

На крайнем востоке прогиба развита щелочно-ультраосновная − щелочно-базальтоидная формация, в горизонтальном ряду сопряженная с сульфатно-карбонатной, соленосной, терригенно-сульфатно-карбонатной и калиеносно-галитовой формациями..

В верхнепермско-среднетриасовом структурном этаже обособляется молассоидная пестроцветная формация, состоящая из сульфатно-терригенной пестроцветной, терригенной красноцветной и карбонатно-терригенной пестроцветной субформаций (по материалам РУП «ПО «Белоруснефть»).

Породы-коллекторы нефти и газа (их основные типы и характеристики).

Выделяют три типа карбонатных коллекторов: поровые, трещинные, кавернозные, а также четвертый смешанного характера.

Около половины современных мировых запасов УВ приурочено к карбонат­ным образованиям. Среди них выделяются наилучшие по качеству коллекторы - рифовые сооружения, с которыми связано почти 40% запасов УВ. В Припятском прогибе 95% коллекторов эксплуатируемых месторождений – карбонатные трещинно-поровые

Карбонатные коллекторы отличаются крайней невыдержанностью и зна­чительной изменчивостью свойств. В минеральном отношении карбонатные породы менее разнообразны, чем обломочные, но по структурно-текс­турным характеристикам имеют гораздо больше разновидностей. Различают первичные и вторичные пустоты.

Первичные пустоты обусловлены упаковкой зерен породы при их отложении, наличием пустотелых компонентов (раковины).

Вторичныеизменения (выщелачивание, доломитизация, перекристаллизация, трещинообразование и др.). При перекристаллизации происходит существенное изменение структуры и текстуры пород. Этот процесс направлен в сторону увеличения размеров кристаллов. Рост кристаллов способствует образованию микротрещин. Наиболее эффективное влияние на формирование вторичной пустотности оказывают выщелачивание и метасоматоз (доло­митизация).

Выщелачивание приводит к развитию карстообразования. Доломитизация (и обратный процесс) являются вторым фактором при формировании коллекторов. В условиях повышенных температур растворы теряют магний, обменивая его на кальций вмещающих пород. Общий объем породы сохраняется, а пустотность в ней за счет доломитизации повышается. Обратный процесс раздоломичивания распространен в приповерхностных условиях. Наиболее активно он проходит в разрезах, где доломиты содержат прослои сульфатов. Однако перенос сульфатов водами нередко приводит к ухудшению качества коллекторов. Рассматриваемые явления приводят к переотложению карбоната кальция и возникновению непроницаемых частей пласта. В Припятском прогибе это явление встречено на Речицком месторождении, где в семилукских отложениях зона ВНК явилась зоной кольматации, препятствующей разработке месторождения.

Таким образом, в карбонатных породах формирование коллектора происходит как на стадии накопления осадочного материала, так и на стадиях диагенеза, катагенеза, тектогенеза.

К терригенным коллекторам относятся обломочные породы. Они могут быть как рыхлыми, так и сцементированными. Обломки могут быть окатанные и не окатанные, с размерами зерен от 0,1 до 200 и более миллиметров. Обломочные породы представляют собой хорошие коллекторы.

Из терригенных пород-коллекторов наиболее распространены пески и песчаники. Для коллекторских свойств большое значение имеет структура породы: зазубренность зерен, ступенчатая поверхность граней. Перенос обломков породы приводит к их дроблению, окатыванию, растворению, рассортировке по размеру и плотности, изменению состава минералов. Породы из более крупнозернистых и окатанных зерен обладают высокими коллекторскими свойствами.

После отложения осадка дальнейший процесс диагенеза и катагенеза приводит к сокращению порового пространства, идут процессы уплотнения, цементации, растворения, разложения минералов, новое минералообразование, перекристаллизация.

Самыми распространенными терригенными коллекторами являются породы с межзерновым поровым пространством, но выделяются достаточно часто трещинно-поровые и кавернозно-поровые. В Припятском прогибе имеют распространение все виды коллекторов.

Классификация терригенных коллекторов отражает их фильтрационно-ёмкостные свойства. Выделяются три типа порового пространства: коллекторы свободно-поровые, цементно-поровые, реликтово-поровые.

Свободно-поровые коллекторы находятся на небольших глубинах, процессы переуплотнения и отжатия вод незначительны. Породы обладают высокой пористостью и проницаемостью.

Цементно-поровые коллекторы образуются при средней и глубокой стадии преобразования породы. Поровое пространство в значительной степени занято цементом, поры мелкие.

Реликтово-поровые коллекторы развиты в нижней зоне катагенеза. В связи с большим давлением минеральный скелет породы перестраивается, начинает развиваться мелкая трещиноватость на фоне уничтожения межзерновой пористости. Большое значение приобретает формирование вторичной пористости вследствие процессов растворения и перекристаллизации.

К нетрадиционным коллекторам относятся коллекторы в глинистых, кремнистых и магматических породах, корах выветривания.

*Глинистые коллекторы*. Глинистые породы в разрезе как покрышки работают до определенных глубин, ниже которых они теряют свои экранирующие свойства, превращаясь в коллекторы. Это связано с глубокой перестройкой их минеральных и органических составных частей. Глины на значительных глубинах обладают пониженной плотностью (2,23-2,4 г/см3) и пористо­стью 5,8-10%, в то время как в глинах, перекрывающих толщу, те же свойства характеризуются параметрами 2,6-2,7 г/см3 и 4-4,2%.

Возникновение пустот в гли­нистых породах связано с разуплотнением глин и преобразованием находящегося в них глинистого вещества. Возникающие газообразные продукты при образовании УВ повышают внутрипоровое давление, расширяют пустоты. Подтоки флюидов по разломам из более глубоких гори­зонтов способствуют созданию зон АВПД и увеличению температуры, что, в свою очередь, усиливает преобразование ОВ. Лучшие притоки нефти получают из глинистых коллекторов в зонах разломов.

*Кремнистые коллекторы* также относятся к нетрадиционным. Кремнистые породы - силициты образуются чаще всего на кон­тинентальных окраинах активного типа.

Возникновение разных типов кремнистых пород из первично орга­ногенных кремнистых осадков связано с постседиментационным пере­распределением кремнезема, изменением его минеральной формы и перестройкой структуры осадка, а затем и породы. Дальнейшая перекристаллизация ведет к образованию халцедон-кварцевых пород (кремней), в которых развивается интенсивная микротрещиноватость.

*B вулканогенных и глубинных магматических породах* коллеторские свойства возникают в результате вторичных преобразований. Они могут затронуть любые разности пород.

Эффузивные породы в районах актив­ной гидротермальной деятельности подвергаются выщелачиванию за счет чего образуются высокопористые разности. Широко развитые в прогибах вулканических поясов туфы и туфогенные породы подвергаются преобразованиям, за счет которых возникает вторичная пористость.

*Коллекторы кор выветривания*. Нефтеносные коры выветривания встречены в Предкавказье, Западной Сибири, Днепровско-Донецкой впадине. Их мощность может достигать десятки метров. В корах выветривания выделяются зоны гидролиза, выщелачивания, дезинтеграции, в связи с различием геохимических процессов по глубине. Зона дезинтеграции характеризуется пористостью, достигающей 15 %, зона выщелачивания - до 20 %. В верхней зоне гидролиза происходят процессы преобразования минерального состава и структуры первичных пород. Основой породы являются гидрослюды и каолинит. Зона гидролиза может при уплотнении преобразоваться в зону покрышек.

Анализ показывает, что около 60% запасов нефти в мире приурочено к песчаным пластам и песчаникам, 39% – к карбонатным отложениям, 1% – к выветренным метаморфическим и изверженным породам. Следовательно, породы осадочного происхождения – основные коллекторы нефти и газа.

В таблице 1.1 представлена классификация коллекторов нефти и газа.

Таблица 1.1 Классификация коллекторов нефти и газа (Котяхов Ф.И., 1969)

|  |  |
| --- | --- |
| Тип коллектора | Критерий классификации |
| Трещинный | Sв = 1; mк = 0 |
| Кавернозный | Sв = 1; mт = 0 |
| Каверно-трещинный | Sв = 1; Nик > Nит |
| Трещинно-каверновый | Sв = 1; Nит > Nик |
| Поровый | mк = 0; mт = 0; Sв < 1 или  mп>> mк + mт  Nип >> Nик + Nит |
| Трещинно-поровый | Sв < 1; Nит > Nип; mк = 0 |
| Порово-трещинный | Sв < 1; Nип > Nит; mк = 0 |
| Порово-каверновый | Sв < 1; Nип > Nик; mт = 0 |
| Каверново-поровый | Sв < 1; Nик > Nип; mт = 0 |
| Каверново-трещинно-поровый | Sв < 1; Nик > Nип + Nит |
| Порово-трещинно-каверновый | Sв < 1; Nип > Nит + Nик |
| Трещинно-порово-каверновый | Sв < 1; Nит > Nип + Nик |

где: Sв – содержание капиллярно-связанной вды в порах матрицы;

mк, mт, mп – коэффициенты кавернозности, трещиноватости и пористости;

Nип, Nик, Nит – извлекаемые запасы нефти в порах, кавернах и трещинах.

Как видно из таблицы 1.1 к трещинным относятся коллекторы, у которых кавернозность равна нулю, а поры заполнены водой или отсутствуют. Иными словами, к трещинным относятся коллекторы (трещиноватые породы), в которых нефть и газ содержатся только в трещинах: граниты, кварциты, метаморфические сланцы, карбонатные отложения в осадочном комплексе.

К чисто каверновым коллекторам относятся те, у которых трещиноватость равна нулю, а пористая часть матрицы полностью насыщена водой, то есть в которых нефть или газ содержатся только в кавернах. Другие типы коллекторов характеризуются соответствующими критериями классификации (табл.1.1.).

*Пористость горных пород*

Наличие пустот в горной породе определяет ее пористость. Первичные поры возникают при образовании горной породы, вторичные поры – в результате механического, химического, тектонического, теплового и т. д. воздействия на породу. По величине поровых каналов породы подразделяют: на сверхкапиллярные – размер каналов больше 0,5 мм; капиллярные – 0,5–0,0002 мм (0,2 мкм); субкапиллярные – меньше 0,2 мкм. Чем меньше поровые каналы, тем большее оказывается сопротивление движению нефти, воде, газу. При субкапиллярных каналах даже при высокой пористости порода будет непроницаема для жидкости и газа (глина). Поровый состав несцементированных обломочных пород в основном зависит от гранулометрического состава. У грубо-, крупно-, среднезернистых слабосцементированных пород преобладают крупные, близкие по размерам поры. У мелко- и тонкозернистых пород – мелкие поры. У карбонатных пород поровый состав разнообразен. Ракушечник, водорослевые известняки имеют крупные поры. Известняки и доломиты хемогенного происхождения – тонко-, мелко- и среднезернистые. При одинаковых размерах зерен наименьшей пористостью обладают породы с окатанными зернами, наибольшей – с угловатыми и плоскими. Пористость также зависит от укладки зерен, при рыхлой укладке пористость может составлять 48 %, ромбической – 26 %, параллельной – 12 %. Пористость пород, а особенно глин и глинистых, может существенно зависеть и от давления в пласте. Извлечение пород на поверхность Земли приводит к изменению их пористости на 7–50 %, что следует учитывать при сравнении пористости пород, определенной в скважинных условиях и на поверхности Земли.

Пористость породы может быть высокой, но часть пор может иметь замкнутый характер, что исключает возможность передвижения в них жидкости и газа. Возможность передвижения флюидов в порах малого диаметра зависит и от создаваемого градиента давления в породе. В связи с этим различают полную (абсолютную), открытую, эффективную и закрытую пористость.

Полная пористость включает объем всех пор (пустот) в породе как сообщающихся между собой, так и изолированных. Открытая пористость включает объем только связанных между собой пор. Разность между полной и открытой пористостью дает величину закрытой пористости.

Эффективная (динамическая) пористость включает объем только тех пор, по которым происходит движение флюида, без застойных зон при определенном градиенте давления. Динамическая пористость характеризует не только породу, но и физико-химические свойства насыщающих её углеводородов и воды. Величина динамической пористости характеризует извлекаемые запасы углеводородов при вытеснении их водой. Для однофазной системы динамическая и эффективная пористости тождественны.

Коэффициент пористости *m* определяет отношение объема пор в образце породы *V*пор к объему образца. Коэффициент пористости определяется в процентах или долях единицы:

, (1.1)

Соответственно можно определить коэффициент открытой пористости. Однако не все пористое пространство, кроме закрытой пористости, может быть занято нефтью или газом. В связи с этим вводится понятие эффективной (полезной) пористости пласта. В этом случае при расчете коэффициента эффективной пористости от объема пористого пространства образца породы следует вычесть объем закрытой пористости и объем пор занятых остаточной водой.

При динамических нагрузках, создаваемых для движения нефти и газа в пласте в зависимости от перепадов давления, свойства нефти, двух- или трехфазности системы, капиллярных свойств породы и других причин часть нефти может не перемещаться. Для учета и оценки условий, существующих в пласте, вводится понятие динамически полезной емкости коллектора и динамической пористости, рассчитывается коэффициент динамической пористости.

С увеличением глубины определения полная пористость все более и более превышает открытую пористость. Пористость зависит и от литологического состава горных пород. В песках полная и открытая пористость практически равны. В глинах полная пористость велика, а открытая незначительна или даже отсутствует.

Для определения коэффициентов пористости пород используется метод взвешивания в жидкости (обычно керосине) и воздухе образца насыщенного той же жидкостью:

, (1.2)

где *P*1 – масса сухого образца в воздухе;

*P*2 – масса образца с заполненными керосином порами;

*P*3 – масса насыщенного керосином образца в керосине.

Объем образца породы находится по объему вытесненной жидкости, если предварительно насытить образец этой же жидкостью. Иногда применяют парафирование образца или рассчитывают его объем при правильной геометрической форме.

Для определения пористого пространства породы применяются и другие разнообразные методы. Пористая среда содержит поры различного размера. Важно определить изменение объема пор, приходящееся на единицу изменения их радиуса (рис. 1.12.)

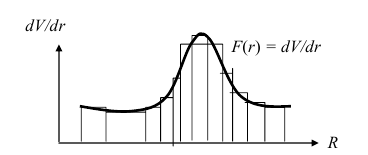


Рис.1.12. Дифференциальная кривая распределения пор по размерам

*Проницаемость горных пород*

Проницаемость характеризует способность пласта пропускать воду, нефть и газ. Абсолютно непроницаемых пород нет. Но из-за малых размеров пор, вязкости воды, нефти и газа, адсорбционных свойств породы и других условий породы могут быть слабо проницаемы или непроницаемы. Проницаемость зависит от структурнотекстурных особенностей пласта. Вдоль напластования проницаемость может быть в 3–10 раз выше, чем поперек напластования.

Различают проницаемость абсолютную, эффективную (фазовую) и относительную. Абсолютная проницаемость характеризует проницаемость породы для одной фазы, химически инертной к породе. Абсолютная проницаемость определяется пропусканием через породу газа (азота, гелия) или воздуха при известном давлении фильтрата на входе и выходе. Проницаемость одной и той же породы может быть различной для воды, нефти, газа, соответственно для разного фазового состава.

Фазовой (эффективной) проницаемостью называется способность породы пропускать один флюид в присутствии другого. Эффективные проницаемости характеризуются коэффициентами для газа Кпр.г, воды Кпр.в, нефти Кпр.н. Их значения зависят от объемного соотношения компонентов газа, нефти, воды в фильтрующихся смесях.

Исследования показали:

1. При водонасыщенности до 20–50 % Кпр.в для жидкости близок к нулю; вода удерживается и не участвует в фильтрации, а относительная проницаемость для газа будет 0,9–0,98. Из скважины можно добывать чистый газ.

2. При водонасыщенности больше 75–90 % Кпр.г близок к нулю.

3. В зависимости от степени водонасыщенности возможен двух- и однофазный поток.

4. Фильтрация нефти, как однофазной жидкости, возможна только при водонасыщенности меньше 10 %.

5. Значение Кпр.в в основном определяется Кв и практически не зависит от соотношения в породе-коллекторе нефти и газа.

6. При газонасыщенности песчаных пород до 10 %, а известняков до 30 %, газ остается неподвижным, ухудшаются условия и для фильтрации нефти и воды. Выделяющийся в пласте газ при снижении давления оказывает отрицательное влияние на фильтрацию нефти.

Относительная проницаемость пористой среды определяется отношением ее эффективной проницаемости к абсолютной, для данной фазы. Проницаемость горных пород определяют по закону Дарси. Скорость фильтрации ν пропорциональна коэффициенту проницаемости породы К, градиенту давления Δp и обратно пропорциональна динамической вязкости жидкости μ и длине пористой среды L:

, (1.3)

Скорость фильтрации определяется также отношением объема расхода жидкости в единицу времени *Q* к площади фильтрации *F*. Единица проницаемости – дарси (Д), ее тысячная доля – миллидарси (млД). Пористая среда обладает проницаемостью 1 дарси для однофазного флюида с вязкостью 1 сантипуаз, полностью насыщающего пористую среду при фильтрации через нее со скоростью 1 см/с (расход 1 см3/с) при площади поперечного сечения 1 см2 и градиенте давления 1 атм (1 Д = 10-12 м2 ).

В системе СИ за единицу проницаемости принимают 1 м2. При фильтрации через образец площадью 1 м2, длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью 1 Па · с составляет 1 м3/с. Линейный закон фильтрации жидкости является идеальным случаем из общей закономерности фильтрации. Он нарушается в связи с изменением скорости фильтрации, размеров и конфигурации пор, зерен, состава породы, свойств жидкости и других условий. Для нефти и газа нарушение линейного закона фильтрации обычное явление, которое обусловлено различным фазовым составом потока, его физическими свойствами, свойствами пористой среды, насыщенностью среды водой и т. д. Для анализа проницаемости среды пользуются зависимостями относительных проницаемостей от степени насыщенности порового пространства различными фазами. По таким зависимостям делают выводы о притоках нефти, воды и газа в скважину, определяют дебит скважины и решают технические задачи эксплуатации месторождений.

Пористые среды содержат определенное количество воды, т. е. обладают влажностью и характеризуются влагоемкостью. Влагоемкость – способность породы удерживать то или иное количество влаги.

Полная влагоемкость – способность пород удерживать максимально возможный объем воды *V*в на определенный объем сухой породы *V*п. Установлено, что если в песке содержится до 20 % воды, то она остается неподвижной, т. к. удерживается в мелких и тупиковых порах и в виде пленок. Объем удерживаемой воды может превышать объем сухой породы.

На границе вода–порода протекают электрохимические процессы. По обе стороны создается двойной электрический слой (ДЭС) – особое распределение электрических зарядов в приграничных областях соприкасающихся фаз. Двойной электрический слой может быть ионным, адсорбционным, ориентационным. В двойном электрическом слое свойства воды отличаются от её свойств в свободном пространстве. Эта вода в два раза плотнее свободной, имеет большую вязкость, упругость, меньшую электропроводность, замерзает при температуре –20 °C, а в монтмориллоните – при –193 °C. Фазовая проницаемость для нефти в таком пласте, после начала увеличения водонасыщенности, быстро уменьшается. Это значит, что обводнение пласта, проникновение в него бурового фильтрата приводит к уменьшению относительной проницаемости пород для нефти и понижению дебита скважин. Фильтраты специально не обработанного бурового раствора прочно удерживаются породой, и удаление их затруднено.



Рис. 1.13. Относительная проницаемость песка для нефти и воды

Из рис. 1.13 следует, что при водонасыщенности породы более 75 %, относительная проницаемость для нефти снижается до нуля. При низкой водонасыщенности до 10 % относительная проницаемость породы для нефти составит около 0,8. Увеличение содержания жидкости в породе до 50 % от объема пор почти не влияет на фильтрацию газов. Газонасыщенность песка и песчаника более 10 %, известняка более 30 % приводит к ухудшению фильтрации жидкости и значительному снижению для нее относительной проницаемости среды. Свободный газ, выделяющийся из песка в породу, уменьшает фильтрационные свойства среды для нефти (рис. 1.14).

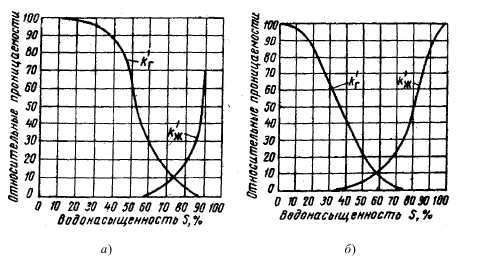


Рис. 1.14. Зависимость относительных проницаемостей

для жидкости и газа от водонасыщенности:

а – песчаник; б – известняк и доломиты

Опытами установлено, что в зависимости от объемного насыщения порового пространства различными компонентами, возможно одно-, двух- и трехфазной движение. Результаты опытов обычно изображают в виде треугольных диаграмм (рис.1.15).

На рис.1.15 нанесены кривые, соединяющие точки с одинаковым содержанием соответствующей компоненты смеси в потоке. Кривая 1 соединяет точки, в которых содержание воды в потоке равно 5%. Кривая 2 – с содержанием в потоке 5 % нефти и кривая 3 – с содержание в потоке 5 % газа. Вершины треугольника отвечают 100% насыщению породы одной из фаз. Стороны треугольника, противолежащие соответствующим вершинам, обозначают нулевое насыщение этой фазой.

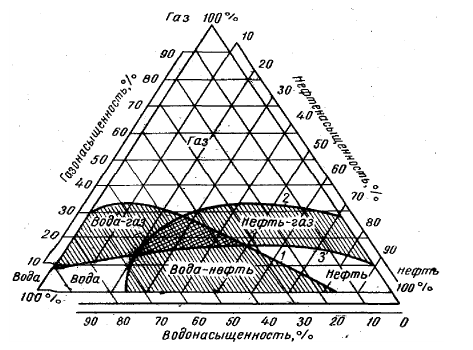


Рис.1.15. Области распределения одно-, двух- и трехфазного потоков

Кривые линии ограничивают на диаграмме возможные области одно-, двух- и трехфазного потоков. Так, при газонасыщенности среды меньше 10% и нефтенасыщенности меньше 23% в потоке практически будет содержаться одна вода.

Область существования трехфазного потока (заштрихованная, центральная часть) расположена в пределах насыщенности песка: нефтью от 23 до 50%, водой от 33 до 64%, газом – от 14 до 30%. Для других пород эти пределы могут быть несколько отличными.

Левереттом предложена для всех пород функция зависимости капиллярного давления от водонасыщенности с учетом проницаемости и пористости (рис. 1.16, 1.17):

, (1.4)

где θ – угол смачивании;

σ – поверхностное натяжение;

Рк – капиллярное давление;

k – проницаемость;

m – пористость.

Установлено, что не во всех породах выполняется функция зависимости капиллярного давления от водонасыщенности, т. е. она не является универсальной. Распределение пор по размерам исследуется методом вдавливания ртути в пористый образец. Давление в камере, куда помещены породы, постепенно повышают, одновременно регистрируя объем вдавленной ртути. Ртуть вдавливается, преодолевая капиллярное сопротивление менисков ртути, которое зависит от размера пор. Применяется и метод центробежного удаления жидкости из породы. Породу помещают в центрифугу и изучают зависимость вытекающего объема жидкости из породы при соответствующей скорости вращения, которая обуславливает центробежную силу, создающую капиллярное давление. Устанавливается зависимость «капиллярное давление – водонасыщенность пор жидкостью». Эта зависимость используется для оценки остаточной водонасыщенности пород и изучения переходной зоны «нефть–вода», «вода–газ» (рис. 1.16).

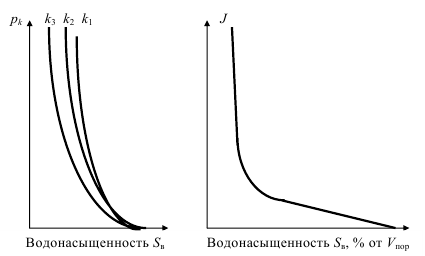


Рис. 1.16. Зависимость Рис. 1.7. Функция Леверетта

«капиллярное давление – для песчаника

водонасыщенность

**Тема 2 Залежи и месторождения углеводородов**

*2.1 Залежи нефти и природного газа как единичные скопления УВ в геологи­ческих ловушках. Месторождения нефти и газа.*

Природные резервуары углеводородов состоят из *коллектора и покрышки*. Коллектор – порода, обладающая способностью вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке. Флюидоупор (покрышка) – порода, непроницаемая при данных условиях для флюида.

Покрышка является верхней ограничивающей поверхностью. Нижней поверхностью является вода или ограничивающая непроницаемая толща. Природный резервуар углеводородов характеризуется типом коллектора, соотношением его с непроницаемыми водоупорными породами, емкостью резервуара, условиями его залегания.

**Типы резервуаров** определяются отношением коллектора с ограничивающими его непроницаемыми породами. Выделяют три основных типа: пластовый, *массивный и литологически ограниченный* резервуар. Направление путей перемещения жидкостей в пределах залежей при их разработке определяется типом резервуаров.

*Пластовый резервуар* – это коллектор, ограниченный в кровле и подошве непроницаемыми породами на значительной площади (рис.2.1). Литология коллектора выдержана и может быть представлена переслаивающимися различной площади распространения горизонтами, как коллекторами, так и водоупорами. В региональном плане коллектор находится в единой гидродинамической системе. Мощность коллектора может быть слабоварьирующей, выклинивающейся.



Рис.2.1. Пластовые и массивные резервуары

Пластовый тип наиболее характерен для залежей в поровых терригенных коллекторах, в которых слоистость пород повторяет в основном характер залегания кровли и подошвы продуктивного горизонта. В таких залежах нефть и вытесняющая ее вода перемещаются вдоль напластования пород. Нередко залежи в слоистых терригенных коллекторах относят к массивным только потому, что водонефтяной контакт прослеживается на всей площади залежи. С позиций разработки залежей такое определение следует считать неточным. И при повсеместном наличии ВНК в пластовых залежах пути перемещения жидкости соответствуют положению стратиграфических границ продуктивного горизонта.

*Массивный резервуар* образован толщей проницаемых пород большой мощности, ограниченной с боков плохо проницаемыми породами, - снизу ВНК (рис.2.2). Массивные резервуары создаются карбонатными, метаморфическими и изверженными породами (рифы, батолиты, штоки).



Рис.2.2. Массивный резервуар

Массивный тип залежей в основном характерен для карбонатных пород, где большие нефтенасыщенные толщины приурочены к мощному тектоническому выступу пород, к вершине рифового массива, крупному эрозионному выступу и др. В емкостном объеме таких залежей большая роль обычно принадлежит субвертикальным трещинам разной открытости, которые и служат основными путями для перемещения жидкостей. Многие массивные залежи полностью или почти полностью подстилаются водой, которая при разработке их перемещается в основном почти по вертикали. Массивными могут быть залежи и в терригенных коллекторах при их большой толщине и при высокой проницаемости пород по вертикали.

Правильное определение типа залежей имеет большое значение для решения проблемы выбора интервалов перфорации, решения вопроса о целесообразности бурения горизонтальных скважин, для организации наблюдения за процессами заводнения залежей и, соответственно, для обоснования мер по управлению разработкой.

Залежи массивного типа практически во всех случаях перфорируют с отступлением от ВНК. Во всех скважинах перфорируют вначале нижний интервал.

*Литологически ограниченный резервуар –* углеводороды в пористых породах ограничены с трех или со всех сторон практически непроницаемыми породами (рис.2.3). Эти резервуары образуются благодаря изменениям литологического состава пород и наличию проницаемых пород среди непроницаемых. Например: линза песков среди глинистых пород, линзы песков или известняков среди соленосных пород.

Рис.2.3 Литологически экранированный резервуар



**Покрышки природных резервуаров**

Покрышками для природных резервуаров УВ являются плохо проницаемые породы: гидрохимические, глинистые, карбонатные.

Различают региональные, зональные и локальные покрышки. Для образования промышленных скоплений углеводородов имеют большое значение региональные покрышки, которые ограничивают сверху нефтегазоносные комплексы. Такие покрышки выдержаны по площади и обладают повышенной экранирующими свойствами, препятствующими разрушению залежей. Процесс миграции углеводородов значительно возрастает при активизации тектонической обстановки, когда возрастает густота трещин, они приоткрываются и становятся более проницаемыми. Против развития этого процесса более устойчивы покрышки, выполненные пластичным веществом. С этой позиции покрышки можно ранжировать следующим рядом: соленосные, глинистые, карбонатные. Диффузионный механизм миграции в масштабе геологического времени может иметь существенное значение для миграции газа или нефтей растворенных в газе. Возрастание мощности покрышек улучшает их качество. Улучшению качества покрышек приносит и переслаивание малопроницаемых пород различного литологического состава. В таких покрышках меньшее распространение имеют сквозные трещины, а на границах контактов слоев возникают разрывы создающихся неоднородностей под действием тектоно-геологических сил. В связи с разными физическими свойствами различных литологических разностей в каждом слое создается своя система трещин.

Покрышка в состоянии сдерживать только определенный напор флюидов. Превышение этого барьера будет происходить при развитии аномально высокого давления. При развитии осадочной толщи она подвергается в геологическом времени многочисленным воздействиям тектонического и метаморфического процесса. Таким образом, при оценке качества покрышки залежей следует учитывать различные факторы как характеризующие покрышки, так и состояние углеводородных залежей их состав и термодинамические параметры. Освоение больших глубин для поиска и разработки залежей углеводородов требует особого отношения к оценке качества покрышек. С глубиной изменяеюся физико-петрагрофические свойства пород. Может резко изменятся текстура и величина пористости пород. Так, пластичность каменных солей возрастает, глинистые породы теряют пластичность и в них развивается трещиноватость, известковые породы теряют свою монолитность.

*Гидрохимические породы-покрышки* представлены каменной солью, гипсами и ангидритами. С ними связано существование гигантс­ких по запасам скоплений газа (Слохтерен, Голландия; Вуктыльское, Тимано-Печорский бассейн; Оренбургское, Предуралье). Примером является Уиллистонский бассейн в США, где каждый из трех комплексов нефтяных залежей залегает под соответствующими эвапоритами и содержит нефти, отличающиеся по составу. Самые крупные нефтяные месторождения мира в Саудовской Аравии, приуроченные к карбонатным толщам, перекрыты эвапоритами.

Каменные соли, как правило, имеют большие мощности и региональность распространения. Это характеризует их как хорошие покрышки залежей углеводородов. К тому же они обладают незначительной пористостью в основном закрытого характера и большой пластичностью увеличивающейся с глубиной.

*Глинистые покрышки*. Экранирующие свойства глин зависят от их состава, мощности и выдержанности, песчанистости или алевритистости, вторичных изме­нений, трещиноватости. Большое значение также имеют находящиеся в глинах вода и 0В. Изначальные свойства глин и характер их вторичных изменений во многом определяются примесями (терригенными, карбонат-кремнистыми. Пластичность - важнейшее качество глин, обеспечивающее способность к перестрой­ке структуры под влиянием приложенной нагрузки без нарушения сплошности сложенного глинами пласта. Однако при росте давлений в течение дос­таточно продолжительного времени предел пластичности может быть пройден, глина становится ломкой и хрупкой и теряет свои экрани­рующие свойства. Происходит уменьшению пористости.

Важной характеристикой покрышки является величина *давления прорыва* - перепад давления, при котором начинает­ся фильтрация УВ через покрышку. С этим понятием связано другое - *давление пережима*, при котором прекращается фильтрация через покрышку. Давление пережима меньше давления прорыва. Последнее изменяется в широких пределах и зависит от свойств глин и нефтей (увеличивается для вязких нефтей). Прорыв газа и нефти через тонкие поры глинистых пород происхо­дит в том случае, если создается достаточная сила для вытеснения капиллярной воды из этих пор. Таким образом, экранирующая способность глинис­тых пород во многом определяется величиной капиллярного давления воды в системе поровых каналов.

Эффективность глинистой покрышки различна в отношении нефти и газа. Сечения поровых каналов в глине, недоступных для нефтяных УВ, может оказаться достаточным для диффузии молекул метана в течение длитель­ного геологического времени. Именно поэтому залежи газа под гли­нами распространены больше всего в молодых мезозойско-кайнозойских отложениях, тогда как в древних палеозойских толщах под глинистыми покрышками содержится незначительная доля общих запасов газа палеозоя (12%). Основные запасы газа в палеозое сосредоточены под соляными покрышками.

*Карбонатные породы-покрышки*. Эти покрышки образуются толщами однородных монолитных, лишенных трещин тонко­кристаллических известняков, доломитов, мергелей, аргилли­тов. Плотностные покрышки теряют свою герметичность на больших глубинах за счет появления трещин механического образования. Все известняки в разной степени доломитизированы. Карбонатные породы с погружением и повышением температуры среды претерпевают изменения, могущие приводить как к увеличению непроницаемости, так и к уменьшению, в зависимости от присутствия глинистых и органических веществ, зернистости и других условий. Так, у тонкозернистых без примесей известняков до глубин 5 *км* происходит уменьшение пористости. Однако значительные повышения температуры приводят к трещинообразованию и превращению породы в коллектор.

Под **месторождением** или **местоскоплением** нефти и газа следует понимать участок земной коры с совокупностью залежей в недрах одной и той же площади и приуроченных к единому структурному элементу. Для формирования месторождений решающее значение имеет тектонический фактор на фоне развития крупного геоструктурного элемента. В одном и том же месторождении могут присутствовать залежи различного типа (массивные и пластовые, пластовые и литологические).

Месторождения разделяют на два основных класса: *геосинклинальные и платформенные*.

*Геосинклинальные месторождения* приурочиваются к краевым частям горных сооружений, к предгорным прогибам и областям погружения складчатых систем, межгорным впадинам.

*Месторождения платформенных областей* разделяют на четыре группы: связанные с поднятиями, месторождения эрозионных и рифовых массивов, месторождения моноклиналей, месторождения синклинальных прогибов.

Понятия месторождение и залежь равнозначны, если на одной площади имеется всего одна залежь, такое месторождение называется *однопластовым.* Месторождение, имеющее залежи в пластах (горизонтах) разной стратиграфической принадлежности, принято называть *многопластовыми*.

По величине извлекаемых запасов нефти и балансовых запасов газа нефтяные и нефтегазовые месторождения подразделяются на :

* **уникальные** , содержащие более 300 млн. т нефти или более 500 млрд. куб. метров газа ;
* **крупные** , содержащие от 30 до 300 млн.т нефти или от 30 до 500 млрд. куб. метров газа;
* **средние**, содержащие от 10 до 30 млн.т.нефти или от 10 до 30 млрд. куб. метров газа;
* **мелкие**, содержащие менее 10 млн.т нефти или менее 10 млрд. куб. метров газа.

*2.2 Гравитационная теория распределения пластовых флюи­дов в залежах. Границы залежи (кровля, подошва, поверхности межфлюидных контактов); внешний и внутренний контуры нефтегазоносности. Типы залежей по геологическому строению, по фазовому состоянию и составу УВ.*

На основе *антиклинально-гравитационной гипотезы*формирования залежей нефти и газа где нефть и газ, находясь в пластах пористых водонасыщенных пород-коллекторов, постепенно вытес­няются вверх по направлению пласта и кон­центрируются в антиклинальных складках или в наиболее при­поднятых участках пласта открыто более 40 тыс. известных в мире залежей нефти и газа.



Рис.2.4. Антиклинально-гравитационная концепция

аккумуляции углеводородов

На небольших и средних глубинах открыто немало месторождений нефти и газа, формирование которых противоречит этой гипотезе. Залежи этих месторождений экранируются не плотными породами, а водоносными про­ницаемыми пластами, пористость которых меняется в широком диапазоне, иногда до­стигая 25 %иболее. Расположе­ны залежи не в антиклиналях и зонах выклинивания, а в совсем других структурах и часто в антиподах антиклиналей — синклиналях. Залежи этого типа выяв­лены в Поволжье, Краснодарском крае, Средней Азии, Западной и Восточной Сибири, Канаде, США, Западной Европе (рис.2.5).

Залежи располагаются в крупнопористых или среднепористых песчаниках**,** экранируются во­доносными проницаемыми мелко**-**пористыми п**е**счаниками

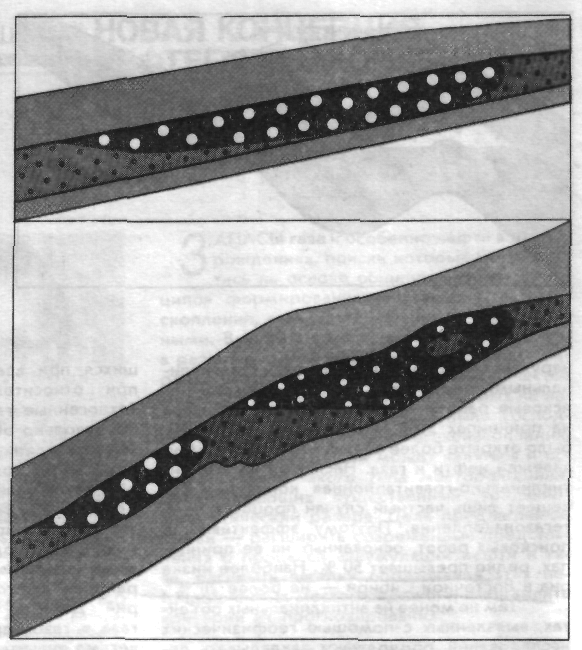
 

Рис.2.5. Разрезы капиллярно-экранированных нефтяных ме­сторождений: Лесное в Краснодар­ском крае (вверху) и Демское в Башкирии (вни*з*у).

В общем случае для образо­вания залежи нефти или газа полное сочета­ние атрибутов антиклинально-гравитацион­ной концепции (куполовидный изгиб прони­цаемого пласта, перекрытого плотной поро­дой-покрышкой, или его выклинивание вверх) вовсе не обязательно. Достаточно, чтобы силы, препятствующие миграции углеводопродов превосходили силы, вызывающие, их не перемещение по пласту, к которым, в частности относится гидростатическая сила выталкивания. Тогда залежь может сформирваться на участке пористого проницаемого пласта с любой структурной и литологической характеристикой.

Основное сопротивление миграции нефти и газа обеспечивает капиллярное дав­ление. По закону Юнга-Лапласа, величи­на давления, возникающего в пористой среде на границе воды и углеводородов, про­порциональна произведению коэффициента межфазного поверхностного натяжения на радиус кривизны поры. При этом, если по­верхность пор смачивается пластовой водой, капиллярное давление на границе воды и уг­леводородов положительно, в гидрофобной же среде оно отрицательно.

В реальных условиях широко распро­странены как гидрофильные, так и гидро­фобные песчаные породы-коллекторы. Об­щеизвестно, что жидкости и газы самопро­извольно стремятся обрести такое положение и форму, которые соответствуют мини­муму поверхностной энергии. Поэтому в гид­рофильной породе нефти и газу энергети­чески выгоднее находиться в сравнительно крупных порах, а воде — в мелких, куда углеводороды «не пускает» капиллярное дав­ление.

Обратная картина наблюдается в гид­рофобной среде, где нефть и газ удержи­ваются капиллярными силами в относитель­но мелких порах, а вода занимает крупные. Именно по этому принципу и сформирова­лись упомянутые выше нефтяные и газовые скопления. Они отнесены к типу ка­пиллярно-экранированных залежей, который на основе поверхностно-молекулярных свойств пород-коллекторов подразделен на гидрофильный и гидрофобный класс.

В отличие от атрибутов антиклинально-гравитационной концепции, капиллярные эк­раны представить себе не так-то просто. При формировании залежей гидрофильного класса силы плавучести заставляют нефть и газ продвигаться вверх по водонасыщенному пласту, к своду антиклинальной структуры. Реальные коллекторные пласты характери­зуются неоднородностью пористости, про­ницаемости и других свойств. Однороден пласт только на малом участке, и углеводо­роды задерживаются, встречая на своем пути породу с относительно мелкими порами. Так начинается формирование залежи. Когда ее объем достигнет определенной величины, при которой архимедова сила превысит силу, обусловленную капиллярным давлением, из­быток углеводородов начнет проникать че­рез капиллярный барьер как через предо­хранительный клапан. При дальнейшей миг­рации эти излишки могут достичь свода ан­тиклинального поднятия или задержаться следующим капиллярным барьером, так что процесс повторится.

В залежи углеводородов различают общий и эффективный объемы. В *общий*объем включают все породы коллекторы и неколлекторы продуктивного горизонта выше газо- или водонефтяного контакта, а в *эффективный* – только углеводородонасыщенные коллекторы. Залежь ограничена различными поверхностями, определяющими ее положение в пространстве: **ВНК** (водонефтяной контакт)**, ГВК** (газоводяной контакт)**, ГНК** (газонефтяной контакт), поверхности раздела коллекторов и неколлекторов, дизъюнктивные поверхности, структурные поверхности (рис.2.6.).

Поверхность, разделяющая нефть и воду или нефть и газ, называется соответственно **водонефтяным** или **газонефтяным контактом.** Линия пересечения поверхности контактов с кровлей пласта называется соответственно **внешним контуром** нефтеносности или газоносности, а с подошвой пласта — **внутренним контуром** нефтеносности или газоносности (рис.2.6.). Кратчайшее расстояние между кровлей и подошвой нефтегазаносного пласта называют его **толщиной.**

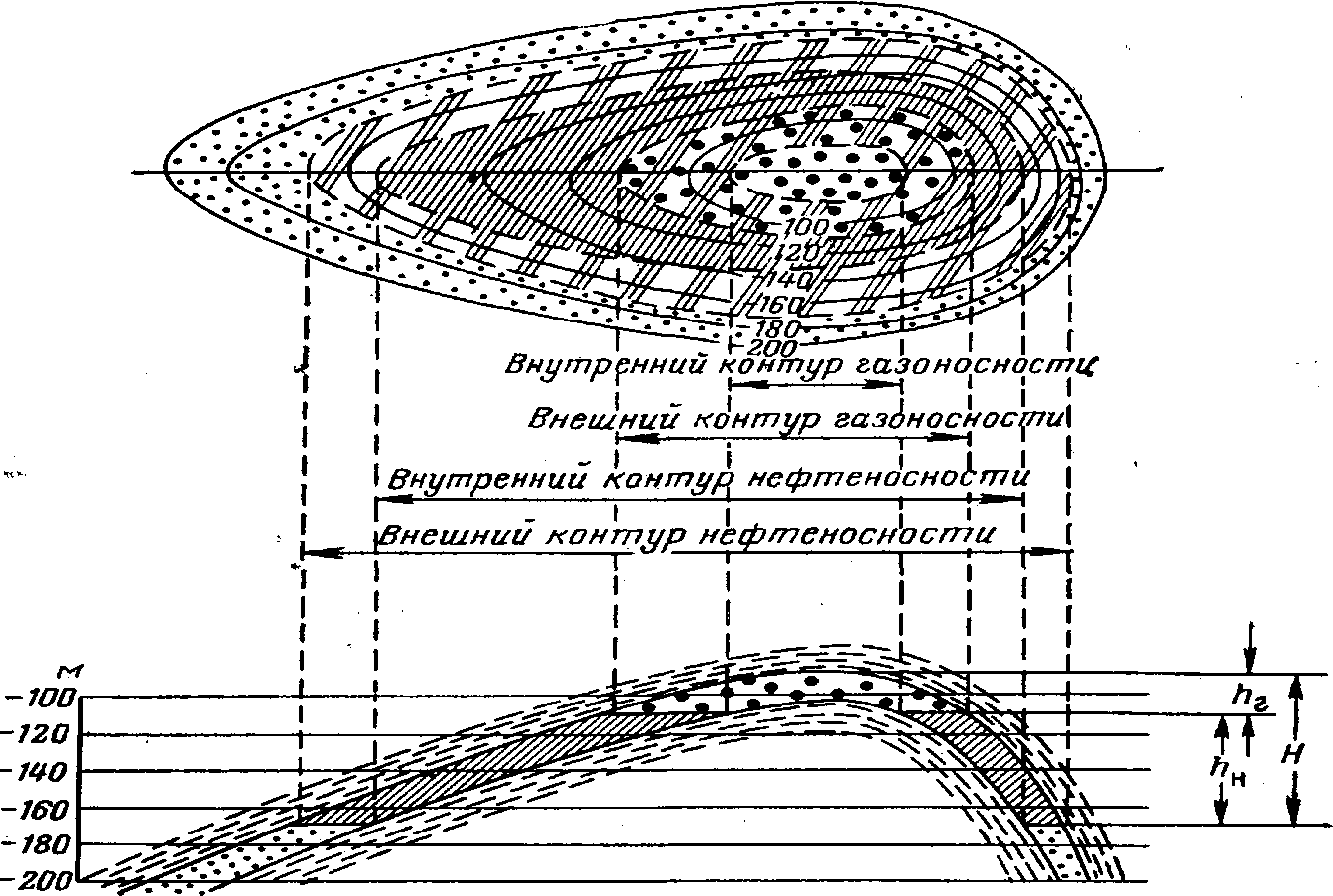
****

Рис.2.6 − Схема залежи пластового типа

Части пласта: 1 − водяная, 2 − водонефтяная, 3 − нефтяная, 4 − газонефтяная, 5 − газовая; 6− породы-коллекторы; *Н —* высота залежи; hг, hн — высоты соответственно газовой шапки и нефтяной части залежи.

Форму залежей определяет структура, являющаяся складкой, куплом, поднятием, рифом с осложняющими их разломами.

Верхней границей залежи принимается верхняя поверхность коллектора или кровля продуктивного горизонта, перекрытая горизонтом-покрышкой. Продуктивный горизонт в верхней части распространения коллекторов может иметь прерывистый характер, тогда граница залежи не будет совпадать с поверхностью коллектора.

При горизонтальном положении поверхности ВНК внутренний и внешний контуры нефтеносности будут параллельны изогипсам структурной карты. При наклонном положении поверхности ВНК контуры нефтеносности будут пересекать изогипсы структурных карт, как по кровле, так и по подошве пласта.

Скопление свободного газа над нефтью в залежи называется *газовой* шапкой. Газовая шапка в пласте может присут­ствовать только в том случае, если давление в залежи равно давлению насыщения нефти газом при данной температуре. Если пластовое давление выше давления насыщения, то весь газ растворится в нефти. Возможно, образование чисто газовой залежи (рис.2.7.).

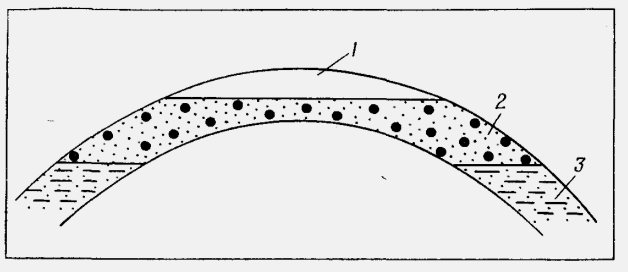


Рис.2.7. Распределение газа, нефти и воды в природном резервуаре

1 — газовая шапка; 2 — нефтяная зона с остаточной водой; 3—краевая вода

Если в ловушке количество нефти и газа недостаточно для заполнения всей мощности пласта, то внутренний контур газоносности или даже внутренний контур нефтеносности будут отсутствовать. У залежей, сформированных в массивных резервуарах, внутренние контуры газоносности и нефтеносности всегда отсутствуют.

К исчезновению четкой границы ВНК приводят процессы разрушения нефти в за­лежи. Движение воды в пласте приводит к наклону поверхности разделов в направле­нии движения. Переходная зона от нефти к воде имеет различную мощность. В неоднородном коллекторе в результате различия сил сцепления между молекулами нефти (газа) и воды с поверхностью капилляров породы поверхность раздела может приобрести волнистый характер. Длина, ширина и площадь залежи опреде­ляются по ее проекции на горизонтальную плоскость внутри внеш­него контура нефтеносности. Высо­той залежи называется расстояние по вертикали от подошвы залежи до ее наивысшей точки. Иногда отмечают суммар­ную высоту газонефтяной залежи. Для расчета объема залежи необходимо учесть мощность пласта. В расчетах используют эффективную мощность пласта, только мощность хорошо про­ницаемых пропластков, насыщенных углеводородами.

Положение верхней и нижней границ залежи изучается по структурнымкартам – графическим изображениям рельефа поверхности в изогипсах. Сечение между изогипсами определяется углом падения пластов, высотой структуры, объемом исходной информации.

Углеводородная залежь может быть разрезана тектоническими нарушениями, которые могут быть *проводящими и экранирующими*. Экранирующие нарушения разделяют залежь на изолированные блоки, гидравлически не связанные между собой. Это устанавливают, сопоставляя абсолютные отметки в отдельных блоках контакта углеводородов между собой и с водой. При совпадении таких отметок – залежь едина, при несовпадении – блоки гидравлически изолированы.

По структурным картам определяется амплитуда нарушения при сравнении абсолютных отметок одноименных изогипс, обрывающихся у тектонического нарушения с обеих сторон. Разница между ними равна амплитуде нарушения. При наклонной поверхности нарушения его положение на карте отображается двумя линиями, одна из которых граница приподнятого блока, другая – опущенного. При этом может быть ситуация взброса или сброса, перекрытия горизонтов и границ поверхностей или отсутствие горизонтов. Видимые (сверху) границы отмечаются сплошными линиями, невидимые – штрихами. Такое же правило применяют и к изображению изогипс.

Границы залежейс литологической изменчивостью пластов и стратиграфическим несогласием. В пределах продуктивного горизонта коллекторы могут быть замещены непроницаемыми породами. В этом случае границы залежи проводят вдоль зоны проницаемых и непроницаемых пород. Потеря пластом коллекторских свойств называется *замещением* коллектора, а связанная с этим экранирующая граница – *линией фациального замещения* коллекторов. Положение этой линии определяется по керну, каротажу, проницаемости пласта. При выклинивании или размыве продуктивных отложений образуются линии выклинивания и размыва, ограничивающие залежь.

*Границы залежей, связанные с нефтегазоводонасыщенностью коллекторов*. Газ, нефть и вода, находящиеся в продуктивном пласте, располагаются последовательно по высоте, в соответствии с гравитационным полем. Однако действие молекулярно-поверхностных сил пористых сред нарушает строгое соответствие распределения газа, нефти и воды по плотностям. В продуктивных пластах содержится определенное количество воды. В зоне контакта нефти и воды, нефти и газа вода и нефть поднимаются по капиллярам выше уровня гравитационного распределения. Уровень подъема зависит от многих факторов: радиусов капилляров, разности плотностей флюидов, вязкости подвижных сред, поверхностного натяжения, смачиваемости, минерализации и т.д. Образуется переходная зона с меняющейся мощностью в широких пределах (от сантиметров до десятков метров). Этот фактор усложняет определение границ залежи. Переходную зону от нефти к воде можно разделить на три подзоны: **нижнюю** (вода с небольшим количеством нефти), **среднюю** (равнозначное содержание воды и нефти), **верхнюю** (уменьшающееся содержание и увеличивающееся содержание нефти).

Контуры нефтегазоносности определяют по пересечению поверхностей контакта флюидов с кровлей (внешней) и подошвой (внутренней) пласта. В пределах внутреннего контура находится чисто нефтяная или газовая части залежи, между внутренним и внешним контурами – водонефтяная, нефтегазовая или водогазовая. При небольшой мощности переходной зоны границей ВНК, ГВК, ГНК принимается нижняя граница зоны. При большой мощности зоны границу контакта определяют по результатам опробования. Ее устанавливают между интервалами притока чистой нефти и чистой воды.

**Классификация залежей углеводородов**

Форма залежи обуславливается образованием ловушки. Можно выделить три типа залежей:

1. пластовые залежи нефти и газа, сводовые и экранированные,
2. массивные залежи,
3. литологически ограниченные залежи.

*Пластовые залежи нефти и газа***.** В пластовом резервуаре движение воды происходит в пласте-коллекторе, ограниченном в кровле и подошве слабопроницаемыми породами. Ловушка в таком резервуаре образуется вследствие структурного изгиба или наличия экранирующей поверхности по восстанию пласта. Нефть и газ скапливаются, если залегающая под ними вода замыкает залежь.

*Массивные залежи нефти и газа***.** Скопление нефти и газа происходит в массивных резервуарах, ограниченных в кровле и подошве непроницаемыми породами. Формирование залежей происходит в результате вертикальной миграции. Примером массивной залежи могут служить рифогенные массивы или тектонические выступы.

*Литологически ограниченные залежи нефти и газа***.** Резервуаром литологически ограниченных залежей является коллектор, окруженный со всех сторон непроницаемыми и слабопроницаемыми породами. В таких залежах могут быть аномальные давления по отношению к пластовому для данной глубины. Литологически ограниченные залежи возникают в зонах резко повышенной проницаемости под действием капиллярных сил. Нефть и газ выталкиваются водой из мелких капилляров в зону повышенной пористости.

По генезису ловушки залежи подразделяются на структурные, литологические, стратиграфические, рифогенные и смешанные.

*Структурные залежи***.** Связаны с антиклиналями, куполами, моноклиналями. Среди них выделяют сводовые, висячие, тектонически экранированные, блоковые и приконтактные.

Сводовые залежи возникают в сводовых частях антиклиналей и куполов. Причем, они могут быть как простыми, так и осложненными тектоническими нарушениями.

Висячие залежи распространены в районах с большим напором пластовых вод. Они возникают под действием гидродинамических сил – движущиеся воды смещают залежи в строну меньшего напора.

Тектонически экранированные залежи – залежи, одна из границ которых представлена тектоническим нарушением.

Блоковые залежи – залежи, разбитые тектоническими нарушениями на блоки, причем амплитуда смещения по вертикали превышает мощность продуктивного пласта.

Приконтактные залежи экранированы соляными штоками, диапирами, вулканогенными образованиями.

Залежи на моноклиналях могут быть связаны со структурными осложнениями, такими как флексуры и структурные носы, или тектоническими нарушениями.

**Литологические залежи. Л**итологически экранированные, образуются в результате выклинивания или замещения коллектора и литологически ограниченные, приуроченные к песчаным коллекторам ископаемых русел и дельт палеорек .

**Стратиграфические залежи.** Залежи данного типа связаны со стратиграфическим несогласным залеганием пород, погребенными останцами палеорельефа или погребенными выступами кристаллических пород.

*Рифогенные залежи***.** Связаны с погребенными рифовыми массивами.

Залежи **смешанного типа** образовались под воздействием нескольких факторов.

По соотношению подвижных веществ залежи классифицируют: нефтяные, малонасыщенные газом; нефтяные, недонасыщенные газом; нефтяные, насыщенные газом; нефтяные с газовой шапкой и конденсатом; газовые с конденсатом и нефтяной оторочкой; газоконденсатные; газовые

В зависимости от фазового состояния и основного состава углеводородных соединений в недрах залежи нефти и газа подразделяются на **нефтяные,** содержащие только нефть, в различной степени насыщенную газом: **газовые**, если оно содержит только газовые залежи, состоящие более чем на 90 % из метана, **газонефтяные** и **нефтегазовые** (двухфазные). В газонефтяных залежах основная по объему часть нефтяная и меньшая — газовая, в нефтегазовых — газовая шапка превышает по объему нефтяную часть. К нефтегазовым, относятся так же залежи с крайне незначительной по объему нефтяной частью — нефтяной оторочкой. **Газоконденсатнонефтяные** и **нефтегазоконденсатные**: в первых — основная по объему нефтяная часть, а во вторых газоконденсатная (рис.2.7.).

К газоконденсатным относят такие месторождения, из которых при снижении давления до атмосферного выделяется жидкая фаза — конденсат.



Рис.2.7. Классификация залежей по фазовым состояниям углеводородов

*2.3 Пластовые воды залежей УВ; расположение пластовых вод относительно нефтегазоносной части залежи.*

К водам нефтегазовых месторождений относят воды, заполняющие породы – коллекторы, принимающие участие в строении углеводородного месторождения и прилегающих участков земной коры.

*Вода в горных породах* встречается в различной форме:

1. Химически связанная вода – входит в состав минералов и является составной частью структуры кристаллических решеток. Подразделяется на цеолитную (входит в состав минерала: SiO2 nH2O – опал), кристаллизационную (при её извлечении один минерал преобразуется в другой: гипс и безводный гипс – ангидрит) и конституционную (без воды минерал разрушается).

2. Физически связанная вода – удерживается силами притяжения породы. Подразделяется на гигроскопическую, адсорбированную породами и прочно с ними связанную, и пленочную, обволакивающую частицу горной породы поверх гигроскопической

3. Свободная вода – представлена капиллярной водой, удерживаемой капиллярными силами, и гравитационной (свободной), способной свободно передвигаться по порам и пустотам породы под действием силы тяжести;

4.Вода в виде пара;

5.Вода в твердом состоянии (лёд).

В рыхлых породах, ниже уровня грунтовых вод, все поры заполнены водой (зона насыщения), выше – капиллярная зона (аэрации). По условиям образования подземные воды подразделяются на почвенные, верховодку, грунтовые, межпластовые (рис.2.8).

Грунтовые воды залегают на первом водоупоре. Их режим и химический состав зависят от свойств грунтов и поверхностных осадков. С грунтовыми водами связано водоснабжение колодцами.

Почвенные воды насыщают зону аэрации.

Верховодкой называют временное или сезонное скопление подземных вод в зоне аэрации над линзами непроницаемых пород.

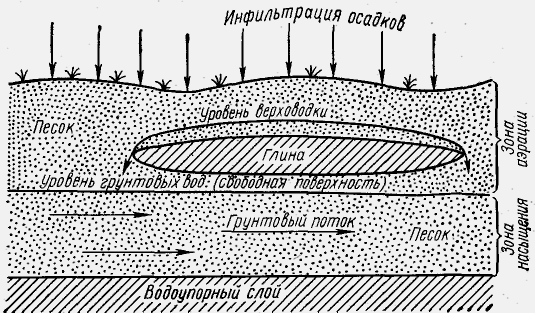


Рис.2.8. Расположение грунтовых вод

Межпластовые воды залегают между двумя водоупорными толщами. Область их питания находится в районе выклинивания верхнего водоупорного горизонта. Межпластовые воды, находящиеся под давлением, называются артезианскими. Пьезометрический уровень, который устанавливается в скважине, вскрывшей такие воды, значительно выше кровли водоносного горизонта. Бассейны, содержащие артезианские воды, называются артезианскими. Например: Припятский, Днепровско-Донецкий артезианские бассейны.

В промысловой классификации воды делятся по пространственно-геологическому отношению к залежам углеводородов (рис.2.9.).

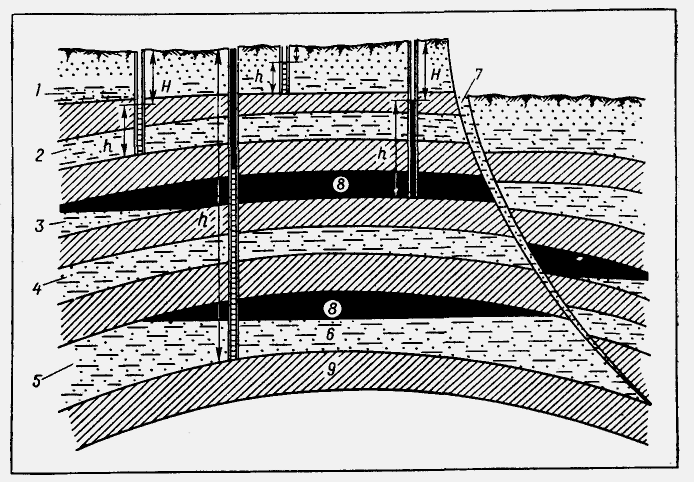


Рис.2.9. Расположение вод нефтяных месторождений

1 - вода со свободной поверхностью (ненапорная); 2 - верхняя относи­тельно нефтеносного горизонта (напорная); з - краевая приконтурной зоны; 4 - нижняя относительно нефтеносного горизонта (напорная); 5 - краевая; 6 - подошвенная; 7 - глубинная, восходящая по сбросу; 8 - нефть; 9 - глины; Н - глубина уровня; h - напор

I. Пластовые воды:

1) краевые или контурные;

2) подошвенные;

3) промежуточные;

4) связанные (остаточные) – это капиллярные и защемленные внутри нефтегазового пласта воды.

II. Чуждые (посторонние) воды:

1) верхние относительно данного горизонта;

2) нижние относительно данного горизонта;

3) тектонические;

4) искусственно введенные в пласт.

*Краевые, или контурные, воды* залегают в понижен­ных частях нефтяных пластов. Краевые воды называют также *подошвен­ными*, в которых верхняя часть пласта насыщена нефтью, а нижняя — краевой водой. В некоторых случаях контакт между нефтью и водой залегает выше подошвы пласта и вода является подошвенной на всем протяжении нефтяной залежи.

К *промежуточной* воде относятся воды пластов или пропластков, залегающих в разрезе среди нефтяных пластов.

*Верхними* называются воды всех водоносных пластов, залегающих выше данного эксплуатационного пласта, а *нижними* — воды всех пластов, залегающих ниже данного нефтяного пласта. *Тектоническими* называются воды, поступающие по дислокационным трещинам. *Искусственно введен­ные* воды поступают в пласт для поддержания давления путем законтурного и внутриконтурного заводнения. В первом случае они постепенно замещают краевую и подошвенную воды, а во втором образуют самостоятельный очаг или фронт воды. К искусственно введенным водам следует относить также воды, попавшие в пласты при бурении и ремонтных работах.

Для добычи нефти большое значение имеют физико-химические свой­ства пластовой воды, так как при внедрении воды в нефтяную залежь могут развиваться физико-химические процессы, приводящие к изме­нению количества отдельных солей в воде. Эти явления могут еще больше усиливаться при закачке в законтурную область пласта или непосред­ственно в нефтяную залежь поверхностных вод.

Гидрогеологические наблюдения проводятся и при разработке залежей: изменение давления, нефте- и водонасыщенность пород, перемещение ВНК, ГНК, изменение химического состава, степени обводненности, дебитов. Это позволяет контролировать и регулировать режим эксплуатации залежей углеводородов. Контрольные, наблюдательные скважины должны равномерно освещать все части залежи: нефтяную, газовую, водонефтяную, газонефтяную, участки контуров нефтегазоносности. Число таких опорных скважин может достигать до 40 % всего числа действующих скважин. Минимальное количество опорных скважин составляет 2–5 %.

На месторождениях непрерывно проводятся работы по определению детального геологического строения объекта, динамики коэффициента продуктивности скважин, динамики пластового давления, а также по охвату объекта разработкой, характеру и динамике обводнения залежей, изменению коэффициента нефте- и газоотдачи.

При искусственном заводнении залежей, контроль за гидрогеологическими показателями пластовых вод очень важен для изучения динамического состояния залежи.

Подземные воды нефтепродуктивного пласта играют важную роль в образовании месторождения нефти, накопления ее в ловушках. Движущаяся вода вытесняет нефть и газ из пласта и заставляет их передвигаться, переносит фракции нефти и газа в виде пузырьков или растворенном состоянии. Фракции нефти и газа скапливаются в ловушках, куполообразных структурах, ограниченных сверху водоупорами, или в ловушках более сложного образования: стратиграфических, тектонических, литологических и т. д. Подземная вода, залегающая совместно с углеводородами, непрерывно воздействует на них, приводя к количественным и качественным изменениям.

Углеводороды образуются в материнских свитах пород, мигрируют. Для образования залежей углеводородов необходима их миграция в структурные ловушки. Миграция проходит по восстанию пласта в связи с меньшим удельным весом углеводородов, чем воды.

Таким образом, для образования залежей углеводородов необходимы тектонические движения, приводящие к наклонам пластов-коллекторов. Залежи углеводородов с течением времени и воздействием тектонических процессов получают связь с дневной поверхностью и могут быть разрушены. Может происходить усложнение структурных форм, возникновение новых. Происходит перераспределение нефтегазоносных залежей, изменение потоков движения подземных вод. В местах разгрузки появляются утечки газа и нефти.

Движущиеся воды увлекают и растворяют частицы углеводородов, могут перемещать залежь и выводить ее на дневную поверхность. Процесс разрушения залежей замедляется при низкой проницаемости коллекторов, вода обходит залежь, т.к. силы сцепления нефти и породы достаточно велики. Залежи нефти могут дегазироваться. Газ проходит в контурные воды и выносится. Нефть и газ могут выноситься водами и по тектоническим нарушениям. При интенсивном движении подземных вод газовые залежи могут быть разрушены в результате постепенного растворения и выноса газа.

Разрушение углеводородных залежей может происходить и в результате окисления кислородом и сульфатами, содержащимися в пластовых водах. Этот процесс выражен в залежах, близко расположенных к зонам инфильтрации. В разрушении углеводородов принимают участие микроорганизмы, которые развиваются при рН от 6 до 10, минерализации до 70 г/л*.* Окисление углеводородов происходит и молекулярным кислородом.

*2.4 Запасы нефти и природного газа. Категории запасов. Подсчет запа­сов нефти и газа объемным методом.*

Весь последовательный ход изучения нефтегазоносных объек­тов направлен в первую очередь на их локализацию и выявление залежей нефти и газа в горизонтах и пластах в подготовленных к поисковому бурению ловушках. До того момента, пока первая скважина не вскрыла пласт или горизонт, можно лишь предпола­гать возможность обнаружения в нем залежи на основе аналогии с соседними залежами той же структурно-фациальной зоны.

Когда скважины прошли этот пласт или горизонт, наличие в нем залежи устанавливается опробованием или с помощью комп­лекса промыслово-геофизических и других исследований. Факт ус­тановления продуктивности горизонтов и пластов, т. е***.*** факт вы­явления залежей, служит границей, разделяющей запасы и ресур­сы.

Масса нефти и конденсата и объем газа на дату подсчета в вы­явленных, разведанных и разрабатываемых залежах, приведенные к стандартным условиям, называются **запасами.**

На подсчи­танную величину запасов влияют объем и качество информации, полученной при поисковых и разведочных работах и разработке, а также применяемые методы подсчета.

Подсчитываемые запасы одной и той же залежи по мере на­копления фактических данных на разных стадиях геологоразве­дочных работ или с учетом данных эксплуатационного разбуривания и разработки могут претерпевать существенные изменения. Естественно, чем выше степень изученности, чем больше факти­ческих данных и выше их качество, тем достовернее подсчитан­ные запасы. Если объем и качество информации получаемой по выявленным залежам в процессе поисков, разведки и разработки, увязать с определенными стадиями изученности залежей, то ста­нет понятной сущность разделения запасов на категории.

Наряду с выявленными залежами в нефтегазоносных горизон­тах и пластах, а также в литолого-стратиграфических комплексах объектов, не изученных поисковым бурением, могут содержаться скопления УВ, наличие которых предполагается на основании ге­олого-геофизических исследований и сложившихся представлений о геологическом строении. Это предполагаемые залежи в продуктивных, но не вскрытых бурением пластах на установленных место­рождениях или на подготовленных к бурению площадях, а также в литолого-стратиграфических комплексах с доказанной и предполагаемой нефтегазоносностью в пределах крупных геоструктур­ных элементов (1 порядка).

Масса нефти и конденсата и объем газа на дату оценки, приведенные к стандартным условиям, в указанных выше объектах называются **ресурсами**.

По народнохозяйственному значению запасы нефти, газа, кон­денсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промыш­ленное значение, подразделяются на две группы, подлежащие самостоятельному подсчету и учету:

**балансовые**—запасы месторождений (залежей), вовлече­ние которых в разработку в настоящее время экономически целе­сообразно;

**забалансовые**—запасы месторождений (залежей), вовле­чение которых в разработку в настоящее время экономически не­целесообразно или технически и технологически невозможно, но которые в дальнейшем могут быть переведены в балансовые.

В *балансовых запасах нефти*, растворенного газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное зна­чение, *подсчитываются и учитываются извлекаемые запасы***.**

**Извлекаемые** запасы - часть балансовых запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании сов­ременных технических средств и технологии добычи с учетом до­пустимого уровня затрат (замыкающих) и соблюдения требова­ний по охране недр и окружающей среды.

Запасы нефти и горючих газов по геологической изученности и степени промышленного освоения подразделяются на категории: A (достоверные), В (установленные), C1 (оцененные), C2 (предполагаемые).

Категория A (достоверные) - разрабатываемые запасы залежи или ее части, разбуренной эксплуатационной сеткой скважин в соответствии с проектным документом на разработку. Геологическое строение залежи, форма и размеры определены, а флюидальные контакты обоснованы по данным бурения, опробования и материалам геофизических исследований скважин. Литологический состав, тип коллекторов, эффективные и нефте- и газонасыщенные толщины, фильтрационно-емкостные свойства и нефте- и газонасыщенность, состав и свойства углеводородов в пластовых и стандартных условиях и технологические характеристики залежи (режим работы, дебиты нефти, газа, конденсата, продуктивность скважин) установлены по данным эксплуатации скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта, пластовое давление, температура, коэффициенты вытеснения изучены с детальностью, достаточной для построения многомерных геологической и фильтрационной моделей залежи с высокой степенью достоверности. Рентабельное освоение залежи определено проектным технологическим документом на разработку и подтверждено фактической добычей.

К категории A относятся:

1) запасы промышленно освоенных залежей (или их частей), дренируемые эксплуатационными скважинами при реализованных технологиях разработки в соответствии с проектным документом на разработку;

2) запасы промышленно освоенных залежей (или их частей), которые на дату подсчета по разным причинам не дренируются (в районе простаивающих скважин), ввод которых в разработку экономически обоснован и не потребует существенных дополнительных капитальных затрат;

3) запасы разрабатываемой залежи (или ее части), которые могут быть экономически рентабельно дополнительно извлечены из геологических запасов этой залежи за счет применения промышленно освоенных методов увеличения нефтеотдачи (МУН);

4) запасы, которые могут быть извлечены дополнительно из геологических запасов этой залежи за счет уплотнения первичной сетки эксплуатационных скважин.

Категория B (установленные) - запасы разведанной, подготовленной к разработке залежи (или ее части), изученной сейсморазведкой или иными высокоточными методами и разбуренной поисковыми, оценочными, разведочными и опережающими эксплуатационными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа. Геологическое строение залежи, фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, состав и свойства флюидов, гидродинамические характеристики, дебиты скважин достаточно хорошо изучены по результатам геолого-промысловых исследований и пробной эксплуатации одиночных скважин. Степень изученности параметров залежи достаточна для построения надежной геологической и фильтрационной моделей залежи. Рентабельное освоение залежи подтверждено данными пробной эксплуатации, исследованиями скважин и обосновано проектным технологическим документом на разработку.

К категории B относятся запасы участков залежей в зоне дренирования скважин, в которых получены промышленные притоки при испытании и (или) пробной эксплуатации.

Категория C1 (оцененные) - запасы части залежи, изученной достоверной сейсморазведкой или иными высокоточными методами в зоне возможного дренирования неопробованных скважин и примыкающие к запасам категорий A и B при условии, что имеющаяся геолого-геофизическая информация с высокой степенью вероятности указывает на промышленную продуктивность вскрытого пласта в данной части залежи. Степень геологической изученности геолого-промысловых параметров залежи достаточна для построения предварительной геологической модели и проведения подсчета запасов.

Запасы категории C1 выделяются, если геолого-геофизическая информация с обоснованной уверенностью доказывает, что пласт в сторону выделяемой категории C1 непрерывен по площади.

Технологические параметры разработки залежи определяются по аналогии с изученными участками залежи или с использованием аналогий по другим разрабатываемым месторождениям.

Рентабельность освоения определяется по аналогии с изученной частью залежи.

К категории C1 относятся запасы:

1) неразбуренной части залежи, непосредственно примыкающей к запасам категории A + B на расстоянии, равном зоне возможного дренирования;

2) части залежи в районе неопробованных скважин, в случае если продуктивность этой залежи доказана опробованием или эксплуатацией в других скважинах.

Категория C2 (предполагаемые) - запасы в не изученных бурением частях залежи и в зоне дренирования транзитных неопробованных скважин. Знания о геолого-промысловых параметрах залежи принимаются по аналогии с изученной частью залежи, а в случае необходимости, с залежами аналогичного строения в пределах данного нефтегазоносного региона. Имеющейся информации достаточно для построения предварительной геологической модели и подсчета запасов. Технологические параметры и экономическая эффективность разработки запасов определяются по аналогии с изученными участками залежи или с использованием аналогий по разрабатываемым месторождениям.

К категории C2 относятся запасы:

1) участков залежи между доказанным контуром залежи и границами участков запасов более высоких категорий, если имеется достаточно геолого-геофизической информации для заключения о непрерывности пласта;

2) пластов с недоказанной продуктивностью, но изученных по материалам геофизических исследований скважин в транзитных эксплуатационных скважинах, при этом имеется обоснованная уверенность, что по данным геофизических исследований скважин они могут быть продуктивными;

3) неразбуренных тектонических блоков на залежах с установленной продуктивностью. При этом имеющаяся геологическая информация указывает, что возможно продуктивные пласты в пределах блоков по литолого-фациальным характеристикам аналогичны изученной части залежи.

При ведении учета запасы категории A, B и C1 не рекомендуется суммировать с запасами категории C2.

Ресурсы нефти и горючих газов по геологической изученности подразделяются на категории D1 (локализованные); D2 (перспективные) и D3 (прогнозные).

Категория D1 (локализованные) - ресурсы нефти и горючих газов возможно продуктивных пластов в выявленных и подготовленных к бурению ловушках. Форма, размеры и условия залегания предполагаемых залежей определены по результатам геолого-геофизических исследований, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти и газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

Категория D2 (перспективные) - ресурсы нефти и горючих газов литолого-стратиграфических комплексов и горизонтов с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах крупных региональных структур. Количественная оценка прогнозных ресурсов проводится по результатам региональных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с открытыми месторождениями в пределах оцениваемого региона.

Категория D3 (прогнозные) - ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических, геохимических исследований. Количественная оценка прогнозных ресурсов этих категорий производится по предположительным параметрам на основе имеющихся геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где установлены разведанные месторождения нефти и горючих газов.

Основным графическим документом при подсчете запасов служит **подсчетный план**. Подсчетные планы (рис.2.10.) составляются на основе структурной карты по кровле продуктив­ных пластов-коллекторов или бли­жайшего репера, расположенного не более чем на 10 м выше или ниже кровли пласта*.* На карту наносятся внешний и внутренний контуры нефте- и газоносности, границы категорий запасов.

Границы и площадь подсчета запасов нефти и газа каждой из категорий окрашиваются определенным цветом:

- *категория А -* ***красным;***

*- категория В* ***- синим;***

*- категорияС1 -* ***зеленым;***

*- категория С2* ***– желтым.***

На подсчетный план так­же наносятся все пробуренные на дату подсчета запасов скважины (с точ­ным указанием положения устьев, точек пересечения ими кровли соответствующего продуктивного пласта):

- разведочные;

- добывающие;

- законсервированные в ожидании организации промысла;

- нагнетательные и наблюдательные;

- давшие безводную нефть, нефть с водой, газ, газ с конденсатом, газ с конденсатом и водой и воду;

- находящиеся в опробовании;

- неопробованные, с указанием характеристики нефте-, газо- и водо-насыщенности пластов - коллекторов по данным интерпретации материалов геофизических исследований скважин;

- ликвидированные, с указанием причин ликвидации;

- вскрывшие пласт, сложенный непроницаемыми породами.

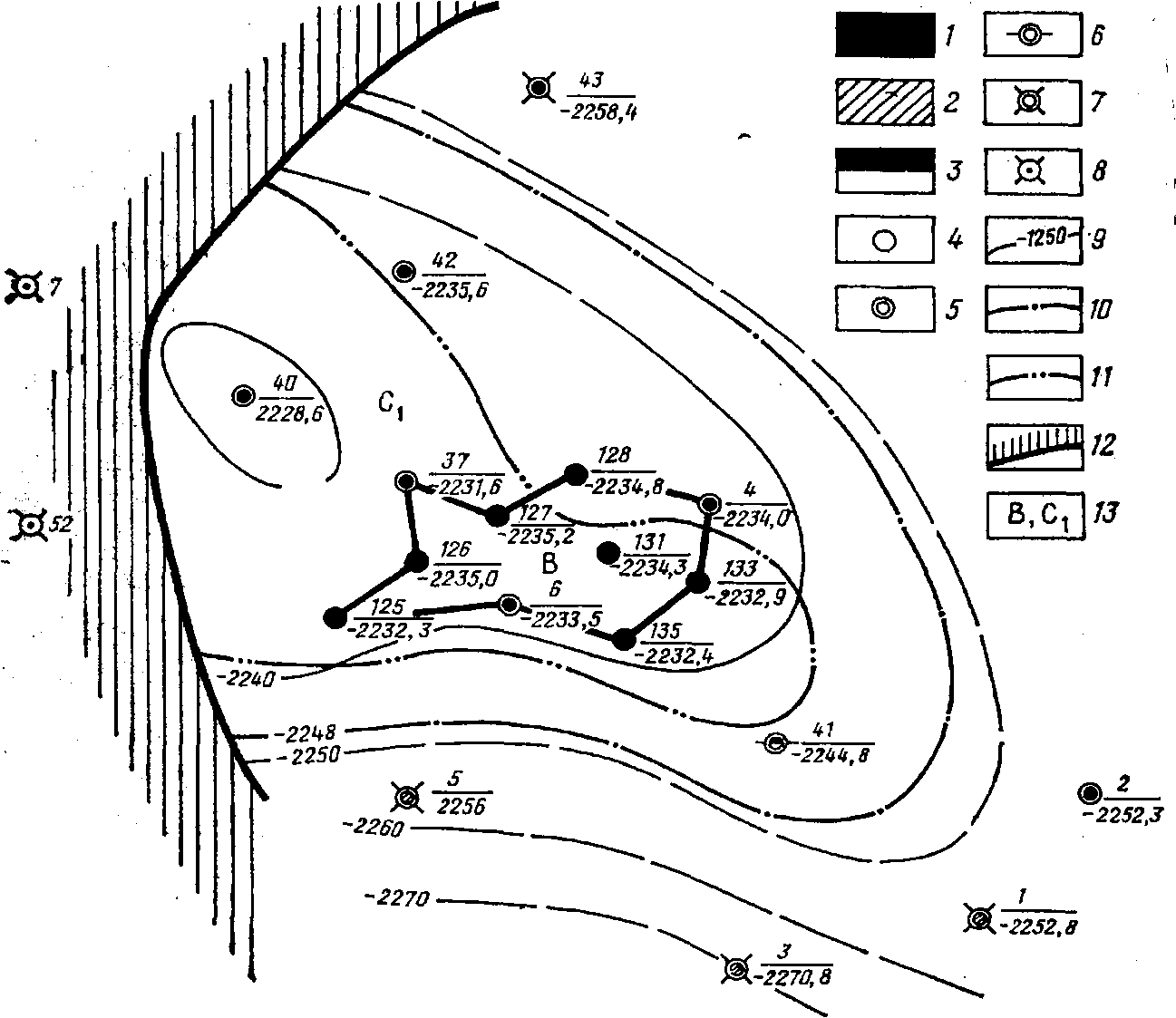


Рис.2.10. Пример подсчетного плана залежи.

*1* − нефть; *2 −* вода: 3−нефть и вода; скважины: *4 −*добывающие, 5 − разведочные, *6* − в консервации, 7 − ликвидированные, *8* − не давшие притока; *9 −* изогипсы поверхности коллекторов, м; контуры нефтеносности: *10 −* внешний, 11 − внутренний; *12 −*  граница литолого-фациального замещения коллекторов; *13−* категории запасов; цифры у скважин: в числителе − номер скважины, в знаменателе − абсолютная отметка кровли коллекто­ра, м.

По испытанным скважинам указываются: глубина и абсолют­ные отметки кровли и подошвы коллектора, абсолютные отметки интервалов перфорации, начальный и текущий дебиты нефти, га­за и воды, диаметр штуцера, депрессия, продолжительность рабо­ты, дата появления воды и ее содержание в процентах в добыва­емой продукции. При совместном опробовании двух и более плас­тов указывают их индексы. Дебиты нефти и газа должны быть за­мерены при работе скважин на одинаковых штуцерах.

По добывающим скважинам приводятся: дата ввода в работу, начальный и текущий дебиты и пластовое давление, добытое количество нефти, газа, конденсата и воды, дата начала обводнения исодержание воды в процентах в добываемой продукции на дату подсчета запасов. При большом количестве скважин эти сведения помещаются в таблице на подсчетном плане или на прилагаемом к нему листе. Кроме того, на подсчетном плане дается таблица с указанием принятых авторами величин подсчетных параметров, подсчитанные запасы, их категории, величины параметров, приня­тые по решению ГКЗ, дата, на которую подсчитаны запасы.

При повторном подсчете запасов на подсчетные планы долж­ны быть нанесены границы категорий запасов, утвержденных при предыдущем подсчете, а также выделены скважины, пробуренные после предыдущего подсчета запасов.

Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов производится раздельно для газовой, нефтяной,. газонефтяной, водонефтяной и газонефтеводяной зон по типам коллекторов для каждого пласта залежи и месторождения в це­лом с обязательной оценкой перспектив всего месторождения.

За­пасы содержащихся в нефти и газе компонентов, имеющие про­мышленное значение, подсчитываются в границах подсчета запасов нефти и газа.

При подсчете запасов подсчетные параметры из­меряются в следующих единицах: толщина в метрах; давление в мегааскалях (с точностью до десятых долей единицы); площадь в тысячах квадратных метров; плотность нефти, конденсата и во­ды в граммах на кубический сантиметр, а газа − в килограммах на кубический метр (с точностью до тысячных долей единицы); коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности в долях еди­ницы с округлением до сотых долей; коэффициенты извлечения нефти и конденсата в долях единицы с округлением до тысяч­ных долей.

Запасы нефти, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы и металлов подсчитываются в тысячах тонн, газа - в милли­онах кубических метров, гелия и аргона − в тысячах кубических метров.

**Объемный метод подсчета запасов нефти**

Сущность объемного метода заключается в определении массы нефти или объема свободного газа, приведенных к стандарт­ным условиям, в насыщенных ими объемах пустотного простран­ства пород-коллекторов залежей нефти и газа или их частей.

Объемный метод можно считать практически универсальным для подсчета запасов любой залежи или ее части при любой сте­пени изученности. Внешне он представляется довольно простым, однако эта простота таит в себе множество проблем. Основные проблемы объемного метода заключаются в своевременном выяв­лении особенностей геологического строения залежи и объектив­ном определении параметров, характеризующих объем пустотного пространства, насыщенного нефтью или свободным газом.

Для подсчета запасов нефти применяют следующую формулу:

, (2.1)

где: *Q* – извлекаемый (промышленный) запас нефти (в тоннах);

*F* – площадь нефтеносности, м2;

*h* – нефтенасыщенная мощность пласта, м;

*m* – коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород;

*Кн* – коэффициент нефтеотдачи

*ρн* – плотность нефти, т/м3

*β* - коэффициент насыщения пласта нефтью;

*θ* - пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти.

Характеристика исходных данных

Площадь нефтеносности (*F*). Продуктивную площадь устанавливают на основе данных пробуренных скважин и их испытания. При подсчете запасов нефти продуктивная площадь измеряется на подсчетных планах (структурных кар. тах по кровле продуктивного горизонта в масштабе от 1:5000 до 1:50000).

Нефтенасыщенная мощность пласт (*h*). Обычно определяют вертикальную (видимую) мощность пласта без поправки на угол падения (так как при расчете объема пласта обычно берут произведение проекции площади на горизонтальную плоскость и вертикальной мощности). Точное определение нефтенасыщенной мощности является важной задачей. Для этого используют данные анализа кернов, электрического и радиоактивного каротажа, а также материалы опробования скважин, позволяющие установить ВНК и границы этой мощности.

Объем продуктивной части пласта (*F·h*). При подсчете запасов нефти объем пласта обычно вычисляют следующими способами:

1. в целом путем произведения проекции площади в плане на среднюю мощность (когда форма залежи проста и мощность резко не изменяется);
2. при помощи карт изопахит – путем вычисления элементарных объемов и последующего их суммирования по формуле:

, (2.2)

где: *V* – объем пласта, м3;

*f1*, *f2*…*fn* – площадь участков между двумя соседними изопахитами, м2;

*h1*, *h2*…*hn* – средняя нефтенасыщенная или газонасыщенная мощность, определяемая как полу сумма соседних изопахит,м.

1. при расслоении горизонта на пласты или пласта на пропластки расчет объемов коллекторов следует проводить по карте изопахит суммарной мощности слагающих их проницаемых пластов или пропластков, если:

а) эти пласты (пропластки) обладают одинаковыми коллекторскими свойствами;

б) отсутствуют фациальные замещения одного из пластов (пропластка) непроницаемыми породами на всю мощность и они развиты по площади залежи;

в) пласты (пропластки) содержат единую залежь с общим ВНК.

При несоблюдении хотя бы одного из указанных выше условий подсчет объемов следует проводить отдельно по каждому пласту (пропластку).

Коэффициент открытой пористости (*m*). Коэффициент открытой пористости обычно устанавливают по данным изучения образцов пород, отобранных в интервале разрезе продуктивного пласта. Обычно такие данные по площади и по разрезу в полной мере отсутствуют и поэтому для определения пористости необходимо использовать промыслово-геофизические методы.

Коэффициент нефтенасыщения (β) определяют по данным изучения образцов пород, взятых в специальных скважинах, вскрывших пласт с применением раствора на нефтяной основе, либо при помощи косвенных методов. С ухудшением коллекторских свойств водонасыщенность продуктивных пород возрастает.

Коэффициент нефтеотдачи (*Кн*) называют отношение объема нефти, которая может быть извлечена на поверхность при данном способе разработки (и эксплуатации), к первоначальному объему нефти. Вследствие фазовой проницаемости 20% нефти от объема пор в пластах являются неизвлекаемым запасом даже при применении методов интесификации и вторичных методов эксплуатации.

Коэффициент нефтеотдачи зависит от плотности сетки и размещения скважин на структуре. Как правило, при уменьшении плотности размещения скважин (особенно для неоднородных коллекторов) коэффициент нефтеотдачи уменьшается при прочих равных условиях.

Плотность нефти (*ρн*). При подсчете запасов обычно принимают плотность нефти, определенную при стандартных условиях (при 200 С) в лаборатории. В тех случаях, когда имеются данные определения глубинных проб нефти, вместо плотности при стандартных условиях может быть взята плотность при пластовых условиях (*ρпл*). В этом случае пересчетный коэффициент (θ) в объемную формулу вводить не следует.

**Объемный метод подсчета запасов газа**

Объемный метод подсчета запасов газа широко применяется вследствие своей простоты, а также потому, что необходимые для него параметры можно получить в процессе разведки и при пробной эксплуатации залежи газа.

Объемная формула для подсчета газа имеет следующий вид:

, (2.3)

где: *Q* – извлекаемые (промышленные) запасы газа на дату расчета, м3;

*F* – площадь в пределах продуктивного контура газоносности, м2;

*h* – мощность пористой части газоносного пласта, м;

*m* – коэффициент пористости;

*Р* – среднее абсолютное давление в залежи газа на дату расчета, кг/см2;

*Рк* – конечное, среднее, остаточное абсолютное давление, кг/см2, в залежи после извлечения промышленных запасов газа и установлении на устье скважины абсолютного давления равного 1 кг/см2;

*α*, *αк* – поправки на отклонение УВГ от закона Бойля-Мариота соответственно для давлений Р и Рк, равные 

*Z* – коэффициент сжимаемости газа; 

*φ* – поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре: ;

*βг* – коэффициент газонасыщенности с учетом содержания связанной воды;

Кг – коэффициент газоотдачи.

**Коэффициент нефтеотдачи**  показывает, какая часть от начальных балансовых запасов может быть извлечена при разработке залежи до предела экономической рентабельности.

При подсчете начальных извлекаемых запасов нефти залежей, вводимых в разработку, и при пересчете запасов разрабатываемых залежей начальные балансовые запасы умножаются на утвержденный конечный коэффициент извлечения нефти, обоснованный технико-экономическими расчетами. Этот коэффициент используется при проектировании разработки залежей, планировании развития нефтедобывающей промышленности и т. п.

Наряду с конечным коэффициентом извлечения нефти различают **текущий коэффициент извлечения,** равный отношению накопленной добычи из залежи или объекта разработки на определенную дату к их начальным балансовым запасам. В зависимости от стадии изученности применяется тот или иной из рассмотренных ниже методов определения коэффициента извлечения.

**Коэффициентом газоотдачи** называется отношение объема извлеченного из пласта газа Qг к его геологическим запасам Qз.

Различают конечный (в конце периода эксплуатации) и текущий (в некоторый момент эксплуатации) коэффициенты газоотдачи. Часто эти коэффициенты выражаются в процентах.

, (2.4)

Практика разработки отечественных и зарубежных месторождений показывает, что коэффициент газоотдачи во многих случаях достигает 85− 95%.

Основными физическими факторами, влияющими на коэффициент газоотдачи являются: 1) режим эксплуатации месторождения; 2) средневзвешенное по объему порового пространства пласта конечное давление в залежи; 3) площадная и по разрезу пласта неоднородность литологического состава и фациальная изменчивость пород пласта; 4) тип месторождения (пластовое, массивное); 5) темп отбора газа.

Коэффициент газоотдачи практически не зависит от вязкости газа и воды и поверхностного натяжения на границе фаз (при различных температурах), а также от давления вытеснения и скорости вытеснения газа водой. На этот коэффициент в основном влияют капиллярные процессы, происходящие при вытеснении газа водой, а также коллекторские свойства продуктивных горизонтов. Чем больше макро- и микронеоднородность пласта, тем меньше коэффициент газоотдачи.

Со снижением пластового давления в обводненной зоне пласта увеличивается коэффициент остаточной газонасыщенности, что приводит к уменьшению фазовой проницаемости для воды. Стабилизация коэффициентов остаточной газонасыщенности и фазовой проницаемости для воды происходит практически одновременно. После достижения критической газонасыщенности “защемленный” газ обретает подвижность и выходит в газонасыщенную часть залежи, что может существенно увеличить ее газоотдачу.

При разработке газовых залежей, приуроченных к однородным по коллекторским свойствам пластам, в целях увеличения конечной газоотдачи рекомендуется увеличивать темп отбора газа из них. В этом случае вода не успевает поступать а газовую залежь, в связи с чем резко сокращается количество “защемленного” ею газа. В случае разработки неоднородных по коллекторским свойствам залежей их форсированная разработка может привести к избирательному обводнению, значительно снижающему газоотдачу месторождения в целом.

**Тема 3. Пластовое давление в залежах УВ**

Пластовое давление один из важнейших факторов, определяющих энергетические возможности продуктивного пласта, производительность скважины и залежи в целом.

Под пластовым понимают давление, при котором нефть, газа, вода находятся в пустотах пластов-коллекторов в геологическом разрезе месторождения. Величина пластового давления Рпл  может быть определена по высоте столба в скважине при установлении статического равновесия в системе пласт-скважина.

, Па (3.1)

где: h - высота столба жидкости, уравновешивающего пластовое давление, м;

ρ – плотность жидкости в скважине, кг/м3;

g – ускорение свободного падения, м/с2.

Установившийся в скважине уровень жидкости соответствующий пластовому давлению называется **пьезометрическим напором**. Его положение фиксируют глубиной от устья скважины или величиной абсолютной отметки.

Поверхность, проходящая через пьезометрические уровни в различных точках водонапорной системы (в скважинах) называют **пьезометрической поверхностью**.

Расстояние от пьезометрического уровня до середины пласта-коллектора называют **пьезометрической высотой** (*h1*). Расстояние от пьезометрического уровня до условно принятой горизонтальной плоскости называют **пьезометрическим напором** (, где Z – расстояние между серединой пласта и условной плоскостью (рис.3.1).

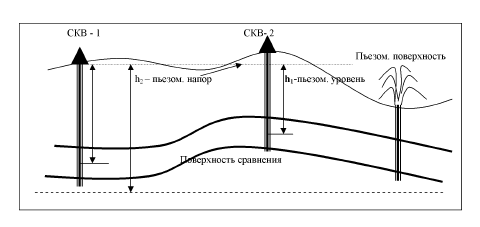


Рис.3.1 Пьезометрическая высота и напор

Пьезометрическая поверхность может устанавливаться выше и ниже дневной поверхности (скважина фонтанирует).

Величину давления, соответствующую пьезометрической высоте, называют абсолютным пластовым давлением (Рпл.а); величину давления соответствующую пьезометрическому напору – приведенным пластовым давлением (Рпл.пр.).

Скважины с устьями ниже пьезометрической поверхности будут фонтанировать. Пластовое давление в таких скважинах можно определить, замерив манометром давление (Ру) на их герметизированных устьях и добавить давление столба жидкости в скважине.

Различают залежи с начальным пластовым давлением, соответствующим гидростатическому давлению (нормальное пластовое давление) и залежи с начальным пластовым давлением, отличающимся от гидростатического (аномальное пластовое давление).

**Гидростатическим** пластовым давлением называют давление в пустотном пространстве пласта-коллектора, возникающее под действием гидростатической нагрузки вод, перемещающихся по этому пласту в сторону регионального погружения.

**Абсолютная величина** начального пластового давления залежи во многом определяет начальную энергетическую характеристику залежи, выбор и реализацию системы ее разработки, закономерности изменения параметров при ее эксплуатации, особенности годовой добычи нефти и газа, природное фазовое состояние углеводородов в недрах и, следовательно, обусловливает выбор рациональной систесы разработки.

По величине начального пластового давления определяют закономерность падения пластового давления при разработке залежи. При составлении проектного документа на разработку величину начального пластового давления используют для определения уровней добычи в начальный период разработки залежи.

Энергетические ресурсы залежи на каждом этапе ее разработки характеризуются величиной текущего (динамического) пластового давления (Рпл.тек). Пластовое давление в продуктивном пласте на какую-либо дату, устанавливающееся при работе практически всего фонда скважин называют **текущим** или **динамическим пластовым** давлением. Получение и анализ данных о текущем пластовом давлении в различных точках залежи и по залежи в среднем – важнейшая часть контроля за разработкой залежи.

Использовать для контроля за изменением пластового давления абсолютные его значения неудобно, поскольку значение начального пластового давления тесно связано с глубиной залегания пласта — оно увеличивается с возрастанием глубины. В процессе разработки на одних участках залежи давление может снижаться, на других возрастать. Рост давления после некоторого периода его снижения может быть обусловлен уменьшением отбора жидкости из пластов или искусственным воздействием на пласты.

Для сравнения давления в разных скважинах пользуются **приведенным** пластовым давлением. Это давление, замеренное в скважине и пересчитанное на условно принятую горизонтальную плоскость (обычно средняя абсолютная отметка начального ВНК, ГВК):

, Па (3.2)

где: *Рпл.пр*– приведенное пластовое давление;

*Рпл.зам*.– замеренное пластовое давление;

*hn*– расстояние между точкой замера и условной поверхностью;

*ρ*– плотность флюида,

Формула вычисляется со знаком «плюс», если точка замера находится выше условной плоскости, и «минус» – если ниже.

Поправку *hnρ / 102* вычитают при положении точки замера давления ниже условной плоскости и прибавляют при ее положении выше этой плоскости. На рис.3.2 в законтурных водяных скв. 1 и 2 замеры давления произведены ниже условной плоскости**,** поэтому поправка должна вычитаться из замеренной величины. В водяной законтурной скв.3 замер по техническим причинам выполнен выше условной плоскости, поэтому поправка прибавляется к значению замеренного давления. В этих трех скважинах поправку определяют с учетом плотности пластовой воды. По всем остальным скважинам замеры выполнены выше условной плоскости, поэтому поправку прибавляют к замеренным значениям, при этом учитывают плотность: по скв. 4, где пласт обводнен в процессе разработки, — воды, по скв. 5 —нефти.

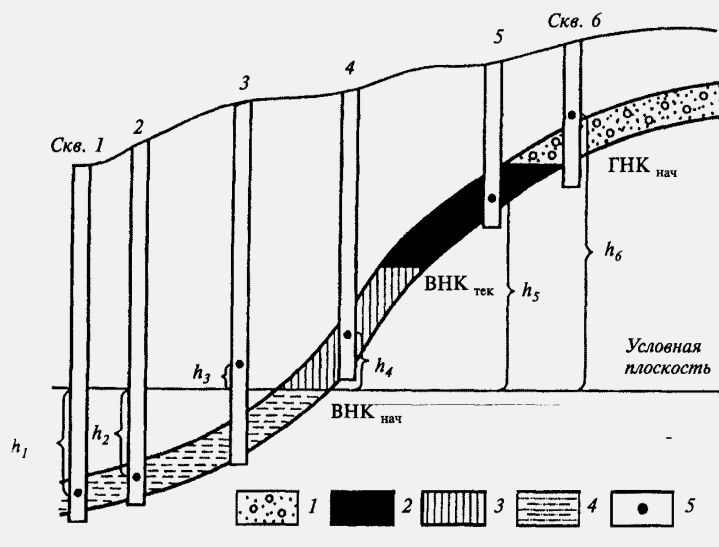


Рис.3.2. Схема приведения пластового давления по глубине:

1 − газ; 2 − нефть; 3 − вода; 4 −заводненная зона пласта; 5 − точка замера давления в скважине; h − расстояние от точки замера до условной плоскости

Распределение приведенного текущего пластового давления в пределах залежи можно показать в виде схематического профиля. На рис.3.3. горизонтальная линия *1* соответствует приведенному начальному пластовому давлению, имеющему одинаковые значения по пощади залежи. При вводе в эксплуатацию первой скважины в пласте происходит радиальное движение жидкости к ней, и вокруг скважины образуется локальная воронка депрессии давления. В пределах воронки давление изменяется по логарифмической кривой*.*

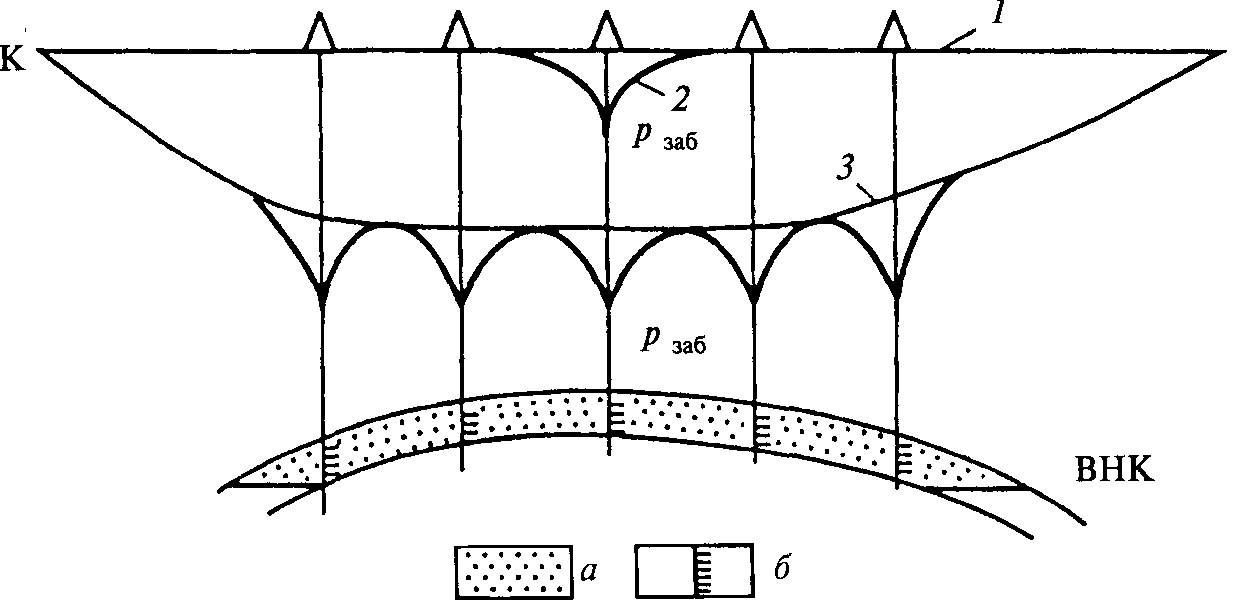


Рис.3.3. Профиль приведенного пластового давления залежи при естественном водонапорном режиме: а *-* залежь; б*-*интервал перфорации. Давление: 1-начальное пластовое (приведенное), 2-возле первых введенных в разработку скважин, 3 *-*приведенное динамическое пластовое (после ввода всех скважин); *Рзаб —* забойное давление; ВНК- контур питания

При этом начальное пластовое давление остается практически постоянным. Линия *2* в сочетании с линией *1* отражает распределение давления в пласте после ввода первой скважины.

По мере разбуривания залежи, дальнейшего ввода скважин в эксплуатацию и увеличения таким путем общего отбора жидкости из залежи воронки депрессии давления на забоях скважин сближаются, одновременно происходит постепенное снижение пластового давления в залежи в целом. Образуется общая для залежи воронка депрессии давления, осложненная локальными воронками скважин.

Динамическое пластовое давление в различных частях залежи можно определить путем замера его в имеющихся отдельных простаивающих скважинах и в специально контрольных скважинах. Замеренное в оставленной скважине давление будет соответствовать динамическому при условии, что замер выполнен после прекращения движения жидкости в прискважинной зоне и стволе скважины.

Давление в пласте у забоя скважины при установившемся режиме ее работы называют **забойным** давлением (Рзаб).

Забойное давление в скважине определяют в период установившегося режима ее работы, пластового — после продолжительной остановки скважин (от нескольких часов до суток и более). Для получения данных о забойном и пластовом давлении глубинный манометр спускают в скважину к середине пласта и в течение 20 минут фиксируют забойное давление. Затем скважину останавливают, манометр регистрирует выполаживающуюся кривую восстановления давления (КВД) от забойного до динамического пластового. Характер КВД в добывающей и нагнетательной скважинах показан на рис.3.4. По окончании исследования скважину вводят в эксплуатацию.

Контроль за изменением пластового давления в пласте в процессе разработки залежи проводят с помощью карт изобар.

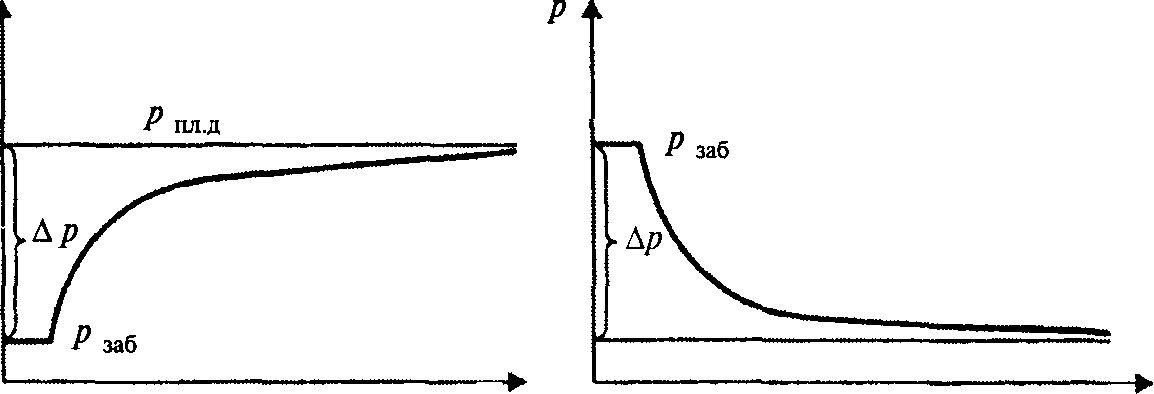


Рис.3.4. Кривая восстановления давления в остановленной скважине: а *—* добывающей; б *—* нагнетательной. Давление: *Рпл.д -* пластовое динамическое, *Рзаб —* забойное

Распределение давлений в пласте отображается при помощи изобар – линий, соединяющих точки с одинаковыми давлениями. Основой для нанесения линий изобар является схема размещения скважин по площади залежи, включая как нефтеносную, так и законтурную водоносную зоны.

Чертеж с линиями равных давлений (изобар), нанесенными на схему размещения скважин, называется картой изобар.

Карты изобар строятся регулярно на определенные даты по результатам исследования скважин. Для построения карт используются данные замеров пластовых давлений на глубине спуска манометра в ствол исследуемой скважины, приведенные далее на условную плоскость.

Обычно данные замеров давлений пересчитывают на плоскость (уровень ВНК). Таким образом, линии изобар отображают не истинное давление в зонах залежи, а условное, пересчитанное на ВНК. Приведение текущих давлений к одному уровню позволяет сравнивать их между собой и проводить наблюдение за изменением распределения давления в залежи во времени.

Распределение давлений в пласте, изображаемое при помощи карт изобар, обусловлено свойствами самого пласта и данными его разработки.

Зная данные разработки и имея карту изобар, принципиально можно судить о распределении такого свойства пласта, как проницаемость. Чем выше проницаемость пласта между двумя зонами залежи, тем выше здесь пьезопроводность, и изменение давления в одной скважине приведет к скорому изменению давления в другой, вплоть до полного их выравнивания.

Карты изобар являются одним из основных средств при решении задач анализа, контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений.

При построении карт изобар на схеме размещения скважин точки забоев скважин подписываются в виде дроби, глее в числителе стоит номер (имя) скважины, а в знаменателе – величина текущего давления в данной скважине, пересчитанная на ВНК.

Кроме того, на схему расположения скважин переносятся со структурных карт начальные положения контуров нефтеносности, а также все тектонические, литологические и прочие установленные к этому времени границы залежи.

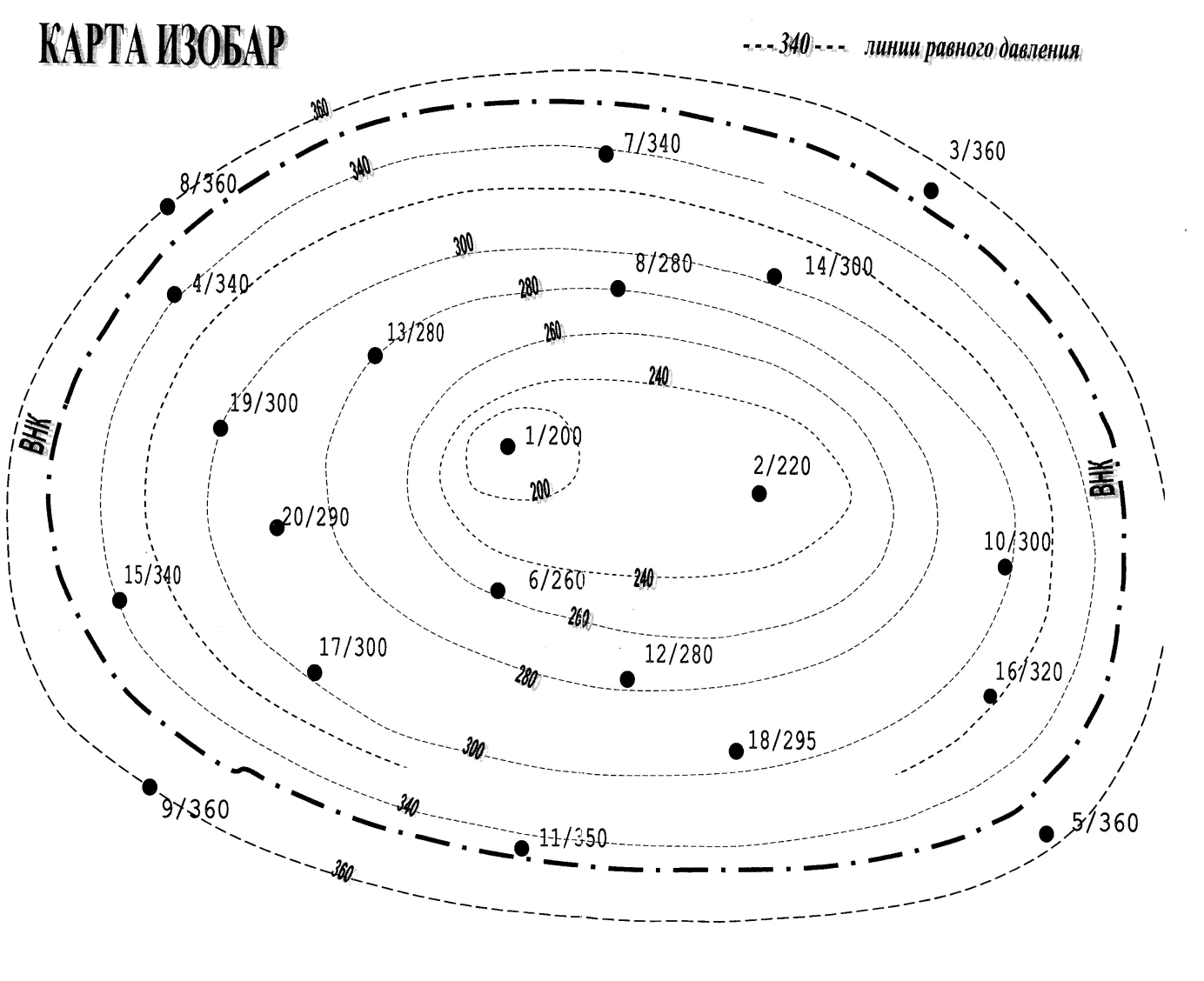


Рис.3.5. Пример построения карты изобар

Одним из методов построения карты изобар может быть принят метод треугольников, использующийся при построении структурных геологических карт. Для этого на карте выбираются три соседние скважины и на условных отрезках, соединяющих вершины полученного условного треугольника, в соответствии с градиентами давлений между скважинами, отмечают места возможного прохождения изобар с определенным значением давления.

При этом количество линий изобар, проходящих через отрезок между двумя скважинами будет равно отношению разности текущих давлений в этих скважинах, деленной на «цену деления» одной изобары.

Расстояния между линиями изобар, пересекающих отрезок между скважинами, должны быть равны между собой, а сами линии изобар перпендикулярны данному отрезку.

С помощью карт изобар можно выявлять степень связи залежи с законтурной зоной, определять фильтрационную характеристику пластов. Рассмотрение карт изобар на различные даты позволяет судить об эффективности принятой системы разработки и прогноза поведения давления и перемещения контуров нефтеносности.

**Тема 4. Физические параметры пластовых жидкостей и учет их изменения при разработке залежей нефти**

Свойства и состояние углеводородов (УВ) зависят от их состава, давления и температуры. В залежах они могут находиться в жидком и газообразном состоянии или в виде газожидкостных смесей. В процессе разработки залежей в пластах и при подъеме на поверхность давление и температура непрерывно меняются, что сопровождается соответствующими изменениями состава газовой и жидкой фаз и переходом УВ из одной фазы в другую. Необходимо знать закономерности фазовых переходов, состояние и свойства УВ при различных условиях и учитывать их при подсчете запасов, проектировании и регулировании разработки проектировании и эксплуатации систем сбора и транспорта нефти и газа.

**Нефть и газ** представляютсобой смесь УВ преимущественно метанового (парафинового) (СnН2n+2), нафтенового (CnH2n) и в меньшем количестве ароматического (CnH2n-6) рядов.

По физическому состоянию в поверхностных условиях УВ от **СН4** до **С4Н10** — газы; от **С5Н12** до **С16Н34** — жидкости и от **С17Н34** до **С35Н72** и выше — твердые вещества, называемые парафинами и церезинами.

*4.1 Физические параметры пластовых нефтей*

#### Газожидкостная смесь УВ состоит преимущественно из соединений парафинового, нафтенового и ароматического рядов. В состав нефти входят также высокомолекулярные органические соединения, содержащие кислород, серу, азот.

Нефти содержат до 5 – 6 % серы. Она присутствует в них в виде свободной серы, сероводорода, а также в составе сернистых соединений и смолистых веществ — меркаптанов, сульфидов, дисульфидов и др. Меркаптаны и сероводород — наиболее активные сернистые соединения, вызывающие коррозию промыслового оборудования.

**По содержанию серы** нефти делятся на:

* малосернистые (содержание серы не более 0.5 %);
* сернистые (0.5 – 2.0 %);
* высокосернистые (более 2.0 %).

Асфальтосмолистые вещества нефти — высокомолекулярные соединения, включающие кислород, серу и азот и состоящие из большого числа нейтральных соединений неизвестного строения и непостоянного состава, среди которых преобладают нейтральные смолы и асфальтены. Содержание асфальтосмолистых веществ в нефтях колеблется в пределах 1 – 40 %. Наибольшее количество смол отмечается в тяжелых темных нефтях, богатых ароматическими УВ.

**По содержанию смол** нефти подразделяются на:

* малосмолистые (содержание смол ниже 18 %);
* смолистые (18 – 35 %);
* высокосмолистые (свыше 35 %).

Нефтяной парафин — это смесь твердых УВ двух групп, резко отличающихся друг от друга по свойствам, — парафинов C17H36  - С35Н72 и церезинов С36Н74 - C55H112. Температура плавления первых 27 – 71 °С, вторых — 65 – 88 °С. При одной и той же температуре плавления церезины имеют более высокую плотность и вязкость. Содержание парафина в нефти иногда достигает 13 – 14 % и больше.

**По содержанию парафинов** нефти подразделяются на:

* малопарафинистые при содержании парафина менее 1.5 % по массе;
* парафинистые – 1.5 – 6.0 %;
* высокопарафинистые - более 6 %.

В отдельных случаях содержание парафина достигает 25 %. При температуре его кристаллизации близкой к пластовой, реальна возможность выпадения парафина в пласте в твердой фазе при разработке залежи.

Нефти разных пластов одного и того же месторождения и тем более разных месторождений могут отличаться друг от друга. Их различия во многом определяются их газосодержанием. Все нефти в пластовых условиях содержат в растворенном (жидком) состоянии газ.

**Газосодержание (газонасыщенность)** пластовой нефти —это объем газа Vг растворенного в 1м3 объема пластовой нефти *V*п.н. :

 (4.1)

Газосодержание обычно выражают в м3/м3 или м3/т.

Газосодержание пластовых нефтей может достигать 300 – 500 м3/м3 и более, обычное его значение для большинства нефтей 30 – 100 м3/м3. Вместе с тем известно большое число нефтей с газосодержанием не выше 8 – 10 м3/м3.

**Растворимость газа** — это максимальное количество газа, которое может быть растворено в единице объема пластовой нефти, при определенных давлении и температуре (рис.4.1.). Газосодержание может быть равным растворимости или меньше ее.

Растворимость газов зависит от давления, температуры, природы газа и состава нефти. Очень плохо растворяется азот, несколько лучше – метан.

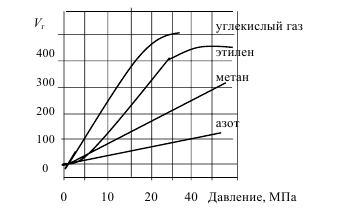


Рис.4.1. Растворимость газов в нефти

Коэффициент растворимости зависит от давления и температуры, с увеличением давления коэффициент растворимости уменьшается, но объем растворенного газа увеличивается. Растворимость газа зависит также от состава нефти. Лучше растворяют газ метановые углеводороды, затем нафтеновые и хуже – ароматические. Чем больше атомов углерода в молекуле нефти, тем меньше газа они растворяют при прочих равных условиях. То есть чем больше легких фракций содержит нефть и чем выше молекулярный вес газов, тем большее количество газа способна растворить нефть.

С увеличением молекулярной массы газа коэффициент растворимости его возрастает. Растворимость углеводородных газов с повышением температуры уменьшается. Например, при 40 оС растворено 59 м3 газа в 1 м3 нефти, а при температуре 60 оС – 53 м3 газа в 1 м3 нефти.

**Коэффициенто****м** **разгазирования** нефти называется количество газа, выделяющееся из единицы объема нефти при снижении давления на единицу.

**Промысловым газовым** фактором называется количество добытого газа в м3, приходящееся на 1 м3 (т) дегазированной нефти. Он определяется по данным о добыче нефти и попутного газа за определенный отрезок времени. Различают начальный газовый фактор, обычно определяемый по данным за первый месяц работы скважины, текущий газовый фактор, определяемый по данным за любой промежуточный отрезок времени, и средний газовый фактор, определяемый за период с начала разработки до какой-либо даты. Величина промыслового газового фактора зависит как от газосодержания нефти, так и от условий разработки залежи. Она может меняться в очень широких пределах.

Если при разработке в пласте газ не выделяется, то газовый фактор меньше газосодержания пластовой нефти, так как в промысловых условиях полной дегазации нефти не происходит.

**Давлением насыщения** пластовой нефти называется давление, при котором газначинает выделяться из нее. Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и газа в залежи, от их состава, от пластовой температуры.

В природных условиях давление насыщения может быть равным пластовому давлению или может быть меньше него. В первом случае нефть будет полностью насыщена газом, во втором — недонасыщена.

Для Припятского нефтегазоносного бассейна характерно превышение пластового давления над давлением насыщения.

**Сж****имаемость пластовой нефти** обусловливается тем, что, как и все жидкости, нефть обладает упругостью, которая измеряется **коэффициентом сжимаемости** (или объемной упругости) *β*н :

 (4.2)

где: Δ*V* − изменение объема нефти;

*V* − исходный объем нефти;

Δ*p* — изменение давления.

Размерность *β*н − 1/Па, или Па-1.

Значение его для большинства пластовых нефтей лежит в диапазоне (1-5)·10-3 МПа-1. Сжимаемость нефти наряду со сжимаемостью воды и коллекторов проявляется главным образом при разработке залежей в условиях постоянного снижения пластового давления.

Коэффициент сжимаемости характеризует относительное приращение объема нефти при изменении давления на единицу.

**Коэффициент теплового расширения** *α*н показывает, на какую часть Δ*V* первоначального объема *V0* изменяется объем нефти при изменении температуры на 1 °С

 (4.3)

Размерность *α*н− 1/°С. Для большинства нефтей значения коэффициента теплового расширения колеблются в пределах (1 - 20)·10-4 1/°С.

Коэффициент теплового расширения нефти необходимо учитывать при разработке залежи в условиях нестационарного термогидродинамического режима при воздействии на пласт различными холодными или горячими агентами. Его влияние наряду с влиянием других параметров сказывается как на условиях текущей фильтрации нефти, так и на величине конечного коэффициента извлечения нефти. Особенно важную роль коэффициент теплового расширения нефти играет при проектировании тепловых методов воздействия на пласт.

**Объемный коэффициент пластовой нефти** *b*н показывает, какой объем занимает в пластовых условиях 1 м3 дегазированной нефти:

 (4.4)

где: *V*пл.н − объем нефти в пластовых условиях;

*V*дег − объем того же количества нефти после дегазации при атмосферном давлении и t = 20°С;

*ρ*пл.н − плотность нефти в пластовых условиях;

*ρ* − плотность нефти в стандартных условиях.

Объем нефти в пластовых условиях увеличивается по сравнению с объемом в нормальных условияхв связи с повышенной температурой и большим количеством газа, растворенного в нефти. Пластовое давление до некоторой степени уменьшает величину объемного коэффициента, но так как сжимаемость нефти весьма мала, давление мало влияет на эту величину.

Значения объемного коэффициента всех нефтей больше единицы и иногда достигают 2 - 3. Наиболее характерные величины лежат в пределах 1,2 – 1,8.

Под **плотностью** пластовой нефти понимается масса нефти, извлеченной из недр с сохранением пластовых условий, в единице объема. Она обычно в 1,2 – 1,8 раза меньше плотности дегазированной нефти, что объясняется увеличением ее объема в пластовых условиях за счет растворенного газа. Известны нефти, плотность которых в пласте составляет всего 0,3 – 0,4 г/см3. Ее значения в пластовых условиях могут достигать 1,0 г/см3.

**По плотности** пластовые нефти делятся на:

* легкие с плотностью менее 0,850 г/см3;
* тяжелые с плотностью более 0,850 г/.

Легкие нефти характеризуются высоким газосодержанием, тяжелые − низким.

**Вязкость** **пласт****овой нефт****и** *μ*н, определяющая степень ее подвижности в пластовых условиях, также существенно меньше вязкости ее в поверхностных условиях.

Это обусловлено повышенными газосодержанием и пластовой температурой. Давление оказывает небольшое влияние на изменение вязкости нефти в области выше давления насыщения. В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости дегазированной нефти. Вязкость зависит также от плотности нефти: легкие нефти менее вязкие, чем тяжелые. Вязкость нефти измеряется в мПа⋅с.

**По вел****ичине вязкост****и** различают нефти:

* незначительной вязкостью − *μ*н < 1 мПа ⋅ с;
* маловязкие − 1 <  *μ*н ≤ 5 мПа ⋅ с;
* с повышенной вязкостью − 5 <  *μ*н ≤ 25 мПа⋅ с;
* высоковязкие −  *μ*н > 25 мПа⋅ с.

Вязкость нефти — очень важный параметр, от которого существенно зависят эффективность процесса разработки и конечный коэффициент извлечения нефти. Соотношение вязкостей нефти и воды − показатель, характеризующий темпы обводнения скважин. Чем выше это соотношение, тем хуже условия извлечения нефти из залежи с применением различных видов заводнения.

Вязкость нефти уменьшается с повышением количества растворенного газа, увеличением температуры, повышением давления до давления насыщения (рис.4.2.). Вязкость нефти зависит от состава и природы как самой нефти, так и растворенного в ней газа. При растворении азота вязкость увеличивается, углеводородных газов – уменьшается. В пластовых условиях вязкость нефти в десятки раз меньше, чем сепарированной нефти.

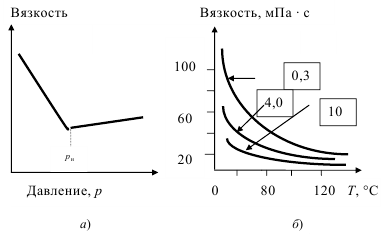


Рис.4.2. Зависимость вязкости пластовой нефти:

а – от давления; б – от растворенного газа и температуры

(цифры обозначают давление насыщения)

Физические свойства пластовых нефтей исследуют в специальных лабораториях по глубинным пробам, отобранным из скважин герметичными пробоотборниками. Плотность и вязкость находят при постоянном давлении, равном начальному пластовому. Остальные характеристики определяют при начальном пластовом и при постепенно снижающемся давлении. В итоге строят графики изменения различных коэффициентов в зависимости от давления, а иногда и от температуры. Эти графики и используются при решении геологопромысловых задач.

*4.2 Физические параметры пластовых вод*.

Вода — неизменный спутник нефти и газа. В месторождении она залегает в тех же пластах, что и нефтяная или газовая залежь, а также в собственно водоносных пластах (горизонтах). В процессе разработки вода может внедряться в нефтяную или газовую залежь, продвигаясь по нефтегазоносному пласту, или поступать в скважины из других водоносных горизонтов. В соответствии с принятой технологией разработки вода может закачиваться в залежь и перемещаться по пластам.

Основную массу природных вод нефтяных и газовых месторождений составляют более или менее минерализованные воды.

Состав и свойства пластовых вод имеют большое значение для разработки залежей нефти и газа и их добычи, так как от них зависит течение многих процессов в дренируемом пласте. Поэтому их значение позволяет намечать более эффективные мероприятия по контролю и регулированию разработки и эксплуатации скважин и промысловых систем. Все это заставляет уделять большое внимание вопросам состава и физических свойств подземных вод.

**Газосодержание пластовой воды** не превышает 1,5 – 2,0 м3/м3, обычно оно равно 0,2 – 0,5 м3/м3. В составе водорастворенного газа преобладает метан, затем следует азот, углекислый газ, гомологи метана, гелий и аргон.

**Радиоактивность пластовых** вод обусловлена содержанием в них урана, радия и радона. Практически все подземные воды в различной степени радиоактивны. При заводнении залежи поверхностными водами вокруг залежи образуется оторочка радиоактивных вод, обусловленная как радиоактивностью остаточных подземных вод, так и выщелачиванием из горных пород радиоактивных элементов. Такая радиоактивная оторочка вод является надежным критерием прохождения водонефтяного контакта.

**Минерализация** пластовых вод нефтяных месторождений колеблется от единиц г/м3 до сотен кг/м3. Минеральные вещества представлены солями натрия, кальция, магния и др. Основными солями являются хлориды, карбонаты и сульфаты. Помимо этого в водах может содержаться йод, бром, редкоземельные элементы, органические вещества.

Нефтяные залежи в большинстве случаев находятся в зоне затрудненного водообмена, но иногда присутствуют и пресные воды.

**Растворимость газов в воде** значительно ниже их растворимости в нефти.

Тем не менее площадь контакта газовой залежи с подстилающей водой очень большая, и при высоком давлении вода будет содержать большие объемы газа (рис.4.3.). С увеличением температуры растворимость газов сначала уменьшается, а затем возрастает. С увеличением минерализации растворимость газов в воде уменьшается.

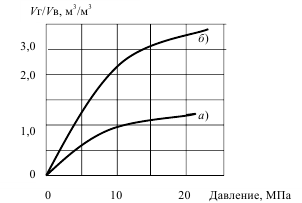


Рис.4.3. Зависимость растворимости газов от давления:

а – в дистиллированной воде; б – в соленой воде

На растворимость газов в воде также влияет размер молекул газа. В подземных водах наиболее распространенными газами являются кислород, углекислый газ, сероводород, водород, азот и благородные газы, а также метан и тяжелые углеводороды.

**Объемный коэффициент** пластовой воды нефтяных и газовых месторождений *b* зависит от минерализации, химического состава, газосодержания, пластовых давления и температуры и колеблется от 0,8 до 1,2.

**Плотность** пластовой воды зависит главным образом от ее минерализации, пластовых давления и температуры. Плотность пластовых вод возрастает с увеличением минерализации и может достигать 1500 кг/м3 при концентрации солей 642,8 кг/м3.

**Сжимаемость** − обратимое изменение объема воды, находящейся в пластовых условиях, при изменении давления. Изменяется в пределах (3,7–5,0)10-10 м2/Н, а при наличии растворенного газа может значительно увеличиваться:

, (4.5)

где: *β*вг – коэффициент сжимаемости воды с растворенным газом;

*β*в – коэффициент сжимаемости чистой воды;

*V*г – количество газа, растворенного в воде, м3/м3.

Термическое расширение воды *E* колеблется от 18 · 10-5 до 90 · 10-5 1/град, возрастает с увеличением температуры и уменьшается с ростом пластового давления.

**Вязкость пластовой воды** зависит в первую очередь, от температуры, а также от минерализации и химического состава. В большинстве случаев вязкость пластовых вод нефтяных и газовых месторождений составляет 0,2 – 1,5 мПа⋅с.

На величину вязкости воды влияет не только минерализация, но и состав солей. Наибольшей вязкостью характеризуются хлоркальциевые воды в 1,5–2 раза больше, чем чистая вода (рис.4.4.). Газы в воде растворены в небольших количествах и мало влияют на вязкость.

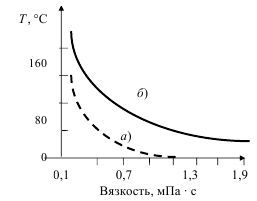


Рис.4.4. Зависимость вязкости от температуры:

а – морской и чистой воды; б – хлоркальциевой воды

**Электропроводность** пластовых вод находится в прямой зависимости от их минерализации, так как соли в воде находятся в ионном состоянии, а положительно и отрицательно заряженные ионы являются переносчиками электрических зарядов. Величина удельного сопротивления подземных вод изменяется от 0,02 до 1,00 Ом · м. Дистиллированная вода и лед не являются проводниками электрического тока. Так как нефть и газ имеют низкую электропроводность, а минерализованные подземные воды – высокую электропроводность, то эти свойства используют для контроля за продвижением водоуглеводородных контактов. Электропроводность воды используют для определения пористости и водо-, газо-, нефтенасыщенности коллекторов.

**Тема 5. Условия эксплуатации нефтяных и газовых скважин**

*5.1 Условие притока флюидов к забоям скважин под действием упругих сил*

Приток жидкости, газа, воды или их смесей к скважинам происходит в результате установления на забое скважин давления меньшего, чем в продуктивном пласте. Течение жидкости к скважинам исключительно сложно и не всегда поддается расчету. Лишь при геометрически правильном размещении скважин (линейные или кольцевые ряды скважин и правильные сетки), а также при ряде допущений (постоянство толщины, проницаемости и других параметров) удается аналитически рассчитать дебиты этих скважин при заданных давлениях на забоях или, наоборот, рассчитать давление при заданных дебитах. Однако вблизи каждой скважины в однородном пласте течение жидкости становится близким к радиальному. Это позволяет широко использовать для расчетов радиальную схему фильтрации.

Жидкость последовательно проходит через ряд поверхностей концентрически расположенных к поверхности пласта, причем площадь данных поверхностей падает по мере приближения к забою скважины.

При неизменной мощности пласта и его однородном строении скорость фильтрации движущейся к скважине жидкости при постоянном расходе непрерывно возрастает, достигая максимума на стенках скважины.

При росте скоростей увеличиваются гидравлические сопротивления. Следовательно при перемещении единицы объема жидкости (или газа) по направлению к скважине непрерывно возрастают затраты энергии на единицу длины пути или связанные с этим перепады давления на единицу длины пути (градиенты давления).

Для определения зависимости между дебитом скважины и перепадом давления вокруг нее воспользуемся законом линейной фильтрации Дарси, по которому скорость линейной фильтрации прямо пропорциональна перепаду давления и обратно пропорциональна вязкости фильтрующей жидкости.

Скорость фильтрации, согласно закону Дарси, записанному в дифференциальной форме, определяется следующим образом:

, (5.1)

где: *k* - проницаемость пласта;

*μ* - динамическая вязкость;

*dp/dr* - градиент давления вдоль радиуса (линии тока).

По всем линиям тока течение будет одинаковое. Другими словами, переменные, которыми являются скорость фильтрации и градиент давления, при изменении угловой координаты (в случае однородного пласта) останутся неизмененными, что позволяет оценить объемный расход жидкости *q* как произведение скорости фильтрации на площадь сечения пласта. В качестве площади может быть взята площадь сечения цилиндра **2πrh** произвольного радиуса *r*, проведенного из центра скважины, где *h* - действительная толщина пласта, через который происходит фильтрация.

Тогда

, (5.2)

Проинтегрируем в пределах области фильтрации, то есть от стенок скважины *rc* с давлением *Рс* до внешней окружности *Rк*, называемой контуром питания, на котором существует постоянное давление *Рк*.

Уравнение распределения давления вокруг скважины:

, (5.3)

Из (5.3) следует, что функция *P(r)* является логарифмической, т. е. давление вблизи стенок скважины изменяется сильно, а на удаленном расстоянии - слабо. Это объясняется увеличением скоростей фильтрации при приближении струек тока к стенкам скважины, на что расходуется больший перепад давления.

Эта логарифмическая функция (линия изменения давления) показывает, что в процессе эксплуатации скважины вокруг нее образуется как бы воронка депрессии (рис.5.1.), в пределах которой градиент давления, а значит, и расходы энергии на единицу длины пути возрастают по мере приближения к скважине. Значительная часть общего перепада давления в пласте расходуется в непосредственной близости от скважины; по мере удаления от нее кривые градиентов давления выполаживаются вследствие резкого уменьшения скоростей фильтрации на далеких расстояниях от скважины.

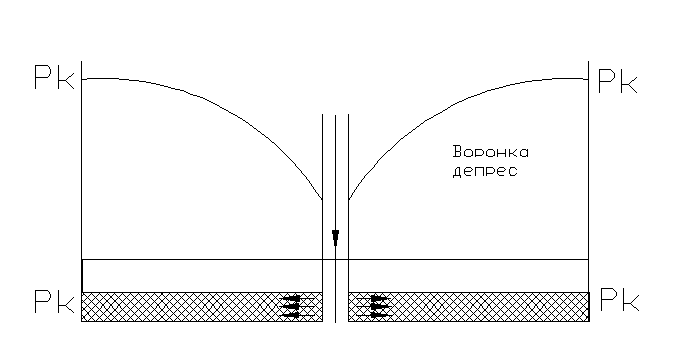


Рис.5.1.График распределения давления

Дебит скважины:

 . (5.4)

Формула (5.4) называется формулой Дюпюи.

Отношение дебита скважины  к перепаду давления (депрессии)  называется коэффициентом продуктивности скважины:

 (5.5)

Зависимость дебита скважины Q от депрессии ΔР = РК – Рс называется индикаторной линией (рис.5.2). При плоскорадиальной фильтрации несжимаемой жидкости к скважине в условиях справедливости закона Дарси индикаторная линия представляет собой прямую, определяемую уравнением:

 (5.6)

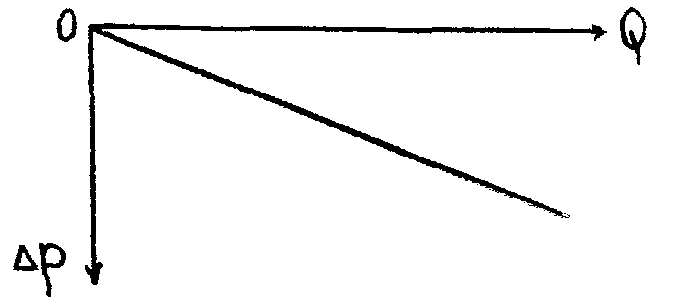


Рис.5.2. Индикаторная линия плоскорадиального потока несжимаемой жидкости по закону Дарси.

*5.2 Стационарные и нестационарные режимы исследования скважин (индикаторная кривая и кривая восстановления давления).*

Для изучения свойств пластов и продуктивности скважин применяют различные виды гидродинамических исследований, которые можно подразделить на две группы. К первой относится метод установившихся отборов, ко второй — методы наблюдения за изменением (восстановлением) забойного давления в остановленной скважине после ее эксплуатации с постоянным расходом нефти (газа) и гидропрослушивания пласта.

Непосредственно этими методами можно определить коэффициент продуктивности (приемистости) скважин, гидропроводность пласта, пластовое давление, пьезопроводность пласта, а в сочетании с лабораторными и геофизическими исследованиями – проницаемость пласта и радиус скважины

Рассмотрим общие теоретические основы изучения свойств пластов по данным наблюдений за работой скважин.

**Исследование скважин методом установившихся отборов (стационарные режимы исследования)**

Сущность метода заключается в том, что при эксплуатации скважины на нескольких последовательно сменяющихся установившихся режимах определяют зависимость дебита нефти (газа), газового фактора, количества выносимой воды и песка от перепада давления между пластом и забоем скважины. Режим эксплуатации скважины считается установившимся, если дебит ее и забойное давление с течением времени практически не изменяются. После регистрации установившихся дебита и забойного давления скважину переводят на другой режим эксплуатации и, выждав время установления ее работы на новом режиме, определяют новые значения этих параметров.

Наблюдения проводят при 3—4 режимах работы скважин и обычно заканчивают регистрацией динамического пластового давления в зоне исследуемой скважины. Оно определяется как полностью восстановившееся забойное давление в остановленной скважине и соответствует текущему пластовому давлению в пласте между работающими скважинами.

Результаты исследований скважины на приток методом установившихся отборов изображают в виде индикаторной диаграммы, представляющей собой зависимость дебита скважины от депрессии пластового давления:

, (5.7)

Для газовых скважин индикаторную диаграмму, изображают в координатах объемный *Q* или массовый *G* дебит газа — разность квадратов пластового (контурного) и забойного давлений (Р2пл – Р2заб). Для нагнетательных скважин такая диаграмма представляет собой зависимость поглотительной способности скважины от перепада между забойным и пластовым давлениями (Рзаб - Рпл).

Если индикаторная диаграмма – прямая линия (рис.5.3, линии 1,1ʹ), что отмечается при фильтрации однофазной жидкости (нефти, воды) или водонефтяной смеси по закону Дарси, то как тангенс угла γ наклона линии определяем коэффициент продуктивности (приемистости) скважины

, (5.8)

где: ;

*k* – проницаемость,

*h* – толщина пласта,

*μ* – вязкость жидкости,

RK, rс — радиус зоны дренирования пласта и приведенный радиус скважины.

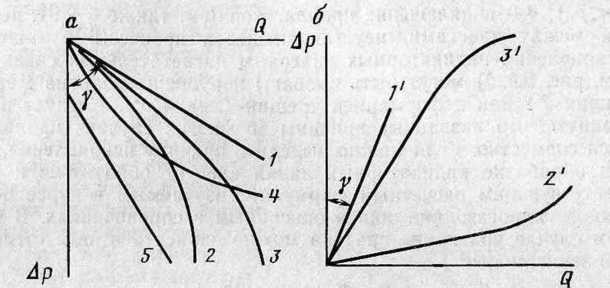


Рис.5.3. Типичные индикаторные диаграммы добывающих (а) и нагнета­тельных (б) скважин

Если принять Rк равным половине расстояния между соседними скважинами, а rс равным радиусу rсд скважины по долоту или с учетом гидродинамического несовершенства (с использованием графиков В. И. Щурова или результатов исследования при неустановившихся режимах), то определим гидропроводность пласта

, (5.9)

При rс = rсд несовершенство скважины учитывается в ε. Если μ известно по результатам лабораторного исследования глу­бинных проб жидкости, h определено геофизическими или дебитометрическими методами, то найдем проницаемость

, (5.10)

Индикаторная диаграмма в случае притока вязкопластич­ной нефти показана на рис.5.3., а (линия 5). Коэффициент продуктивности определяется по фор­муле

, (5.11)

При искривлении индикаторной диаграммы надежность результатов обработки невысокая. Причинами искривления инди­каторных диаграмм можно назвать в соответствии с линиями на рис.5.3, а: 2 − при Рз ≥Рн нарушение закона Дарси (инерцион­ные сопротивления), зависимость проницаемости (деформации трещин) от давления, или при Р3<Рн, также выделение газа из нефти (газированная нефть); 3 — нарушение линейного за­кона Дарси в случае превышения критической депрессии (при Рз ≥Рн), выделение газа из нефти (газированная нефть при Р3<Рн); 4 — подключение пропластков, пере­ток между пластами, неустановившиеся процессы в пласте. Искривления индикаторных диаграмм нагнетательных скважин (см.рис.5.3., б) могут быть вызваны нарушением закона Дарси (линия 2') или деформацией трещин (линия 3'). Следует под­черкнуть, что названные причины во многих случаях проявля­ются совместно. В об­щем случае уравнение притока можно записать в виде степен­ной зависимости:

, (5.12)

где:n - показатель степени (для выпуклых к оси Q линий 1 > n≥ 0,5, для вогнутых − п> 1, для прямых − п= 1). Неизвестными могут являться К, п и Pпл, которые вычисляем из системы 3-х уравнений, составленных согласно уравнению (5.12) для любых 3-х точек индикаторной линии:

, (5.13)

При этом принимаем К = const, *n* = const, *Pпл* = const. Если Рпл известно, то для интервалов изменения Δр можно устано­вить К(Δр).

Фильтрацию можно описать также двучленной формулой

, (5.14)

для графического определения коэффициентов фильтрационного сопротивления А и В которой индикаторную линию перестраи­ваем в прямую в координатах Δp/Q от *Q*. Тогда А и В находим соответственно как отрезок на оси ординат и угловой коэффи­циент прямой, причем .

В случае многопласто­вого объекта эксплуатации по данным дебитометриче­ских исследований индика­торные диаграммы удобнее строить в зависимости Q от *Р*заб (рис.5.4.), причем его приводят для каждого пла­ста к одной плоскости срав­нения (приведенное давле­ние).

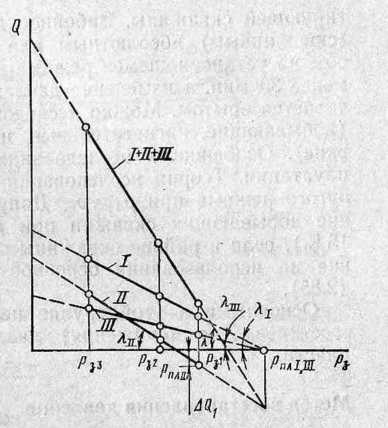


Рис.5.4. Индикаторные диаграммы скважины, вскрывающей три пласта и каждого пласта в отдельности, построенные по данным исследования при трех режимах

При таких координа­тах пластовое давление можно определить графиче­ски (см. рис. 5.4) или по формуле:

, (5.15)

где: *K* определяется по графику как тангенс угла .

Дебит скважины при Р3 = 0 называют потенциальным дебитом Qn (см. рис. 5.4).

Из рис. 5.4 следует, что при первом режиме (Рз1) из пластов I и III жидкость с расходом ΔQ1 перетекает в пласт II, так как РплII < P31. Приведенные пластовые давления в I и III пластах равны, что свидетельствует об их гидродинамиче­ской связи (принадлежности к одной залежи). По тангенсам углов λ можно определить коэффициенты продуктивности каж­дого пласта и объекта в целом.

**Исследование скважин методом неустановившихся отборов (кривая восстановления давления)**

Цель исследования заключается в оценке гидродинамического совершенства скважины, фильтрационных параметров и неоднородности свойств пласта по изменению давления, т. е. в получении и обработке кривой изменения давления во времени.

Технология исследования состоит в измерении параметров работы скважины (дебита или приемистости, давления) при установившемся режиме, затем в изменении режима работы (де­бита или приемистости) и последующем измерении изменения давления либо на устье, либо на забое возмущающей или реагирующей скважины. Забойное давление измеряют глубинным (скважинным) абсолютным или дифференциальным маномет­ром на установившемся режиме при эксплуатации в течение не менее 30 мин, а изменение давления − до 2−10 ч, что устанав­ливается опытом. Можно исследовать скважины всех категорий (добывающие, нагнетательные, наблюдательные, пьезометрические). Особенности исследования определяются способом экс­плуатации.

Основными в этой группе исследований являются методы восстановления (снижения) давления и гидропрослушивания пласта.

Метод восстановления давления

Исследование выполняют путем остановки скважины и снятия кривой восстановления (снижения) забойного давления во вре­мени. С использованием метода суперпозиции, основная формула упругого ре­жима в данном случае записывается в виде

, (5.16)

где: − увеличение забойного давления во времени t после остановки скважины по отношению к установившемуся давлению Рзаб.0 перед остановкой (рис.5.5, a);

Q − установив­шийся дебит скважины до остановки (приведенный к пласто­вым условиям);

t − время исследования (после остановки сква­жины).

Кривую Рзаб(t) трансформируют в прямую (рис.5.5,б), преобразуя уравнение (5.16) таким образом:

, (5.17)

где: ; 

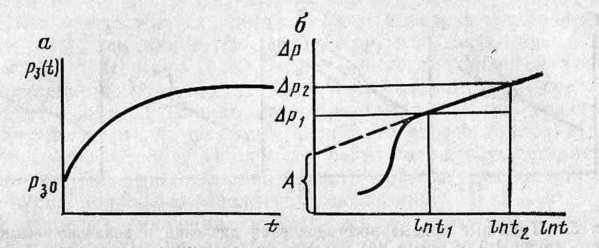


Рис.5.5. Кривая восстановления забойного давления Р3(t) во времени t (а) и ее обработка по методу касательной (б)

Экспериментальные точки только по истечении некоторого времени ложатся на прямую в соответствии с уравнением (5.17), что объясняется продолжающимся притоком жидкости в скважину после ее закрытия. К этим точкам проводят каса­тельную, поэтому метод обработки называется методом касательной. Тогда графически находят А как отрезок на оси орди­нат (см.рис. 5.5.,б) и i как угловой коэффициент прямой:

, (5.18)

Дальше вычисляют гидропроводность

, (5.19)

проницаемость пласта

, (5.20)

комплексный параметр

, (5.21)

приведенный радиус скважины,

, (5.22)

коэффициент совершенства скважины при известных Rк и радиусу гсд скважины по долоту

, (5.23)

коэффициент продуктивности скважины

, (5.24)

Часто на графике Δр − lnt выделяются два или три прямолинейных участка (рис.5.6.). Искажение прямой 1 может наблюдаться при улучшении (линия 2) или ухудшении (линия 3) проницаемости и пьезопроводности во второй зоне пласта, при наличии между двумя зонами с одинаковыми фильтрацион­ными свойствами зоны с улучшенными (линия 4) или ухудшен­ными (линия 5) свойствами, при замещении коллектора неколлектором (линия 6), при наличии зоны с постоянным давле­нием, например в виде контура питания (линия 7).

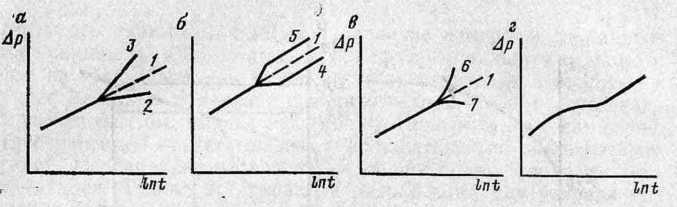


Рис.5.6. Типичные кривые восстановления давления в зонально-неоднород­ном с двумя (а) и тремя (б) зонами, разделенными прямолинейной (а, б) и круговой (в) границами, и трещиновато-пористом (г) пластах

Другими причинами искажения прямой может быть наличие зон с раз­личной степенью проявления аномальных свойств нефти, упругоемкости трещин и проницаемости пористых блоков в трещино­вато-пористом пласте. Обрабатывая соответствующим образом эти зависимости, можно определить фильтрационные параметры и размеры зон, параметры трещиновато-пористого пласта.

Продолжающийся приток обусловлен не мгновенным закры­тием скважины на устье (должно быть мгновенное закрытие на забое), сжатием газированного столба жидкости в скважине и повышением уровня жидкости в неполной скважине, соответст­вующим повышению Рз. Продолжающийся приток можно изме­рить чувствительным скважинным дебитомером и косвенно оп­ределить по изменениям устьевого и затрубного давлений или уровней жидкости в скважине. В нагнетательных скважинах можно измерять устьевое дав­ление P2(t), так как , или использовать зависимость 

где: Р2.0 − установившееся устье­вое давление до остановки,

Н − глубина скважины,

ρ − средняя плотность воды.

Давление на забое скважины до остановки можно рассчитать по формуле гидростатического давления для неподвижного столба. Обработка результатов осуществляется аналогично без учета дополнительного притока, так как он от­сутствует в полностью заполненной скважине.

В насосных скважинах исследуется восстановление уровня жидкости, результаты обрабатываются с учетом дополнитель­ного притока.

Гидропрослушивание пласта

Отличие его заключается в том, что в одной скважине вызы­вается возмущение (пуск, остановка скважины или ступенча­тое изменение дебита), а в другой или нескольких других уда­ленных от нее реагирующих (наблюдательных или простаиваю­щих) скважинах фиксируется изменение давления во времени. Поскольку эти изменения давления небольшие, то их регистри­руют с помощью дифманометров или по уровню жидкости в скважине с помощью пьезографов, которые спускают под уро­вень жидкости. Метод позволяет определить усредненные пара­метры пласта между возмущающей и реагирующей скважинами и некоторые его неоднородности. Имеются модификации, ко­торые отличаются по характеру возбуждаемых в пласте волн давления (в виде импульсов, гармонических колебаний и др.). Для получения надежных результатов должны отсутствовать посторонние возмущения (пуски, остановки соседних скважин).

*5.3 Система «пласт-скважина» и способы эксплуатации скважин; предел фонтанирования скважины. Обводнение добывающих скважин: источники и пути поступления воды. Технологический режим работы скважин.*

Система «пласт-скважина» – система из двух гидродинамически связанных сосудов, заполненных жидкостью, первый из которых – продуктивный пласт со скважинами, а второй – ствол скважины.

Все известные способы эксплуатации скважин подразделяются на следующие группы:

* фонтанный, когда нефть извлекается из скважин самоизливом;
* газлифтный — с помощью энергии сжатого газа, вводимого в скважину извне;
* насосный — извлечение нефти с помощью насосов различных типов.

Выбор способа эксплуатации нефтяных скважин зависит от величины пластового давления и глубины залегания пласта.

Фонтанный способэксплуатации скважинприменяется, если пластовое давление в залежи велико. В этом случае нефть фонтанирует, поднимаясь на поверхность по насосно-компрессорным трубам за счет пластовой энергии. Фонтанирование скважин может происходить под действием гидростатического напора, а также энергии расширяющегося газа.

Практически фонтанирование только под действием гидростатического напора встречается очень редко. В большинстве случаев вместе с нефтью в пласте находится газ, и он играет главную роль в фонтанировании скважин.

В нефтяных залежах, где давление насыщения нефти газом равно пластовому давлению газ делает двойную работу: выделяясь в пласте он выталкивает нефть, а в трубах поднимает ее на поверхность.

Для некоторых режимов характерно содержание в нефти газа, находящегося в растворенном состоянии и не выделяющегося из нефти в пределах пласта. В этом случае по мере подъема жидкости в скважине давление снижается и на некотором расстоянии от забоя достигает величины, равной давлению насыщения, и из жидкости начинает выделяться газ, который способствует дальнейшему подъему жидкости на поверхность.

Предел фонтанирования – момент времени, в который пластовая энергия становится ниже работы, необходимой для преодоления силы тяжести столба смеси в скважине, сил трения в стволе и энергии, необходимой для транспорта продукции от устья скважины до ГЗУ.

Логическим продолжением фонтанной эксплуатации является газлифтная эксплуатация, при которой недостающее количество газа для подъема жидкости закачивают в скважину с поверхности. Газ в нефтяную скважину можно подать под давлением без его дополнительной компрессии из газовых пластов. Такой способ называют бескомпрессорным. Газлифт характеризуется высокой технико-экономической эффективностью, отсутствием в скважинах механизмов и трущихся деталей, простотой обслуживания скважин и регулирования работы.

В скважину опускают два ряда насосных труб. По затрубному пространству между наружной и внутренней трубами подают под давлением газ или воздух. Наружную трубу называют *воздушной*. Внутреннюю трубу, по которой нефть в смеси с газом или воздухом поднимается на поверхность, называют *подъемной*. Подъемная труба имеет меньшую длину по сравнению с воздушной. До закачки газа жидкость в подъемной и воздушной трубах находится на одном уровне. Этот уровень называют статическим. В этом случае давление жидкости на забое соответствует пластовому давлению.

По воздушной трубе (затрубному пространству) в скважину под давлением этого газа жидкость полностью вытесняется в подъемную трубу, после этого газ проникает в подъемную трубу и перемешивается с жидкостью. Плотность газированной жидкости уменьшается и по мере ее насыщения газом достигается разность в плотности газированной и негазированной жидкостей.

Вследствие этого более плотная (негазированная) жидкость будет вытеснять из подъемной трубы газированную жидкость. Если газ подавать в скважину непрерывно, то газированная жидкость будет подниматься и выходить из скважины в систему сбора. При этом в затрубном пространстве подъемной трубы устанавливается новый уровень жидкости, называемый динамической высотой или динамическим уровнем.

*Достоинства газлифтного метода:*

* отсутствие подвижных и быстроизнашивающихся деталей (что позволяет эксплуатировать скважины с высоким содержанием песка);
* расположение технологического оборудования на поверхности (облегчает его наблюдение, ремонт);
* обеспечение возможности отбора из скважин больших объемов жидкости (до 1800 ÷ 1900 м3/сут);
* возможность эксплуатации нефтяных скважин при сильном обводнении и простота регулирования дебита скважин.

*Недостатки газлифтного метода*:

* большие капитальные затраты;
* низкий КПД;
* повышенный расход НКТ, особенно при применении двухрядных подъемников;
* быстрое увеличение расхода энергии на подъем 1 т нефти по мере снижения дебита скважин с течением времени эксплуатации.

При насосном способеэксплуатации подъем нефти из сква­жин на поверхность осуществляется штанговыми и бесштанговыми насосами (погружные электроцентробежные насосы, винтовые насосы и др).

Штанговые скважинные насосы (ШСН) обеспечивают откачку из скважин углеводородной жидкости, обводненностью до 99 % , абсолютной вязкостью до 100 мПа·с, содержанием твердых механических примесей до 0.5 %, свободного газа на приеме до 25 %, объемным содержанием сероводорода до 0.1 %, минерализацией воды до 10 г/л и температурой до 130 0С.

На заключительной стадии эксплуатации вместе с нефтью из скважин поступает большое количество пластовой воды, применение штанговых насосов становится малоэффективным. Этих недостатков лишены установки погружных электронасосов УЭЦН.

Погружные винтовые насосыстали применяться на практике сравнительно недавно. Винтовой насос — это насос объемного действия, подача которого прямопропорциональна частоте вращения специального винта (или винтов). При вращении винт и его обойма образуют по всей длине ряд замкнутых полостей, которые передвигаются от приема насоса к его выкиду. Вместе с ними перемещается и откачиваемая жидкость.

Установки погружных винтовых сдвоенных электронасосов типа УЭВН5 предназначены для откачки из нефтяных скважин пластовой жидкости повышенной вязкости (до 1.103 м2/с) температурой 70 ˚С, с содержанием механических примесей не более 0.4 г/л, свободного газа на приеме насоса — не более 50 % по объему.

Установки погружных диафрагменных электронасосов УЭДН5 предназначены для эксплуатации малодебитных скважин преимущественно с пескопроявлениями, высокой обводненностью продукции, кривыми и наклонными стволами с внутренним диаметром обсадной колонны не менее 121,7 мм.

Содержание попутной воды в перекачиваемой среде не ограничивается. Максимальная массовая концентрация твердых частиц 0,2 % (2 г/л); максимальное объемное содержание попутного газа на приеме насоса 10 %; водородный показатель попутной воды рН = 6,0 ÷ 8,5; максимальная концентрация сероводорода 0,001 % (0,01 г/л).

Современные установки гидропоршневых насосов позволяют эксплуатировать скважины с высотой подъема до 4500 м, с максимальным дебитом до 1200 м3/сут при высоком содержании в скважинной продукции воды.

Установки гидропоршневых насосов— блочные автоматизированные, предназначены для добычи нефти из двух - восьми глубоких кустовых наклонно направленных скважин в заболоченных и труднодоступных районах Западной Сибири и других районах. Откачиваемая жидкость кинематической вязкостью не более 15⋅10-6 м2/с (15⋅10-2 Ст) с содержанием механических примесей не более 0,1 г/л, сероводорода не более 0,01 г/л и попутной воды не более 99 %. Наличие свободного газа на приеме гидропоршневого насосного агрегата не допускается. Температура откачиваемой жидкости в месте подвески агрегата не выше 120 ˚С. Установки выпускаются для скважин с условным диаметром обсадных колонн 140, 146 и 168 мм.

Струйные насосы отличаются отсутствием подвижных частей, компактностью, высокой прочностью, устойчивостью к коррозии и абразивному износу, дешевизной. КПД струйной установки приближается к КПД других гидравлических насосных систем. Рабочие характеристики струйного насоса близки к характеристикам электропогружного насоса.

**Обводнение добывающих скважин: источники и пути поступления воды.**

Обводнение добывающих скважин − процесс естественный и закономерный, происходящий вследствие продвижения ВНК во внутреннюю область залежи, ранее насыщенную нефтью.

Отбор нефти может сопровождаться прорывами воды в добывающие скважины. Причинами прорывов можно назвать:

1. проницаемостную зональную (по площади) и слоистую (по толщине пласта) неоднородность залежи; вязкостную и гравитационную неустойчивость вытеснения; особенности размещения добывающих и нагнетательных скважин;
2. залегание подошвенной воды; наклон пласта, растекание фронта вытеснения;
3. наличие высокопроницаемых каналов и трещин, особенно в трещиновато-пористом коллекторе;

4) негерметичность эксплуатационной колонны и цементного кольца.

В основном преждевременное обводнение может происходить в результате:

а) образования «языков» закачиваемой воды по площади зонально неоднородной залежи (охват заводнением по площади);

б) конусообразования подошвенной воды;

в) опережающего продвижения воды по наиболее проницаемым пропласткам в неоднородном слоистом пласте (охват по толщине пласта);

г) опережающего прорыва воды по высокопроницаемым трещинам;

д) поступления воды из верхних, средних и нижних водоносных пластов вследствие негерметичности колонны и цементного кольца.

Преждевременное обводнение пластов и скважин приводит к существенному снижению текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи (вода бесполезно циркулирует по промытым зонам, а в пласте остаются целики нефти), к большим экономическим потерям, связанным с подъемом на поверхность, транспортированием, подготовкой и обратной закачкой в пласт больших объемов воды, с необходимостью ускоренного ввода в разработку новых месторождений для компенсации недоборов нефти. Проблема борьбы с обводнением пластов и скважин становится все более актуальной.

Методы борьбы с обводнением

Для борьбы с преждевременным обводнением пластов и скважин применяют первую группу методов регулирования процесса разработки. Уменьшения языко- и конусообразования вод можно достичь оптимизацией технологических режимов работы скважин, а предотвращения опережающего движения воды по высокопроницаемому пласту многопластового месторождения − применением методов одновременно-раздельной эксплуатации .

Разработка нефтяных залежей в условиях вытеснения нефти водой сопровождается отбором значительных объемов пластовой воды при обводненности до 98 % и более. Поэтому подчеркнем, что осуществление изоляционных (ремонтно-изоляционных) работ (РИР) целесообразно только в случаях преждевременного обводнения скважин. Основным назначением РИР следует считать обеспечение оптимальных условий выработки пласта для достижения проектного коэффициента нефтеотдачи.

Для изучения путей поступления воды применяют промыслово-геофизические методы исследования: в необсаженных скважинах − электрокаротажи; в обсаженных − методы закачки радиоактивных индикаторов (изотопов), термометрию, импульсный нейтронно-нейтронный каротаж (ИННК), закачку азота и др. Однако эти методы еще не всегда надежны. Поэтому вопрос о возможности изоляции притока воды зачастую приходится решать опытным путем, на основании результатов самих изоляционных работ.

Классификация изоляционных работ и методов изоляции

В зависимости от цели все РИР можно подразделить на три вида:

-ликвидация негерметичности обсадных колонн и цементного кольца;

-отключение отдельных пластов;

-отключение отдельных обводненных (выработанных) интервалов пласта, независимо от их местоположения по толщине и характера обводнения (подошвенная вода, контурная, закачиваемая), а также регулирование профиля закачки воды в нагнетательных скважинах.

Путями притока воды и ее поглощения могут быть поры, трещины, каверны и другие каналы различного размера. С технологических позиций методы изоляции притока и регулирования профиля приемистости воды целесообразно разделить по степени дисперсности изолирующих (тампонирующих) материалов на четыре группы с использованием:

1) фильтрующихся в поры пласта тампонирующих растворов;

2) суспензий тонко-дисперсных тампонирующих материалов;

3) суспензий гранулированных (измельченных) тампонирующих материалов;

4) механических приспособлений и устройств.

В настоящее время предложено множество различных тампонирующих материалов. Механизмы создания тампонирующих барьеров основаны на известных физических явлениях и химических реакциях (взаимодействие реагентов между собой или с пластовыми флюидами, полимеризация, поликонденсация, диспергирование, плавление, кристаллизация, кольматация, гидрофобизация и др.). Тампонирующий барьер в результате может быть представлен гелем, эмульсией, пеной, дисперсным осадком или твердым телом, при этом он должен выдерживать создаваемые в пласте градиенты давления. Эти материалы можно создавать на основе различных смол (ТСД-9, ТС-10), растворов полимеров (гипан, ПАА, метас, тампакрил и т. д.), органических соединений (вязкая дегазированная нефть; углеводородные растворители, насыщенные мазутами, битумом, парафином; эмульсии нефти, нефтесернокислотные смеси и т. д.), кремнистых соединений (силикагели) и других неорганических веществ (силикат натрия, кальцинированная сода и т. д.), а также их сочетаний.

Дисперсной средой суспензий служат жидкости на водной или углеводородной основе, а также фильтрующиеся в поры тампонирующие материалы. В качестве дисперсной фазы (наполнителей) предложено использовать частицы (порошок, гранулы, куски волокна, стружка) цемента, глины, парафина, высокоокисленных битумов, рубракса, скорлупы грецкого ореха, полиолефинов (полимеров), магния, древесных опилков, кожи, асбеста, гашеной извести, песка, гравия, утяжелителей бурового раствора, резины (резиновая крошка), а также нейлоновые шарики и др.

К механическим приспособлениям и устройствам следует отнести пакеры-пробки, взрывные пакеры, неопреновые патрубки-летучки, хвостовики или дополнительные колонны меньшего диаметра и др.

**Технологический режим работы скважин.**

Под установленным технологическим режимом скважин следует понимать совокупность основных параметров ее работы, обеспечивающих получение предусмотренных технологическим проектным документом на данный период отборов нефти, жидкости и газа и соблюдение условий надежности эксплуатации. Технологический режим скважин обеспечивает регулирование процесса разработки и характеризуется следующими основными параметрами:

а) пластовым, забойным и устьевым давлениями;

б) дебитом жидкости, обводненностью и газовым фактором;

в) типоразмерами установленного эксплуатационного оборудования и режимами его работы (конструкция лифта, глубина подвески и диаметр насоса, производительность, число качаний, длина хода, развиваемый напор и др.).

Технологические режимы работы скважин составляются цехами по добыче нефти, исходя из утвержденных норм отбора нефти, жидкости и газа, и утверждаются главным геологом и главным инженером нефтегазодобывающего предприятия. Одновременно с технологическими режимами составляется и утверждается план геолого-технических мероприятий по обеспечению норм отбора из эксплуатационного объекта. Технологические режимы скважин устанавливаются ежемесячно или один раз в квартал в зависимости от стадии разработки.

Ответственность за соблюдением установленных режимов несут мастер и начальник цеха (промысла) по добыче нефти.

Контроль за выполнением установленных технологических режимов работы скважин осуществляется геологической и производственно-технической службами нефтегазодобывающих предприятий.

Для наблюдения за режимом работы скважин устанавливаются контрольно-измерительная аппаратура и устройства для отбора устьевой пробы добываемой продукции. Обвязка скважин должна обеспечивать проведение комплекса исследований: индивидуальный замер дебита жидкости и газа, обводненности (эхометрирование, динамометрирование, спуск глубинных приборов и т.д.).

Материалы по режимам работы скважин подлежат анализу и обобщению:

а) цех по добыче нефти (нефтепромысел) проводит оперативный анализ выполнения установленных режимов, намечает план мероприятий по их поддержанию, утверждаемый главным инженером и главным геологом нефтегазодобывающего предприятия;

б) нефтегазодобывающее управление обобщает результаты анализа режимов по объектам разработки, площадям, способам эксплуатации и др. и отражает их в ежегодных отчетах.

**Тема 6. Основные закономерности разработки залежей нефти**

*6.1 Динамика текущего пластового давления в процессе разработки. Заводнение залежи: преимущества и недостатки.*

Пластовое давление в продуктивном пласте на какую-либо дату, устанавливающееся при работе практически всего фонда скважин называют **текущим** или **динамическим пластовым** давлением. Получение и анализ данных о текущем пластовом давлении в различных точках залежи и по залежи в среднем – важнейшая часть контроля за разработкой залежи.

Использовать для контроля за изменением пластового давления абсолютные его значения неудобно, поскольку значение начального пластового давления тесно связано с глубиной залегания пласта — оно увеличивается с возрастанием глубины. В процессе разработки на одних участках залежи давление может снижаться, на других возрастать. Рост давления после некоторого периода его снижения может быть обусловлен уменьшением отбора жидкости из пластов или искусственным воздействием на пласты.

Искусственное поддержание пластового давлениядостигается методами законтурного, приконтурного и внутриконтурного заводнения, а также закачкой газа в газовую шапку пласта.

Метод законтурного заводнения(рис.6.1.) применяют при разработке сравнительно небольших по размерам залежей.



Рис.6.1. Система разработки нефтяной залежи с законтурным заводнением: контуры нефтеносности: 1 — внешний, 2 — внутренний; скважины: 3 — нагнетательные, 4 - добывающие

Он заключается в закачке воды в пласт через нагнетательные скважины, размещаемые за внешним контуром нефтеносности на расстоянии 100 м и более. Эксплуатационные скважины располагаются внутри контура нефтеносности параллельно контуру.

В результате заводнения приток воды к пласту увеличивается и давление и нефтяной залежи поддерживается на высоком уровне.

Метод приконтурного заводнения применяют на месторождениях с низкой проницаемостью продуктивных пластов в части, заполненной водой. Поэтому нагнетательные скважины располагают либо вблизи контура нефтеносности, либо непосредственно на нем (рис.6.2.)



Рис.6.2 Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением: контуры нефтеносности: 1 — внешний, 2 — внутренний; скважины: 3 — нагнетательные, 4 - добывающие

Метод внутриконтурного заводнения применяется для интенсификации разработки нефтяной залежи, занимающей значительную площадь.

Внутриконтурное заводнение

Внутриконтурное заводнение представлено целым рядом разновидностей:

* разрезание рядами нагнетательных скважин;
* площадное;
* избирательное;
* очаговое;
* головное;
* барьерное.

Выделяют несколько подвидов разрезания рядами нагнетательных скважин — *разрезание на площади, блоковое и сводовое (центральное).*

При заводнении *с разрезанием эксплуатационного объекта на площади* самостоятельной разработки разрезающие ряды располагают таким образом, чтобы выделить площади самостоятельной разработки, значительно различающиеся по геолого-промысловой характеристике (участки с разным количеством пластов в эксплуатационном объекте, с разной продуктивностью разреза, с различным характером нефтеводонасыщения и т. д.).

Большое преимущество системы разработки с разрезанием объекта на площади — возможность начинать проектирование и разработку с площадей наиболее продуктивных и с наибольшими запасами.

*Блоковое заводнение*

При *блоковом заводнении* нефтяную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на полосы (блоки), в пределах которых размещают ряды добывающих скважин такого же направления. При вытянутой форме залежи ряды скважин располагают обычно перпендикулярно к ее длинной оси (рис.6.3). При «круговой» форме залежей, особенно с обширными площадями нефтеносности, направление рядов скважин выбирают с учетом зональной неоднородности продуктивных пластов — в крест выявленной по данным разведки превалирующей ориентации зон с повышенной мощностью (и, как правило, с повышенной пористостью и проницаемостью) коллекторов. В результате достигается пересечение всех зон, содержащих основную часть запасов нефти, линиями разрезания и, следовательно, обеспечение большего влияния в них закачки воды. При ином направлении блоков, принятом без учета данных о границах зон разной продуктивности, разрезающие ряды в значительной части могут оказаться на участках с пониженной проницаемостью пласта, что обусловит низкую приемистость значительной части нагнетательных скважин и отсутствие в части высокопродуктивных зон воздействия нагнетаемой воды.



Рис.6.3. Система разработки нефтяной залежи с блоковыми заводнением: 1 — контур нефтеносности; скважины: 2 — нагнетательные; 3 — добывающие

При разрезании залежи рядами нагнетательных скважинзакачка воды в пласты производится через нагнетательные скважины, расположенные в пределах самой залежи рядами, называемыми разрезающими рядами или линиями разрезания.

Обычно все скважины разрезающего ряда после бурения непродолжительно эксплуатируются на нефть при возможно более высоких дебитах. Это дает возможность очистить призабойную зону пласта и снизить пластовое давление в ряду, т.е. создает условия для успешного освоения скважин под закачку воды. Затем скважины через одну осваивают под нагнетание, продолжая интенсивную добычу нефти из промежуточных скважин ряда. Это способствует перемещению нагнетаемой в пласт воды вдоль разрезающего ряда. После обводнения промежуточных скважин они также переводятся под закачку воды. При такой технологии освоения скважин разрезающего ряда вдоль него в пласте создается полоса воды.

Добывающие скважины при этой разновидности заводнения располагают в рядах, параллельных разрезающим рядам. Отбор нефти из добывающих скважин и продолжающееся нагнетание воды в скважины разрезающего ряда обусловливают расширение полосы воды, созданной вдоль ряда, и перемещение ее границ в направлении к добывающим рядам. Таким путем обеспечиваются вытеснение нефти водой и перемещение ее в пласте к добывающим скважинам.

*Сводовое заводнение*

При *сводовом заводнении* нагнетание воды осуществляется в скважины одного практически прямолинейного (рис.6.4) или кольцевого разрезающего ряда (рис.6.5.), расположенного в сводовой части залежи.



Рис.6.4. Осевое заводнение

Контуры нефтеносности: 1 — внешний; 2 — внутренний;

Скважины: 3 — нагнетательные, 4 — добывающие



Рис.6.5. Центральное заводнение

Контуры нефтеносности: 1 — внешний; 2 — внутренний;

Скважины: 3 — нагнетательные, 4 — добывающие

Эти разновидности заводнения применяют для пластов, геолого-физическая характеристика которых благоприятна для применения разрезания вообще. Рациональны они для залежей с умеренной площадью нефтеносности. Показания для применения − низкая проницаемость пластов или наличие экранирующего слоя под залежью, необходимость дополнить законтурное заводнение для усиления воздействия на центральную часть залежи.

***Площадное заводнение***

*Площадное заводнение* также разновидность внутриконтурного заводнения, при котором в условиях общей равномерной сетки скважин нагнетательные и добывающие скважины чередуются в строгой закономерности, установленной проектным документом на разработку.

Системы разработки с площадным заводнением (площадные системы) обладают большей активностью по сравнению с системами, охарактеризованными ранее. Это обусловлено тем, что в рамках систем с площадным заводнением каждая добывающая скважина с самого начала разработки непосредственно контактирует с нагнетательными, в то время как, например, при внутриконтурном разрезании в начале разработки под непосредственным влиянием нагнетательных скважин находятся лишь скважины внешних (первых) добывающих рядов. Кроме того, при площадном заводнении на одну нагнетательную скважину обычно приходится меньшее количество добывающих скважин, чем при ранее рассмотренных системах.

Применяют несколько вариантов формы сеток и взаимного размещения нагнетательных и добывающих скважин, при которых системы разработки характеризуются различной активностью, т.е. разной величиной отношения количеств добывающих и нагнетательных скважин.

Применяемые при площадном заводнении формы сетки скважин показаны на рисунке 6.6.

Системам разработки с площадным заводнением свойственны и некоторые негативные моменты. Они практически не позволяют регулировать скорость продвижения воды к разным добывающим скважинам элемента системы разработки путем перераспределения объемов закачиваемой воды. В связи с этим возрастает вероятность преждевременного обводнения значительной части добывающих скважин.



Рис.6.6. Системы разработки с площадным заводнением

Формы сеток скважин: а — пятиточечная, б — семиточечная обращенная, в — девятиточечная обращенная, г — ячеистая

Этот процесс усугубляется неодновременным вводом новых добывающих скважин в элементе системы после начала закачки воды, продолжительными остановками отдельных скважин для подземного и капитального ремонта, отключением обводненных скважин, существенными различиями в дебитах скважин и др. Вследствие своеобразной конфигурации линий тока при площадном заводнении между скважинами могут формироваться целики (застойные зоны) нефти.

* ***Избирательное заводнение*** *—* разновидность внутриконтурного заводнения — предусматривает выбор местоположения нагнетательных скважин после разбуривания эксплуатационного объекта по равномерной сетке с учетом изменчивости его геологического строения. При составлении первого проектного документа на разработку местоположение нагнетательных скважин не определяют. После разбуривания объекта по равномерной сетке и некоторого периода эксплуатации всех скважин на нефть для освоения под закачку воды выбирают скважины, местоположение которых наиболее полно отвечает геологическому строению пластов и обеспечивает эффективное воздействие на весь объем залежи. В конечном счете, нагнетательные скважины оказываются размещенными по площади объекта неравномерно. Избирательное заводнение применяют при резкой зональной неоднородности пластов, выражающейся в неповсеместном залегании коллекторов, в наличии двух или трех разновидностей коллекторов разной продуктивности, распределенных неравномерно по площади и т. д., а также при нарушении объекта серией дизъюнктивных нарушений.
* ***Очаговое заводнение*** (рис.6.7.) по сути является избирательным заводнением, но применяется как дополнение к другим разновидностям заводнения (законтурному, приконтурному, разрезанию на площади, блоки и др.), если они не обеспечивают влияние закачки воды по всей площади объекта. Очаги заводнения (нагнетание воды в отдельные скважины или небольшие группы скважин) обычно создают на участках, не испытывающих или недостаточно испытывающих влияние заводнения после освоения запроектированного его вида. Под нагнетательные выбирают скважины из числа добывающих, преимущественно из тех, которые основную свою задачу уже выполнили, т. е. расположенные на заводненных (выработанных) участках объекта разработки. При необходимости для создания очагов заводнения бурят специальные дополнительные скважины.

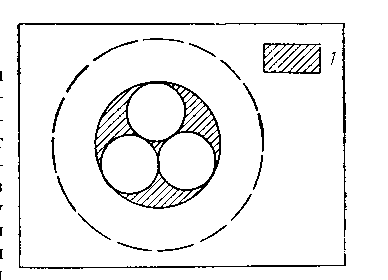


Рис.6.7. Очаговое заводнение

1 − площади, не охваченные процессом

Очаговое заводнение применяют очень широко это одно из главнейших мероприятий по развитию и совершенствованию систем разработки с заводнением.

* ***Головное заводнение.*** По существу, эта разновидность близка к сводовому заводнению. Головным называют нагнетание воды в наиболее повышенные зоны залежей, тектонически или литологически экранированных в сводовых частях. Этот вид заводнения применяется при разработке месторождений нефти геосинклинального типа — в Азербайджане, Казахстане, Западной Украине и др.
* ***Барьерное заводнение****.* Эта разновидность внутриконтурного заводнения применяется при разработке нефтегазовых или нефтегазоконденсатных залежей пластового типа с целью изоляции газовой (газоконденсатной) части залежи от нефтяной. Кольцевой ряд нагнетательных скважин располагают в пределах газонефтяной зоны, вблизи внутреннего контура газоносности.

В результате нагнетания воды в пласте образуется водяной барьер, отделяющий газовую часть залежи от нефтяной. Применение барьерного заводнения обеспечивает возможность одновременного отбора нефти и газа из недр без консервации газовой шапки на длительное время, обязательной при разработке с использованием природных видов энергии или при охарактеризованных выше разновидностях заводнения.

Барьерное заводнение может сочетаться с законтурным или приконтурным, а также с использованием энергии напора пластовых вод. Наиболее эффективно его применение при относительно однородном строении и небольших углах падения пластов.

С применением барьерного заводнения разрабатывают в Западной Сибири (залежи в пластах группы «А» Самотлорского месторождения), в Томской области Лугинецкое месторождение. Таким образом, во многих случаях при проектировании системы разработки эксплуатационного объекта, исходя из его геологопромысловой характеристики, для него может быть рекомендовано две, а иногда и три разновидности заводнения. Например, приконтурное заводнение может рассматриваться наряду с осевым разрезанием или поперечным разрезанием объекта на блоки; разрезание на узкие блоки может быть рекомендовано наряду с площадным заводнением и т. д. Из числа возможных вариантов, обоснованных геологически, оптимальный вариант выбирают с помощью гидродинамических и экономических расчетов при учете других элементов системы разработки (плотности сетки добывающих скважин, перепада давления между зонами нагнетания и отбора).

*6.2 Понятие о темпах отбора нефти, водонефтяном факторе, коэффициенте использования запасов (КИЗ), текущем коэффициенте нефтеизвлечения, Графические построения, характеризующие характер выработки запасов.*

Для характеристики процесса разработки каждого объекта разработки и месторождения в целом используются показатели разработки, которые регулярно определяются и постоянно пополняются. Для хранения их существуют определенные формы в виде таблиц, массивов и баз данных, карт и графиков. Эти данные используются для учета и отчетности добываемой нефти, анализа состояния и управления процессом разработки месторождения.

Коэффициент извлечения нефти (КИН). Часто употребляют термин «коэффициент нефтеотдачи пласта». КИН - это основной показатель, отражающий технологическую эффективность разработки нефтяного месторождения. Он зависит от многих факторов: геологического строения залежи, физико-химических свойств нефти и вытесняющего агента; технологии и системы разработки.

Различают фактический и прогнозный КИН. Фактический КИН определяется как доля извлеченной нефти от вовлеченных в разработку начальных балансовых запасов нефти (НБЗ).

, (6.1)

где: *Q*н - добыча нефти с начала разработки.

График зависимости текущего КИН по характеру подобен графику изменения накопленной добычи нефти из залежи во времени, он непрерывно возрастает и асимптотически стремится к конечному КИН.

Прогнозный КИН (рис.6.8.) рассчитывают при составлении технологических схем разработки. Обычно представляют его в виде произведения коэффициентов вытеснения Квыт и охвата пласта разработкой Кохв:

, (6.2)

а в большинстве случаев в виде:

, (6.3)

Среди ученых и нефтяников нет однозначного толкования смысла коэффициентов К1 и К2.

Квыт – отношение максимально возможного объема извлеченной нефти из участка залежи, охваченного воздействием закачиваемой водой, к первоначальным запасам таких участков.

По госстандарту за Квыт принимают отношение вытесненного объема нефти из образца керна к начальному объему нефти в этом образце при прокачке воды до десяти поровых объемов.

Коэффициент вытеснения зависит

• от физических свойств пласта,

• его микронеоднородности, смачиваемости пород водой,

• характера проявления капиллярных сил,

• структурно-механических свойств нефти,

• от температурного режима пластов.

Коэффициент вытеснения нефти водой для месторождений не превышает 0,6 - 0,7; коэффициент охвата - от 0,7 до 0,9.

К1- коэффициент охвата объема пласта разработкой или доля дренируемого объема пласта ко всему нефтенасыщенному объему объекта. Его называют коэффициентом сетки и определяют по формуле:

, (6.4)

где: *S*с – площадь на одну скважину ;

*α* – коэффициент, определяемый по промысловым данным разработки .

*Кс* зависит

• от прерывистости пласта, с уплотнением сетки он увеличивается,

• от отношения числа добывающих и нагнетательных скважин;

*К*2- доля извлечения подвижных запасов нефти, вовлеченных в разработку, часто называют коэффициентом заводнения. Он показывает кратность промывки заводненного объема и зависит:

• от послойной и зональной неоднородности пласта;

• геометрии расположения скважин;

• соотношения вязкости нефти и воды;

• от % обводненности скважин при их отключении;

• системы разработки месторождения.

В однородных пластах КИН выше, чем в неоднородных пластах. С увеличением вязкости нефти КИН уменьшается. КИН из месторождений с неньютоновскими нефтями меньше, чем из месторождений с ньютоновскими нефтями.

Теоретические и экспериментальные исследования показывают, что охлаждение пласта приводит к снижению КИН. Высоковязкие нефти имеют структурно-механические свойства. При разработке таких залежей методом заводнения в пласте образуются застойные зоны, не охватываемые заводнением. Для уменьшения размеров застойных зон требуются более высокие темпы закачки воды в пласт. В гидрофильном пласте конечный коэффициент нефтеизвлечения выше, чем в гидрофобном пласте.

По данным лабораторных опытов вытеснение пластовой водой обеспечивает более высокий коэффициент нефтеотдачи, чем при вытеснении пресной водой.

**Темп отбора нефти от НИЗ и текущих извлекаемых запасов** (ТИЗ) определяются как отношение годовой добычи нефти соответственно к НИЗ и ТИЗ, обычно выражается в процентах или в долях единицы:

,  (6.5)

Текущие извлекаемые запасы на конец года вычисляются путем вычитания накопленной добычи нефти к этому времени от НИЗ:

, (6.6)

Темп отбора нефти от НИЗ в начальный период разработки возрастает, затем, достигнув своего максимального значения, постепенно снижается. Характер графика изменения темпа отбора нефти от НИЗ подобен кривой изменения годовой добычи нефти из залежи. Характер изменения кривой темпа отбора от ТИЗ несколько другой (рис.6.8.)



Рис.6.8. Прогнозные показатели разработки

*6.3 Стадии разработки нефтяной залежи; характе­ристика отдельных стадий. Основной период разработки залежи.*

При водонапорном режиме процесс добычи нефти продолжается более 30—50 лет и проходит через ряд стадий, отличающихся новым качественным состоянием залежи.

Стадия − это период процесса разработки, характеризующийся определенным зако­номерным изменением технологических и технико-экономиче­ских показателей.

По динамике добычи нефти выделяют четыре стадии процесса разработки залежей пластового типа в гранулярных кол­лекторах при водонапорном режиме (рис.6.9.). Графики построены в зависимости от безразмерного времени т, представляющего собой отношение накопленной добычи жидкости к балансовым запасам нефти.

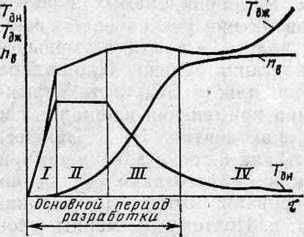


Рис.6.9. Типовая динамика темпа до­бычи нефти Тдн, жидкости Тдж и обводненности продукции пв при во­донапорном режиме с выделением стадий разработки: I - освоение эксплуатационного объекта; *II* - поддержание высокого уровня добычи нефти; *III* - значительное снижение до­бычи нефти; IV − завершающая

Первая стадия — освоение эксплуатационного объекта − характеризуется:

интенсивным ростом добычи нефти до максимального задан­ного уровня (прирост составляет примерно 1—2 % в год от ба­лансовых запасов);

быстрым увеличением действующего фонда скважин до 0,6− 0,8 от максимального;

резким снижением пластового давления (по месторождениям с искусственным водонапорным режимом снижение пластового давления в зоне отбора достигает 30 % от первоначального, так как освоение системы заводнения обычно отстает во времени на 6—8 лет);

небольшой обводненностью продукции пв (обводненность продукции достигает 3—4 % при вязкости нефти не более 5 мПа·с и 35 % при повышенной вязкости;

достигнутым текущим коэффициентом нефтеотдачи (около 10 %).

Продолжительность стадии зависит от промышленной ценности залежи и составляет 4—5 лет, за окончание стадии принимается точка резкого перегиба кривой темпа добычи нефти Тдн (отношение среднегодового отбора нефти к балансо­вым ее запасам).

Вторая стадия − поддержание высокого уровня добычи нефти − характеризуется:

более или менее стабильным высоким уровнем добычи нефти (максимальный темп добычи нефти находится в пределах 3—17%) в течение 3—7 лет и более для месторождений с маловязкими нефтями и 1—2 года — при повышенной вяз­кости;

ростом числа скважин, как правило, до максимума за счет резервного фонда;

нарастанием обводненности продукции nв (ежегодный рост обводненности составляет 2—3 % при малой вязкости нефти и 7 % и более при повышенной вязкости, на конец стадии обводненность колеблется от нескольких до 65 %);

отключением небольшой части скважин из-за обводнения и переводом многих на механизированный способ добычи нефти;

текущим коэффициентом нефтеотдачи, составляющим к концу стадии 30−50 %, а для месторождений с «пикой» добычи − 10−15%.

Устойчивость уровня добычи нефти обеспечивается бурением оставшегося основного фонда скважин и части резервного, а также применением методов интенсификации отбора жидко­сти. Однако по мере обводнения продукции скважин наступает момент, когда интенсивность обводнения продукции становится выше интенсивности роста добычи жидкости. После этого на­чинается снижение добычи нефти, несмотря на увеличение до­бычи жидкости, что может обусловливаться отключением части обводнившихся скважин и ограниченными возможностями оборудования и установок по сбору и подготовке нефти. Про­должительность стадии зависит от максимального уровня до­бычи нефти и соотношения вязкостей нефти и воды. Границу между второй и третьей стадиями устанавливают по точке пере­гиба кривой темпа отбора нефти в сторону уменьшения, кото­рая почти всегда четко отмечается, несмотря на продолжаю­щийся иногда рост темпа добычи жидкости Тдж (отношения среднегодового отбора жидкости к балансовым запасам нефти).

Третья стадия − значительное снижение добычи нефти − характеризуется:

снижением добычи нефти (в среднем на 10−20 % в год при маловязких нефтях и на 3−10 % при нефтях повышенной вязкости); темпом отбора нефти на конец стадии 1−2,5%;

уменьшением фонда скважин из-за отключения вследствие обводнения продукции, переводом практически всего фонда скважин на механизированный способ добычи;

прогрессирующим обводнением продукции пв до 80−85 % при среднем росте обводненности 7−8 % в год, причем с боль­шей интенсивностью для месторождений с нефтями повышенной вязкости повышением текущих коэффициентов нефтеотдачи на ко­нец стадии до 50−60 % для месторождений с вязкостью нефти не более 5 мПа · с и до 20−30 % для месторождений с нефтями повышенной вязкости;

суммарным отбором жидкости 0,5−1 объема от балансовых запасов нефти.

Эта стадия наиболее трудная и сложная для всего процесса разработки, ее главная задача — замедление темпа снижения добычи нефти. Продолжительность стадии зависит от продолжительности предыдущих стадий и составляет 5−10 и более лет. Определить границу между третьей и четвертой стадиями по изменению среднегодового темпа добычи нефти Тдн обычно трудно. Наиболее четко ее можно определить по точке перегиба кривой обводненности.

Совместно первую, вторую и третью стадии называют основ­ным периодом разработки. За основной период отбирают из залежей 80—90 % извлекаемых запасов нефти.

Четвертая стадия − завершающая − характеризуется: малыми, медленно снижающимися темпами отбора нефти Тдп (в среднем около 1 %);

большими темпами отбора жидкости (средние темпы от­бора жидкости составляют 3−8 и даже 20 %; отбирают на этой стадии до 1 объема пор пласта по месторождениям с мало­вязкими нефтями и до 3−4 объемов по месторождениям с неф­тями повышенной вязкости; основная масса воды отбирается на этой стадии, конечные водонефтяные факторы достигают 0,7− 7 м3/м3);

высокой медленно возрастающей обводненностью продукции (ежегодный рост составляет около 1 %);

более резким, чем на третьей стадии, уменьшением действующего фонда скважин из-за обводнения (фонд скважин со­ставляет примерно 0,4−0,7 от максимального, снижаясь иногда до 0,1);

отбором за период стадии 10−20 % балансовых запасов нефти.

Продолжительность четвертой стадии сопоставима с длительностью всего предшествующего периода разработки залежи, составляет 15−20 лет и более, определяется пределом экономи­ческой рентабельности, т. е. минимальным дебитом, при кото­ром еще рентабельна эксплуатация скважин.

Предел рентабельности обычно наступает при обводненности продукции примерно на 98 %.

В целом динамика добычи нефти зависит от геолого-физических условий месторождения (вязкость нефти, литологический тип коллектора, продуктивность и неоднородность пластов, тип залежи), метода (с воздействием и без воздействия на залежь) и системы разработки, условий освоения объекта (темпа и по­рядка разбуривания) и эксплуатации скважин. Характер заводнения и нефтеотдача неоднородных пластов не зависят от темпа добычи нефти. На этом базируется современная разработка нефтяных месторождений высокими темпами.

В заключение отметим, что производственный процесс до­бычи нефти на протяжении четырех стадий характеризуется неравномерностью отбора нефти, нефтяного газа и воды, неравномерной нагрузкой промыслового оборудования, изменением состава потока флюидов в скважинах, трубопроводах и уста­новках во времени.

**Тема 7. Основные эксплуатационные характеристики залежей нефти**

*7.1 Термобарическая характеристика залежи. Влияние начальных температуры и давления в залежи и состава УВ на возможный ход разработки.*

В процессе разработки месторождений в пласте изменяется давление, температура, соотношение объемов нефти и газа, температура, что сопровождается переходом углеводородов из одной фазы в другую. В стволе скважины при передвижении нефти давление быстро меняется, из нефти выделяется большое количество газа и других компонентов (парафина, смол, серы и др.). Для дальнейшей транспортировки нефти к потребителю извлекают максимально возможное количество газовой фазы. Углеводородные газы изменяют объем в зависимости от температуры и давления, находясь в жидком, газовом или двухфазовом состоянии.

Фазовые превращения углеводородов представляются также в координатах «давление – температура». Для однокомпонентной системы кривая точек парообразования и конденсации сливаются, заканчиваясь критической точкой С. Эта точка характеризует наивысшие значения температуры и давления, при которых еще могут существовать две фазы одновременно. Анализируемая зависимость показывает, что одну фазу углеводорода можно перевести в другую, минуя двухфазное состояние, что иллюстрируется графиком (рис.7.1.) по линиям АВДЕF. От точки А газ нагревают до температуры точки В, увеличивают давление до точки Д, затем снижают температуру до точки Е и понижают давление до точки F. Так по указанной цепочке происходит непрерывное изменение свойств газа и вещество приобретает свойства жидкости. Если система многокомпонентная, то она подчинена более сложным зависимостям.

Рассмотрим рис.7.2. Линии АС1 и ВС2 - это кривые упругости паров соответственно более летучего и менее летучего компонентов смеси, оканчивающиеся критическими точками С1 и С2 .

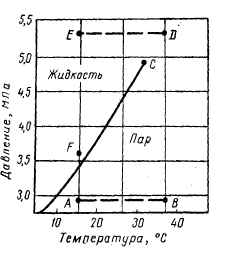


Рис.7.1. Диаграмма фазового состояния этана

На диаграмме изображены три области парожидкостного равновесия, соответствующие трем разным составам бинарной смеси. Если в смеси преобладает компонент 1, то зона двухфазного состояния находится внутри области, ограниченной линией *А'С'В'*. Здесь *А'С'* - кривая точек кипения, *В'С'* -кривая точек росы, *С'* - критическая точка, координаты которой равны критическим давлению и температуре заданной смеси.

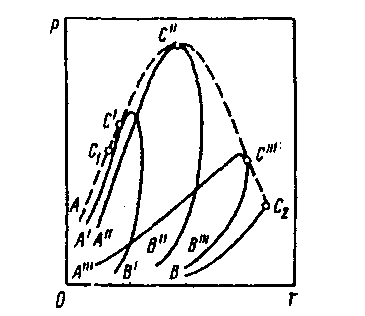


Рис.7.2. Фазовая диаграмма "давление-температура" бинарной системыПри увеличении в составе смеси доли компонента 2 область двухфазного существования смещается вправо и расширяется. Ее максимальные размеры обычно достигаются при примерно равном (эквимолярном) содержании компонентов 1 и 2. Этому случаю соответствует изображенная на рис.7.2 область *А" С" В"*, где *А"С"*, *В"* *С"* – соответственно кривые точек кипения и росы; *С"* - критическая точка.

Преобладание в смеси компонента 2 приводит к тому, что область парожидкостного равновесия смещается ближе к кривой упругости паров этого компонента и сужается. Этому случаю на рис. 7.2 соответствует область *А‴ С‴ В‴* , где кривые точек кипения и росы изображены линиями *А‴ С‴* и *В‴ С‴*, смыкающимися в критической точке *С‴* .

Для любых составов бинарной системы справа от критической изотермы и вне области двухфазного равновесия смесь находится в газовом состоянии. Если температура ниже критической, то вне двухфазной области смесь находится в жидком состоянии.

В предельных случаях, когда доля одного из компонентов становится равной 1, область двухфазного существования переходит в кривую упругости паров этого компонента.

Пунктирная линия - огибающая критических точек бинарных смесей, начинающаяся в критической точке компонента 1 и оканчивающаяся в критической точке компонента 2. С увеличением содержания менее летучего компонента 2 критическая температура смеси непрерывно растет. Иначе ведет себя критическое давление. Оно вначале увеличивается, достигает максимума и затем снижается. Критическая температура смеси всегда больше *ТС1* и меньше *ТС2*, а критическое давление смеси может значительно превышать критическое давление как 1 -го, так и 2-го компонентов.

Важное отличие двух- и многокомпонентных систем от чистых веществ заключается в том, что критические давление и температура смеси не являются одновременно максимальными значениями давления и температуры, при которых возможно сосуществование равновесных паровой и жидкой фаз. Это видно на примере фазовых диаграмм трех смесей разного состава (см. рис.7.2).

Максимальное давление, при котором для смеси заданного состава возможно существование парожидкостного равновесия, называется криконденбарой. Максимальная температура, при которой для смеси заданного состава возможно существование парожидкостного равновесия, называется крикондентермой.

В частном случае критическое давление может быть равно криконденбаре, но при этом критическая температура будет меньше крикондентермы (см. рис.7.2, критическая точка *С"*).

Существование крикондентермы и криконденбары связано с обратными (ретроградными) явлениями в околокритической области. Рассмотрим эти явления на диаграммах "давление - температура" при фиксированном составе смеси. Зоны ретроградных явлений будут отличаться в зависимости от того, находится находится ли критическая точка слева или справа от точки на фазовой границе, соответствующей криконденбаре (рис.7.3). Критическая точка обозначена *С*, a *G* - точка, соответствующая криконденбаре.

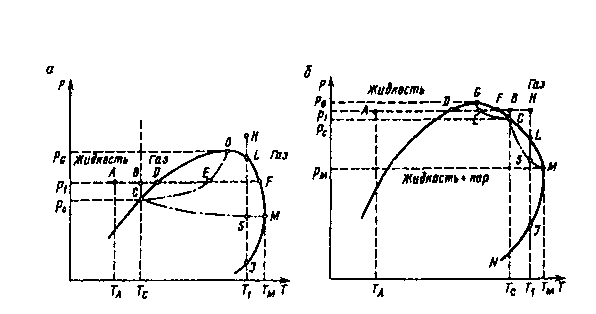


Рис.7.3. Фазовая диаграмма «давление-температура» при

расположении критической точки левее (а) и правее (б) крикондентермы

Рис.7.3,а относится к случаю, когда критическая точка находится слева от точки *G* . Рассмотрим последовательно два процесса: 1) изобарическое изменение температуры при *рC < р < рG* и 2) изотермическое изменение давления при *ТС < Т < ТМ* . Точка *М* соответствует крикондентерме.

1. Изобарическое изменение температуры при рC < р < рG. Пусть

*р* = *р1*, и *Т* = *ТА* (точка *А*). Смесь находится в жидком состоянии. Повышаем температуру. При достижении критической температуры ТС смесь плавно, без образования поверхностей раздела, переходит из жидкого состояния в газовое. В точке *D* газовая фаза становится насыщенной, т.е. из нее выделяется первая капля жидкости. При дальнейшем повышении температуры протекает ретроградный процесс: конденсируется жидкая фаза, количество которой достигает максимума в точке *Е*. При увеличении температуры процесс становится прямым, жидкая фаза испаряется, и в точке *F* исчезает последняя капля.

Таким образом, на отрезке *DE* при повышении температуры происходит процесс ретроградной конденсации. При понижении температуры на этом отрезке происходит процесс ретроградного испарения жидкой фазы.

Чем ближе давление к критическому или к криконденбаре, тем короче интервал температур, на котором происходят ретроградные явления. Область ретроградных явлений при изобарическом изменении температуры находится внутри замкнутой кривой *CEGDC*.

2. Изотермическое изменение давление при *ТС < Т < ТМ*. Пусть *Т* = *Т1* и смесь находится в однофазном газовом состоянии в точке *Н*. Снижаем давление. В точке *L* смесь становится насыщенной, из нее выделяется первая капля жидкости. При дальнейшем снижении давления происходит ретроградный процесс: конденсируется жидкая фаза, количество которой достигает максимума в точке *S*. При уменьшении давления процесс становится прямым; жидкая фаза испаряется и в точке *J* исчезает. Итак, на отрезке *LS* при снижении давления происходит процесс ретроградной конденсации. При повышении давления на этом отрезке происходит ретроградное испарение жидкой фазы.

Чем ближе температура к критической или к крикондентерме, тем короче интервал давлений, на котором происходят ретроградные явления. Область ретроградных явлений, наблюдающихся при изотермическом изменении давления, ограничена замкнутой кривой *CDGLFMSC*. Линия *MSC* называется кривой максимальной конденсации, так как для любой температуры *ТС < Т < ТМ* максимальное количество жидкой фазы достигается при давлении, равном ординате соответствующей точки на линии *MSC*. Это давление называется давлением максимальной конденсации. Линия CDGLFM называется линией ретроградных точек росы. Граница двухфазной области, начинающаяся в точке *М* и уходящая вниз через точку *J*, называется линией прямых точек росы.

Таким образом, если критическая точка находится слева от точки *G*, то область ретроградных явлений, наблюдающихся при изобарическом изменении температуры, является частью более крупной области ретроградных явлений, которые происходят при изотермическом изменении давления.

Рис.7.3.б относится к случаю, когда критическая точка находится справа от точки *G*, соответствующей криконденбаре. Как и в рассмотренном выше случае (см.рис.7.3.а), процессы изобарического изменения температуры и изотермического изменения давления при определенных термобарических условиях сопровождаются ретроградными явлениями.

Они происходят соответственно в областях, ограниченных замкнутыми линиями *CFGEC* и *CLMSC*. Однако в отличие от случая, рассмотренного на рис.7.3. а, в данном случае области ретроградных явлений имеют только одну общую точку - критическую точку *С* и, кроме того, при изобарическом изменении температуры в области *CFGEC* (см. рис.7.3. б) происходят иные процессы, чем в области *CDGEC* на рис.7.3. а.

Рассмотрим процесс изобарического изменения температуры при *рС* < *р* < *рG* . Пусть *р* = *р1* и *Т* = *ТА* (точка *А*). Смесь находится в жидком состоянии. Повышаем температуру. В точке *D* смесь становится насыщенной жидкой фазой, т.е. из нее выделяется первый пузырек пара. При дальнейшем повышении температуры протекает прямой процесс образования паровой фазы (кипение). Однако в точке *Е* доля паровой фазы достигает максимума, и при увеличении температуры ее количество монотонно уменьшается, т.е. происходит процесс ретроградной конденсации. В точке *F* паровая фаза исчезает, вся смесь снова (как в точке *D*) становится жидкой фазой. Дальнейший нагрев приводит к тому, что при критической температуре *ТС* смесь плавно переходит из жидкого состояния в газовое без образования поверхностей раздела.

Итак, на отрезке *EF* при повышении температуры происходит ретроградная конденсация, а при понижении температуры – ретроградное испарение.

В области *CLMSC* при изотермическом изменении давления происходят ретроградные процессы, аналогичные описанным выше процессам в области *CDGLFMSC* (см.рис.7.3.а). Изотермическое уменьшение давления сопровождается процессом ретроградной конденсации, а увеличение давления - ретроградным испарением. Линия *MSC* - кривая максимальной конденсации, *CLM* - линия ретроградных точек росы, *MJN* и ее продолжение вниз - линия прямых точек росы.

В заключение обратим внимание на то, что понятия и явления, рассмотренные при описании фазовых диаграмм «давление – температура» бинарных смесей, остаются справедливыми и для многокомпонентных систем.

Фазовое состояние системы «нефть–газ». В зависимости от состава газа и нефти, пластового давления и температуры газ в газовой шапке может быть сухим, жирным или конденсатным. С увеличением глубины залегания число месторождений с газоконденсатной шапкой увеличивается. С повышением давления при постоянной температуре газовая фаза обогащается компонентами нефти, плотность и молекулярная масса конденсата возрастают. С ростом температуры при постоянном давлении увеличивается содержание конденсата в газовой фазе. При одинаковых условиях в газовой фазе больше растворяется легких нефтей.

Растворимость газа в нефти зависит от его состава и природы, возрастая в последовательности метан – этан – этилен – пропан. Критические параметры нефтегазовых смесей значительно выше, чем газоконденсатных. На величину критических параметров влияет порода пласта в связи с адсорбцией асфальто-смолистых компонентов поверхностью твердой породы, что способствует обогащению жидкой фазы легкими фракциями. Остаточная вода способствует увеличению критического давления.

Для прогнозирования фазовых превращений углеводородов при эксплуатации месторождения используют приближенные методы расчета по закону Дальтона–Рауля:

, (7.1)

где: *Р* – давление смеси;

*Хi* *Уi* – молярные концентрации компонентов в паровой и жидкой фазах;

*Qi* – давление насыщенных паров компонентов смеси в чистом виде.

Константой фазового равновесия (коэффициентом распределения i-го компонента в паровую и жидкую фазы *Кi*) называется отношение молярной доли i-го компонента в паровой фазе *Уi*  к молярной доли его в жидкой фазе *Хi*:

, (7.2)

Константу равновесия определяют экспериментальным и расчетным путем. Экспериментально определить константы равновесия достаточно сложно. Расчетный метод состоит в применении уравнений состояния реальных газов, как отношение летучести компонента в паровой фазе к его летучести в жидкой фазе:

, (7.3)

Каждый компонент имеет два значения давления, при которых константы равновесия равны единице, при давлении насыщенных паров компонентов *Q*, равном общему давлению смеси *Р*(*Q* = *Р*), и в точке схождения давления (рис.7.4).

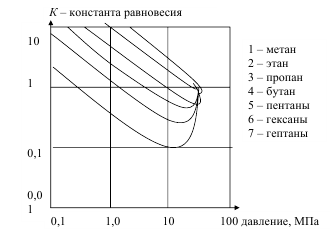


Рис.7.4. Константы равновесия при Т = 93,3 оС для нефтей с низкой усадкой

Кажущееся давление схождения всех компонентов составляет 34,5–35 МПа. Давление схождения зависит от температуры смеси. Если температура будет критической, то и давление схождения критическое. При эксплуатации месторождения состав смеси непрерывно меняется, поэтому константы фазового равновесия также меняются и их рассчитывают по уравнениям.

*7.2 Режимы рабо­ты пластов как проявление определенного вида пластовой энергии, под действи­ем которой к забоям скважин движутся пластовые жидкости*

Энергия, заключенная как в самой нефтяной залежи, так и в окружающей ее водоносной части, начинает действовать только при эксплуатации нефтяного пласта.

При организованном отборе жидкости из пласта в районе эксплуата­ционных скважин происходит понижение пластового давления. Под влиянием образовавшегося перепада давления к забоям скважин из окру­жающих частей пласта начинает двигаться нефть с растворенным в ней газом. По мере развития процесса в движение приходят краевые воды или газовая шапка, если таковая имеется.

В других случаях по ряду причин продвижение краевых вод может быть затруднено, и в таком случае нефть движется к скважинам под дей­ствием энергии растворенного газа.

Таким образом, в зависимости от природных условий залегания нефти и в первую очередь от физических свойств коллекторов (степени их неоднородности), пластовой нефти и краевой воды, строения пласта на окружающих месторождение площадях, а также в зависимости от уста­новленного в процессе эксплуатации уровня добычи нефти и распределе­ния отбора на площади в пласте может получить преимущественное зна­чение какая-то одна сила или совокупность нескольких сил движения.

Совокупность всех условий работы пласта принято называть **режимом пласта**. Режим пласта внешне проявляется в преимущественном действии одной из сил движения (движения краевых вод, расширении газовой шапки и т. д.), во взаимосвязи между суммарным дебитом пласта и пла­стовым давлением, в изменении величины газового фактора, в характере обводнения продукции и т. д.

Значительным фактором в проявлении режима пласта является характер изменения пластового давления, текущих дебитов нефти, газа и воды. Тесную связь с режимом пласта имеет конечная нефтеотдача. Следует особо отметить влияние темпа отбора и суммарного отбора жидкости на проявление режима пласта.

Так, при чрезмерно усиленном отборе жидкости из пласта краевые воды не восполняют отбор. В результате давление в нефтяной залежи падает ниже давления насыщения. При этом из нефти выделяется раство­ренный газ, что существенно сказывается на механизме нефтеотдачи пласта.

В другом случае упругая энергия жидкости и породы может оказаться недостаточной для вытеснения нефти к скважинам при снижении пластового давления до давления насыщения. В этом случае при даль­нейшем понижении пластового давления также начинает выделяться растворенный газ.

Регулируя текущий уровень отбора жидкости и распределение отбора по площади, можно задержать снижение давления и добиться несколько лучшей нефтеотдачи. Однако ограниченность энергии упругого расшире­ния жидкости, породы или сжатого газа обусловливает пониженную нефтеотдачу даже при описанном регулировании отбора.

В связи с этим на пласт воздействуют не только путем отбора жидко­сти, но и путем ввода дополнительной энергии, т. е. закачивают в него воду или газ (воздух). Таким образом можно значительно улучшить механизм вытеснения нефти из пласта и основные факторы, характеризу­ющие режим пласта. Пластовое давление может быть не только поддер­жано на одном уровне, но и повышено по сравнению с начальным пласто­вым давлением. В результате добыча нефти может быть также повышена. Одновременно будет предотвращено выделение газа из нефти, благодаря чему газовый фактор сохранится на первоначальном уровне.

В современной классификации различают следующие режимы для случая воздействия на пласт путем отбора жидкости: а) водонапорный режим; б) упругий, или упруго-водонапорный, режим; в) газонапорный режим, или режим газовой шапки; г) газовый режим, или режим раство­ренного газа; д) гравитационный режим (с преимущественным исполь­зованием силы тяжести).

Для случая ввода дополнительной энергии в пласт не было специаль­ной попытки создания классификации режима пластов. Он получил назва­ние метода поддержания давления в пласте. Однако это название уста­рело, так как при вводе дополнительной энергии путем закачки воды в пласт пластовое давление не только поддерживается, но и во многих случаях делается выше начального.

Основное значение классификации режима пластов заключается в увязке ее с достигаемой конечной нефтеотдачей пластов. Как было изло­жено выше, конечная нефтеотдача при вводе в пласт дополнительной энергии тесно связана с механизмом вытеснения нефти из пор.

Целесообразно в основу классификации режима пластов при вводе в пласт дополнительной энергии положить механизм вытеснения нефти. При этом может быть предложена следующая классификация: а) режим вытеснения нефти водой; б) режим вытеснения газированной нефти водой; в) режим вытеснения нефти (газированной нефти) газом.

В эту классификацию могут быть органически включены случаи воздействия на пласт при новых методах разработки, в основу которых положено вытеснение нефти смешивающимися с ней жидкостями. При этом в классификацию могут быть включены: г) режим смешивающегося вытеснения нефти растворителями (сжиженными газами и другими раство­рителями); д) режим смешивающегося вытеснения нефти газом высокого давления.

Правильное и своевременное определение режима пласта имеет боль­шое значение для разработки нефтяных месторождений, так как выбор целесообразной системы разработки, рационального размещения эксплу­атационных и нагнетательных скважин, темпа разработки и режима работы отдельных скважин в значительной степени определяется режимом пласта. Конечная нефтеотдача пласта также находится в тесной связи с его режимом.

*7.3 Классификация режимов*

**Водонапорный режим**

При водонапорном режиме основным видом энергии является напор краевой воды, которая внедряется в залежь и относительно быстро полностью компенсирует в объеме залежи отбираемое количество нефти и попутной воды. В процессе эксплуатации залежи в ее пределах происходит движение всей массы нефти. Объем залежи постепенно сокращается за счет подъема водонефтяного контакта (ВНК) (рис.7.5 а).

Режим свойственен залежам, приуроченным к инфильтрационным водонапорным системам, при хорошей гидродинамической связи залежи с законтурной зоной пласта и с областью питания. Эти предпосылки обеспечиваются при следующих геологических условиях:

* больших размерах законтурной области;
* небольшой удаленности залежи от области питания: высокой проницаемости и относительно однородном строении пласта-коллектора как в пределах залежи, так и в водоносной области;
* отсутствие тектонических нарушений, затрудняющих движение воды в системе;
* низкой вязкости пластовой нефти; при небольших размерах залежи и соответственно умеренных отборах жидкости из продуктивного горизонта, благодаря чему они могут полностью компенсироваться внедряющейся в залежь водой.



Рис.7.5 Пример разработки нефтяной залежи при природном водонапорном режиме: а — изменение объема залежи в процессе; б − динамика основных показателей разработки: 1 − интервалы перфорации; 2 − нефть; 3 − вода; 4 − направление движения воды и нефти; положение ВНК: ВНКнач − начальное, ВНКк − конечное; давление: Рпл − пластовое, Рнас − насыщение; годовые отборы: qк − нефти, qж − жидкость; В − обводненность продукции; G − промысловый газовый фактор; kизвл.н − коэффициент извлечения нефти

Одна из важнейших предпосылок действия водонапорного режима — значительная разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом, обеспечивающая в сочетании с другими факторами превышение текущего пластового давления над давлением насыщения на протяжении всего периода разработки и сохранение газа в растворенном состоянии.

Водонапорный режим отличают следующие особенности динамики показателей разработки (рис.7.5, б):

* тесная связь поведения динамического пластового давления с величиной текущего отбора жидкости из пласта — относительно небольшое снижение его при увеличении отбора, неизменная величина при постоянном отборе, увеличение при уменьшении отбора, восстановление почти до начального пластового давления при полном прекращении отбора жидкости из залежи; область снижения давления обычно ограничивается площадью залежи;
* практически неизменные на протяжении всего периода разработки средние значения промыслового газового фактора;
* достигаемый высокий темп годовой добычи нефти в период высокой стабильной добычи нефти, называемый II стадией разработки, − до 8 – 10 % в год и более от начальных извлекаемых запасов (НИЗ); отбор за основной период разработки (за первые три стадии) около 85 – 90 % извлекаемых запасов нефти;
* извлечение вместе с нефтью в период падения добычи нефти попутной воды, в результате чего к концу разработки отношение накопленных отборов воды и нефти (водонефтяной фактор − ВНФ) может достигать 0,5 – 1.

При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти − до 0,6 – 0,7. Это обусловлено способностью воды, особенно пластовой минерализованной, хорошо отмывать нефть и вытеснять ее из пустот породы-коллектора, а также сочетанием исключительно благоприятных геолого-физических условий, в которых действует рассматриваемый режим.

**Упругий режим**

При этом режиме вытеснение нефти происходит под действием упругого расширения самой нефти, окружающей нефтяную залежь воды и скелета пласта. Обязательным условием существования этого режима (как и водонапорного) является превышение пластового давления над давлением насыщения (Pпл > Pнас). Пласт должен быть замкнутым, но достаточно большим, чтобы его упругой энергии хватило для извлечения основных запасов нефти.

Объемный коэффициент упругости среды определяется как доля первоначального объема этой среды, на которую изменяется этот объем при изменении давления на единицу, т. е.

, (7.4)

где: *ΔV* - приращение объема (за счет упругого расширения);

*Δp* - приращение давления (понижение давления);

*V* - первоначальный объем среды.

Поскольку отрицательному приращению давления соответствует положительное приращение объема, то впереди ставится знак минус.

Твердый скелет пористого пласта при изменении внутреннего давления деформируется вследствие изменения объема самих частиц оседания кровли пласта при уменьшении внутрипорового давления, что приводит к уменьшению пористости и к дополнительному вытеснению жидкости. Из экспериментальных данных известно:

для воды  ;

для нефти ;

для породы .

Обычно для оценки сжимаемости пласта пользуются приведенным коэффициентом сжимаемости, который называют коэффициентом упругости пласта. Это усредненный коэффициент объемной сжимаемости некоторой фиктивной среды, имеющей объем, равный объему реального пласта с насыщающими его жидкостями, совокупное упругое приращение которых равно упругому приращению объема фиктивной среды.

Согласно определению можно найти упругие приращения объемов воды, нефти и породы для единичного элемента объема пласта

, (7.5)

где: *V* - объем фиктивной среды, равный сумме объемов воды, нефти и твердого скелета пласта;

*Vп*, *Vв*, *Vн* - общие объемы твердого скелета пласта и насыщающих его воды и нефти соответственно;

*β\** - приведенный коэффициент упругости пласта.

Обозначая *m*, *αв*, *αн* соответственно пористость, водо- и нефтенасыщенность пласта, можем вместо (7.5) записать

 (7.6)

Это и будет наиболее общее выражение для приведенного объемного коэффициента упругости пластовой системы.

Упругий режим, относящийся к режиму истощения, существенно неустановившийся. Давление в пласте по мере отбора жидкости падает. Для него характерны непрерывно разрастающаяся вокруг скважины воронка депрессии, систематическое падение дебита во времени при сохранении постоянства депрессии или систематическое увеличение депрессии во времени при сохранении дебита. Однако во всех случаях при упругом режиме газовый фактор должен оставаться постоянным по тем же причинам, что и при водонапорном режиме. Темп падения среднего пластового давления может быть различным в зависимости от общего запаса упругой энергии в пласте (от размеров окружающего залежь водного бассейна) (рис.7.6).

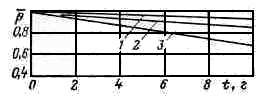


Рис.7.6. Изменение во времени безразмерного средне-

интегрального пластового давления при упругом режиме

При *q* = *cons*t изменение давления *Р(t)* соответствует прямолинейному закону, т.е. прямой линии, но не проходящей через начало координат. При переменном темпе отбора закон изменения среднеинтегрального давления в пласте будет криволинейный.

Геологическими условиями, благоприятствующими существованию упругого режима, являются:

* залежь закрытая, не имеющая регулярного питания;
* обширная водонасыщенная зона, находящаяся за пределами контура нефтеносности; отсутствие газовой шапки;
* наличие эффективной гидродинамической связи нефтенасыщенной части пласта с законтурной областью;
* превышение пластового давления над давлением насыщения.

Чтобы при приемлемом темпе снижения среднего давления в пласте Рпл за разумные сроки отобрать запасы нефти, нужно иметь очень большое отношение объема упругой системы к геологическим запасам нефти.

При разработке залежи в условиях упругого режима быстрое понижение давления происходит в пределах самой залежи, а во всей системе, питающей залежь упругой энергией давления (в законтурной области), снижается медленно.

Из сказанного не следует, что упругий режим и связанные с ними процессы играют незначительную роль при добыче нефти. При определенных благоприятных условиях весь запас нефти может быть извлечен за счет упругого режима (при большой упруго-водонапорной системе). Последний играет существенную роль при переходных процессах, возникающих в результате изменения режимов работы скважин. При этом в пласте происходят затяжные процессы перераспределения давления, протекающие по законам упругого режима.

**Упруговодонапорный режим**

Режим, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора краевой воды, но в отличие от водонапорного режима **основным источником энергии при этом служит упругость пород-коллекторов и насыщающей их жидкости**. При этом режиме отбор жидкости не полностью компенсируется внедряющейся в залежь водой. В результате, снижение давления в пласте постепенно распространяется за пределы залежи и захватывает большую область водоносной части пласта. В этой области происходит соответствующее расширение породы и пластовой воды. Коэффициенты упругости воды и породы незначительны, однако при больших размерах области сниженного давления, во много раз превышающих размеры залежи, упругие силы пласта служат источником значительной энергии.

Упруговодонапорный режим может проявляться в различных геологических условиях. Им могут обладать залежи инфильтрационных водонапорных систем, имеющие слабую гидродинамическую связь (или не имеющие ее) с областью питания вследствие:

* большой удаленности от нее;
* пониженной проницаемости;
* значительной неоднородности пласта;
* повышенной вязкости нефти;
* больших размеров залежи и соответственно значительных отборов жидкости, которые не могут полностью возмещаться внедряющейся в залежь пластовой водой.

Упруговодонапорный режим характерен для всех залежей, приуроченных к элизионным водонапорным системам.

Проявлению упруговодонапорного режима способствует залегание пласта-коллектора на большой площади за пределами залежи. Так же, как и при водонапорном режиме, обязательным условием является превышение начального пластового давления над давлением насыщения.

Процесс вытеснения нефти водой из пласта аналогичен водонапорному режиму (смотри рис.7.5.а), однако вследствие менее благоприятных геолого-физических условий доля не извлекаемых запасов по сравнению с водонапорным режимом несколько возрастает. Динамика показателей разработки при упруговодонапорном режиме (рис.7.7.) имеет и сходства с динамикой водонапорного режима, и отличия от нее.



Рис.7.7. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при упруговодонапорном режиме

давление: Рпл − пластовое, Рнас − насыщение; годовые отборы: qк − нефти, qж − жидкость; В − обводненность продукции; G − промысловый газовый фактор; kизвл.н − коэффициент извлечения нефти

*Основное сходство* состоит в том, что на протяжении всего периода разработки промысловый газовый фактор остается постоянным вследствие превышения пластового давления над давлением насыщения.

*Отличия* заключаются в следующем: при упруговодонапорном режиме на протяжении всего периода разработки происходит снижение пластового давления; по мере расширения области снижения давления вокруг залежи, темп падения давления постепенно замедляется, в результате отбор жидкости при падении давления на 1 МПа во времени постепенно возрастает. Интенсивность замедления падения давления при этом зависит от размеров законтурной области залежи.

Темп добычи нефти при упруговодонапорном режиме во II стадии разработки обычно не превышает 5 – 7 % в год от НИЗ (см. рис.7.7). К концу основного периода разработки обычно отбирается около 80 % извлекаемых запасов. Добыча нефти сопровождается более интенсивным обводнением продукции, чем при водонапорном режиме. Значение водонефтяного фактора к концу разработки может достигнуть 2 – 3. Значения конечного коэффициента извлечения нефти обычно не превышают 0.5 – 0.55. В связи со значительными различиями в активности режима диапазон значений относительных годовых и конечных показателей разработки при нем довольно широк.

**Газонапорный режим**

**Газонапорный режим** — это режим нефтяной части газонефтяной залежи, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключенного в газовой шапке. В результате снижения пластового давления в нефтяной части залежи происходит расширение газовой шапки и соответствующее перемещение вниз ГНК. Процесс расширения газовой шапки может несколько активизироваться в связи с поступлением в нее газа, выделяющегося из нефти. Поскольку в нефтегазовых залежах давление насыщения часто близко к начальному пластовому, то вскоре после начала разработки пластовое давление оказывается ниже давления насыщения, в результате начинается выделение из нефти растворенного газа; при высокой вертикальной проницаемости пласта газ частично пополняет шапку.

Режим в чистом виде может действовать в залежах, не имеющих гидродинамической связи с законтурной областью, или при весьма слабой активности краевых вод. Причинами разобщения залежи и законтурной области могут быть резкое снижение проницаемости в периферийной зоне залежи, наличие запечатывающего слоя вблизи ВНК, наличие тектонических нарушений, ограничивающих залежь и др. Геологические условия, способствующие проявлению газонапорного режима:

* наличие большой газовой шапки, обладающей достаточным запасом энергии для вытеснения нефти;
* значительная высота нефтяной части залежи;
* высокая проницаемость пласта по вертикали;
* малая вязкость пластовой нефти (не более 2 – 3 МПа⋅с).

Объем нефтяной части залежи при ее разработке сокращается в связи с опусканием ГНК. Размер площади нефтеносности остается постоянным (рис.7.8).



Рис.7.8. Пример нефтяной залежи при природном газонапорном режиме

При разработке залежи в условиях газонапорного режима пластовое давление постоянно снижается (рис.7.9.). Темпы его снижения зависят от соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи и от темпов отбора нефти из пласта. Темпы годовой добычи нефти в процентах от НИЗ во II стадии могут быть довольно высокими — примерно такими же, как и при водонапорном режиме. Однако следует учитывать, что в этом случае темпы рассчитывают, исходя из меньших извлекаемых запасов, поскольку коэффициент извлечения нефти при газонапорном режиме достигает около 0,4.



Рис.7.9. Пример разработки нефтяной залежи при природном газонапорном режиме: давление: Рпл − пластовое, Рнас − насыщение; годовые отборы: qк− нефти, qж − жидкость; В − обводненность продукции; G — промысловый газовый фактор; kизвл.н − коэффициент извлечения нефти

Поэтому, при равных балансовых запасах и равных темпах разработки, абсолютная величина годовой добычи при газонапорном режиме меньше, чем при водонапорном. Сравнительно невысокое значение коэффициента извлечения нефти объясняется неустойчивостью фронта вытеснения (опережающим перемещением газа по наиболее проницаемым частям пласта), образованием конусов газа, а также пониженной эффективностью вытеснения нефти газом по сравнению с водой. Средний промысловый газовый фактор по залежи в начальные стадии разработки может оставаться примерно постоянным. По мере опускания ГНК в скважины поступает газ из газовой шапки, происходит выделение газа из нефти и значение газового фактора начинает резко возрастать, что приводит к снижению уровня добычи нефти. Добыча нефти осуществляется практически без попутной воды.

**Режим растворенного газа**

**Режим растворенного газа** — режим нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ выделяется из раствора и пузырьки окклюдированного газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам. Режим в чистом виде проявляется при отсутствии влияния законтурной области, при близких или равных значениях начального пластового давления и давления насыщения, при повышенном газосодержании пластовой нефти, при отсутствии газовой шапки.

В процессе разработки происходит уменьшение нефтенасыщенности пласта, объем же залежи остается неизменным. В связи с этим в добывающих скважинах перфорируют всю нефтенасыщенную толщину пласта.

Динамика годовых показателей разработки залежи приведена на рисунке 7.10.

Динамика годовых показателей разработки залежи при этом режиме имеет следующие особенности. Пластовое давление интенсивно снижается на протяжении всего периода разработки, в результате чего разница между значениями давления насыщения и текущим пластовым давлением со временем нарастает. Промысловый газовый фактор некоторое время остается постоянным. Затем с увеличением количества выделяющегося газа фазовая проницаемость для него возрастает и значение промыслового газового фактора увеличивается до значений, в несколько раз превышающих пластовое газосодержание. Это обусловлено тем, что в скважины поступает газ, выделившийся из нефти, не только извлекаемой на поверхность, но и остающейся в пласте. Дегазация пластовой нефти может приводить к существенному повышению ее вязкости. Позже вследствие дегазации пластовой нефти происходит уменьшение и промыслового газового фактора — до нескольких кубометров на 1 м3. В общей сложности за весь период разработки среднее значение промыслового газового фактора намного (в 4 – 5 раз и более) превышает начальное газосодержание пластовой нефти. Добыча нефти после достижения ее максимального уровня сразу же начинает снижаться, т.е. II стадия разработки продолжается обычно всего один-два года. Нефть добывают практически без воды.



Рис.7.10. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при режиме растворенного газа: давление: Рпл − пластовое, Рнас − насыщение; годовые отборы: qк − нефти, qж− жидкость; В − обводненность продукции; G − промысловый газовый фактор; kизвл.н − коэффициент извлечения нефти

Для режима характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии, что вызывает необходимость размещения добывающих скважин более плотно, чем при режимах с вытеснением нефти водой. Конечный коэффициент извлечения нефти не превышает 0,2 – 0,3, а при небольшом газосодержании нефти имеет и меньшие значения − 0,1 – 0,15.

**Гравитационный режим**

**Гравитационный режим** — это режим, при котором нефть перемещается в пласте к скважинам под действием силы тяжести самой нефти. Этот вид энергии может действовать, когда другими ее видами залежь не обладает. Режим может быть природным, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа, т.е. после дегазации нефти и снижения пластового давления. Его проявлению способствует значительная высота залежи. Нефть в пласте стекает в пониженные части залежи. Дебит скважин в целом низок и возрастает с понижением гипсометрических отметок интервалов вскрытия пласта. Дебит присводовых скважин постепенно уменьшается в результате "осушения" пласта. По той же причине сокращается объем залежи. Динамика годовой добычи нефти при этом режиме показана на рис.7.11. Нефть отбирается очень низкими темпами — менее 2 – 1 % в год от начальных извлекаемых запасов.



Рис.7.11. Пример разработки нефтяной залежи при природном гравитационном режиме: а − изменение объема залежи в процессе разработки; б − динамика годовых отборов нефти qн,: 1 – 3 − последовательные границы нефтенасыщения пласта (в результате "осушения" верхней части залежи); стрелками показано направление фильтрации нефти

Силы тяжести в пласте действуют очень медленно, но за их счет в течение длительного времени может быть достигнут высокий коэффициент извлечения нефти − с учетом коэффициента извл ечения, полученного при предшествующем режиме растворенного газа, вплоть до 0,5. Пластовое давление при рассматриваемом режиме обычно составляет десятые доли мегапаскалей, газосодержание пластовой нефти − единицы кубометров в 1 м3.

При прогрессивных системах разработки, когда она завершается при высоком пластовом давлении, гравитационный режим практически не проявляется.

**Сравнительный анализ режимов**

Геологические условия оказывают значительное влияние на возможность создания того или иного режима пласта, а также определяют характер проявления режима пласта.

Особенное влияние на характер режима пласта и его эффективность оказывают проницаемость и угол наклона пласта, расстояние до выхода пласта на дневную поверхность, структура норового пласта и начальная нефте-, газо- и водонасыщенность пласта, а также вязкость нефти и пла­стовой воды.

Хорошая проницаемость пласта и малая вязкость нефти являются основными факторами, способствующими развитию напорных режимов; водонапорного, упруговодонапорного и газонапорного.

Когда залежь нефти расположена недалеко от выхода пласта на днев­ную поверхность, где происходит полноценное питание пласта атмосфер­ными и поверхностными водами создаются условия, благоприятствующие развитию водонапорного режима. Когда залежь нефти удалена на сотни километров от выхода пласта на дневную поверхность создаются условия, способствующие развитию упруго-водо­напорного режима.

При усиленном отборе жидкости, приводящем к понижению давления в пласте ниже давления насыщения нефти газом, при хорошей проница­емости пласта возможен переход как к газонапорному режиму, так и к ре­жиму растворенного газа. Газонапорный режим развивается в том случае, когда выделившиеся пузырьки газа мигрируют преимущественно в повы­шенную часть пласта, образуя там газовую шапку. Такому перемещению пузырьков газа по пласту способствуют достаточно крутой угол наклона пласта и малая вязкость нефти. При незначительном угле наклона пластов пузырьки газа перемещаются к забоям ближайших скважин, что и опре­деляет преимущественное развитие режима растворенного газа.

После истощения энергии газа режим переходит в гравитационный, причем при наличии крутого угла падения пласта развивается напорно-­гравитационный режим, а при очень пологих углах — гравитационный режим со свободным зеркалом нефти.

Невысокая проницаемость пласта и большая вязкость нефти сильно увеличивают сопротивление движению, что не позволяет развиться какому-либо напорному режиму. Поэтому в таких пластах с самого начала эксплуатации развивается режим растворенного газа в чистом виде, а после истощения энергии газа режим переходит в гравитационный со свободным зеркалом нефти.

Обычно эффективность режима пластов определяют по величине конечного коэффициента нефтеотдачи. Наибольшим конечным коэффи­циентом нефтеотдачи характеризуются режимы, связанные с активным продвижением краевых вод (водонапорным и упруго-водонапорным), и наименьшим — режим растворенного газа. Высокая нефтеотдача, дости­гаемая при водонапорных режимах, обусловлена более эффективным вытеснением нефти водой по сравнению с вытеснением нефти газом.

В зависимости от коллекторских свойств пласта и его неоднородности в лабораторных условиях конечный коэффициент нефтеотдачи колеблется в пределах 0,65 − 0,80.

Пласты с нефтью, имеющей малую вязкость, характеризуются наибольшим коэффициентом нефтеотдачи, доходящим до 0,3, причем для вязких нефтей чем больше объемный коэффициент растворимости газа и меньше коэффициент усадки, тем больше коэффи­циент нефтеотдачи.

При газонапорном режиме коэффициент нефтеотдачи колеблется от 0,4 до 0,6. Более высокий коэффициент нефтеотдачи при газонапорном режиме по сравнению с режимом растворенного газа обусловлен более экономным расходом энергии газа. Высокая нефтеотдача объясняется тем, что часть нефти вытесняется дополнительно краевыми водами, т. е. газонапорный режим обычно является смешанным режимом с одновременным движением газо­вой шапки и краевых вод.

Ранее в процессе разработки нефтяных месторождений происходила, как правило, смена режима пластов, причем более эффективные режимы постепенно заменялись менее эффективными.

Основной причиной смены режима является понижение давления в нефтяной залежи вследствие недостаточного запаса энергии. В результате смены режимов общая эффективность разработки многих нефтяных месторождений находилась на низком уровне.

В настоящее время для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений очень широко применяют ввод в пласт дополнительной энергии путем закачки воды и газа. Благодаря непрерывному пополнению энергии давление в пласте поддерживается на высоком уровне что позволяет иногда не только предотвратить смену режима на худший но и перевести пласт на наиболее эффективные режимы вытеснения нефти водой.

Повышение эффективности разработки сказывается не только в увеличении коэффициента нефтеотдачи, но и в повышении ряда других важных показателей. Так, благодаря высокому давлению обеспечиваются высокие дебиты скважин, что позволяет разрабатывать нефтяные залежи меньшим количеством скважин и сильно сокращать сроки разработки. Благодаря высокому давлению появляется возможность получить основную часть добычи наиболее дешевым фонтанным способом.

Достигаемая конечная нефтеотдача при режиме вытеснения нефти водой близка к нефтеотдаче при водонапорном режиме.

При вытеснении газированной нефти водой действует тот же эффек­тивный механизм вытеснения нефти водой. Но вместе с этим имеется и отличие, заключающееся в замещении части остаточной нефти так назы­ваемым запечатанным газом, что дополнительно повышает конечную нефтеотдачу по сравнению с режимом вытеснения нефти водой.

Достигаемая конечная нефтеотдача при режиме вытеснения нефти газом находится в тесной зависимости от состояния истощения залежи к моменту организации закачки газа. Чем больше истощена залежь нефти (т. е. чем больше снижено давление и увеличена газонасыщенность), тем хуже результаты.

Наилучшие результаты получают, когда закачку газа осуществляют при пластовом давлении выше давления насыщения не менее чем на 10% и одновременно используют гравитационные силы, стремящиеся пере­местить нефть в пониженную часть залежи, т. е. при закачке газа в повы­шенную часть залежи. В этом случае конечный коэффициент может достигать 0,51 при достаточно продолжи­тельной закачке газа (порядка 8 − 9 объемов газа).

**Тема 8. Основы проектирования разработки месторождений нефти и газа**

*8.1 Цели и задачи проектирования разработки. Многостадийность проектирования разработки месторождений нефти*

Разработка нефтяных месторождений направляется и регулируется рядом проектных документов. В отечественной практике в настоящее время применяется принцип многостадийного проектирования: сначала проект пробной эксплуатации, затем технологическая схема, проект разработки и проект доразработки. В ходе эксплуатации залежи, в запроектированную систему разработки постоянно вносятся существенные изменения, обусловленные получением дополнительной промысловой информации, уточнением уровней добычи нефти и основных показателей разработки по мере детализации геологического строения эксплуатационного объекта.

Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений имеет свою специфику: проектирование ведется индивидуально для каждого месторождения по полному перечню работ. Проектирование проводится 5 этапов:

1.Геологическое изучение месторождения (выявление особенностей и основных характеристик месторождений).

2.Гидрологические расчеты основных геологических процессов при различных системах разработки.

3.Техникоэкономическое обоснование различных вариантов разработки.

4.Выбор рационального варианта разработки

5.Составление уточненного проекта разработки месторождения.

Весь процесс проектирования с учетом самого длительного первого этапа длится около 2-лет. В практике ввод месторождения в разработку начинается не по окончании проектирования, а по результатам притоков нефти и газа первых 3-5 разведочных скважин.

*8.2 Виды проектных документов, их назначение.*

В качестве проектных технологических документов могут рассматриваться:

- проекты пробной эксплуатации (ППЭ),

- технологические схемы разработки и дополнения к ним,

- проекты разработки и дополнения к ним,

- технологические схемы опытно-промышленных работ (ОПР) на отдельных участках и залежах,

- авторские надзоры за реализацией технологических схем, проектов разработки и дополнений к ним (далее - авторский надзор).

Проект пробной эксплуатации составляется для месторождений на срок до трех лет, если объема исходных данных недостаточно для составления технологической схемы разработки.

Задачей пробной эксплуатации является уточнение параметров для подсчета запасов углеводородного сырья (УВС) и построения геологической модели месторождения, обоснование режима работы залежей и оценка перспектив развития добычи.

При наличии информации о геологическом строении залежей нефти и коллекторских свойствах пластов, достаточной для составления технологической схемы или проекта разработки в качестве первого проектного документа, проект пробной эксплуатации не составляется.

Технологические схемы разработки составляются для вводимых в разработку месторождений и служат для своевременного оформления разрешительных документов на право ведения разработки на участке недр, проектирования и строительства объектов обустройства.

Технологическая схема разработки является основным проектным технологическим документом, определяющим систему промышленной разработки месторождения на период его разбуривания основным эксплуатационным фондом скважин.

Проект разработки является основным документом, по которому осуществляется комплекс технологических и технических мероприятий по извлечению нефти и газа из недр, контролю процесса разработки.

В проектах разработки рекомендуется предусматривать комплекс мероприятий, направленных на достижение максимально возможного коэффициента извлечения УВС.

Технологические схемы опытно-промышленных работ рекомендуется составлять для залежей или участков, находящихся на любой стадии разработки, с целью проведения промышленных испытаний новой для данных геолого-физических условий системы или технологии разработки. Срок действия технологических схем опытно-промышленных работ - до 7 лет.

Авторский надзор является инструментом контроля реализации проектных технологических документов. В авторском надзоре основные положения действующего проектного документа не изменяются. Авторский надзор, как правило, выполняется организацией, подготовившей действующий проектный технологический документ. Авторские надзоры составляются по мере необходимости, но не реже одного раза в 3 года.

Для всех видов проектных технологических документов показатели рекомендуется рассчитывать на весь проектный период разработки, определяемый в данном документе.

В рекомендуемом расчетном варианте разработки месторождения за проектный период должна достигаться добыча извлекаемых запасов, состоящих на государственном балансе. В процессе доразведки и изучения месторождения разведочным и эксплуатационным фондом скважин пользователь недр вводит в разработку запасы категории С2 с обоснованием их перевода в категорию С1 и постановкой на государственный баланс в установленном порядке.

Проектные технологические документы являются результатом комплексной научно-исследовательской работы. При их составлении рекомендуется учитывать:

- передовой отечественный и зарубежный опыт;

- современные достижения науки и техники;

- практику разработки месторождений;

- современные технологии воздействия на пласты, исследований и эксплуатации скважин.

В технологических схемах в обязательном порядке рассматриваются мероприятия по повышению коэффициента извлечения УВС гидродинамическими, физико-химическими, тепловыми и другими методами.

В проектный технологический документ рекомендуется включать несколько расчетных вариантов разработки месторождения.

Расчетные варианты различаются выбором эксплуатационных объектов, системами размещения и плотностями сеток скважин, способами и агентами воздействия на пласт, режимами и способами их эксплуатации, набором и объемами методов повышения нефтеотдачи.

Технологические показатели разработки рассчитываются с использованием современных математических моделей пластов.

В проектных технологических документах один вариант рассматривается в качестве базового, которым является вариант, утвержденный предыдущим проектным документом.

Прогнозными показателями расчетного варианта считаются технологические показатели разработки зон с запасами категорий А+В+С1. Технологические показатели зон с запасами категории С2 определяются для проектирования обустройства месторождения, развития инфраструктуры, перспективного планирования добычи нефти и газа, объемов буровых и строительных работ.

Экономические показатели вариантов разработки месторождения определяются на основе рассчитанных технологических показателей.

Расчеты экономических показателей разработки рекомендуется проводить с использованием среднеотраслевых показателей: долей нефти поступающих на внешний и внутренний рынки, цены нефти на внешнем и внутреннем рынках, показателей капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затрат.

В качестве экономических критериев оценки рекомендуется использовать:

- дисконтированный поток денежной наличности,

- индекс доходности,

- внутреннюю норму возврата капитальных вложений,

- период окупаемости капитальных вложений,

- капитальные вложения на освоение месторождения,

- эксплуатационные затраты на добычу нефти,

- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды).

Прогнозирование и сопоставление технико-экономических показателей в расчетных вариантах рекомендуется проводить за весь проектный срок разработки.

Выбор рекомендуемого для реализации варианта разработки проводится путем сопоставления технико-экономических показателей вариантов разработки.

В рекомендованном варианте разработки на месторождении могут быть выделены участки для проведения работ по испытанию новых технических средств и технологий нефтеизвлечения. Технологические показатели разработки таких участков рассчитываются на весь проектный период, представляются в проектном документе как отдельно, так и в составе показателей разработки эксплуатационного объекта и месторождения в целом.

В проектных технологических документах рекомендуется обосновывать динамику ликвидации скважин и затраты на ликвидацию (кроме скважин, ликвидированных по техническим причинам).

Исходная информация и состав работ в проектных технологических документах

К исходной информации при составлении проектного технологического документа рекомендуется относить:

- техническое задание на проектирование;

- составленные ранее проектные технологические документы, материалы их экспертизы и протоколы рассмотрения;

- сейсмические, геофизические и промысловые исследования площадей, скважин и пластов,

- результаты бурения разведочных и эксплуатационных скважин;

- подсчеты запасов;

- результаты лабораторных исследований керна и пластовых флюидов;

- результаты лабораторных и промысловых исследований различных технологий воздействия на пласты;

- размеры затрат (капитальных, эксплуатационных и ликвидационных).

В проектных технологических документах обосновывается следующее:

- выделение эксплуатационных объектов;

- порядок освоения месторождения, исключающий выборочную отработку запасов;

- выбор способов и агентов воздействия на пласты на основе анализа коэффициентов вытеснения при воздействии на породы газом, паром, водой, водой с добавками загустителей, поверхностно-активных веществ (ПАВ);

- системы размещения и плотности сеток скважин;

- уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа, жидкости из пластов, закачка в них вытесняющих агентов по годам;

- мероприятия по повышению эффективности реализуемых систем разработки, применению физико-химических, тепловых и других методов повышения степени извлечения и интенсификации добычи нефти и газа;

- мероприятия по использованию нефтяного газа;

- конструкции скважин, технология их проводки, заканчивания и освоения;

- способ подъема жидкости из скважин, выбор устьевого и внутрискважинного оборудования;

- мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин;

- системы сбора и подготовки нефти;

- системы поддержания пластового давления (ППД);

- объемы и виды работ по доразведке и изучению месторождения;

- мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки;

- комплексы, объем, периодичность геофизических и гидродинамических исследований;

- опытно-промышленные работы по испытаниям и отработке новых технологий и технических решений;

- рекомендации по охране недр при бурении и эксплуатации скважин.

К исходной информации для составления авторского надзора за реализацией проектных технологических документов рекомендуется относить:

- техническое задание;

- материалы последнего подсчета запасов УВС и КИН;

- последний проектный технологический документ на разработку месторождения;

- фактические показатели разработки месторождения за период реализации последнего проектного технологического документа;

- материалы уточнения геологического строения, мониторинга разработки месторождения, реализации методов увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти за период реализации последнего проектного технологического документа.

В авторских надзорах анализируется состояние реализации проектных технологических документов за рассматриваемый период. При необходимости в них предлагаются мероприятия по изменениям условий разработки продуктивных пластов в рамках принятых технологических решений, в том числе:

- распространение ранее утвержденной проектной системы разработки и сетки скважин на участках расширения границ залежей (увеличение скважин основного фонда);

- отмена ранее утвержденной сетки скважин на участках сокращения границ залежей (сокращение скважин основного фонда);

- применение методов регулирования разработки месторождения:

а) выравнивание профиля притока жидкости или приемистости,

б) изоляция или ограничение притока попутной воды и прорвавшегося газа в скважинах,

в) перенос интервала перфорации,

г) разукрупнение эксплуатационных объектов, перевод скважин с одного эксплуатационного объекта на другой,

д) одновременно-раздельная эксплуатация скважин,

е) бурение горизонтальных, многоствольно-разветвленных скважин и зарезка боковых стволов,

ж) проведение гидроразрывов пластов.

**Тема 9. Объект и система разработки**

Нефтяные месторождения – это промышленные скопления углеводородов в земной коре, приуроченные к одной или нескольким геологическим структурам, находящимся вблизи одного и того же географического пункта.

Залежи углеводородов, входящие в месторождения, обычно находятся в пластах или массивах горных пород, имеющих различное распространение и различные геолого-физические свойства. Во многих случаях отдельные нефтеносные пласты разделены значительными толщами непроницаемых пород, а иногда находятся на отдельных участках месторождения.

Обособленные или отличающиеся по свойствам пласты разрабатывают различными группами скважин, иногда и разными технологиями. Приступая к разработке нефтяного месторождения, нефтедобывающая компания должна обосновать три основных стратегические задачи, отвечающие максимально возможной степени выработки запасов нефти с приемлемой рентабельностью при применении наиболее прогрессивных методов, техники и технологии извлечения нефти:

• выделить объекты разработки;

• обосновать систему разработки месторождения;

• обосновать технологию разработки месторождения.

*9.1 Выбор объектов по разрезу и площади месторождения. Объединение нескольких продуктивных пластов в один объект разработки; обоснование целесообразности объединения*

Эксплуатационный объект разработки – это искусственно выделенное в пределах данного месторождения геологическое образование (продуктивный пласт, часть пласта, группа пластов), извлечение нефти из которых осуществляется самостоятельной (своей) сеткой скважин.

В объект разработки может быть включен один, несколько или все пласты месторождения. С точки зрения экономии металла, труб и других материалов для бурения и обустройства месторождения, т.е. капитальных затрат, желательно включить в один объект разработки как можно большее число пластов. Если в объект разработки включить все пласты в пределах месторождения, то понятия объекта и месторождения равнозначны.

Но, с другой стороны, увеличение числа пластов усложняет процесс извлечения нефти из каждого пласта в отдельности и в ряде случаев приводит к снижению извлекаемых запасов нефти в целом по объекту. Поэтому обоснование выделения объектов разработки является одной из ответственных стратегических задач разработки нефтяного месторождения.

Объекты разработки иногда подразделяют на самостоятельный и возвратный.

Самостоятельными объектами разработки могут быть пласты, имеющие значительную толщину с мощными непроницаемыми разделами. При небольшой толщине пластов и наличии зон слияния, осложняющих раздельное нагнетание воды в каждый пласт и регулирование процессов разработки, пласты объединяются в единый эксплуатационный объект. При выделении объектов разработки следует учитывать следующие факторы:

1. Геолого-физические свойства пород-коллекторов нефти и газа. В один объект разработки можно включить пласты, имеющие близкие литологические характеристики и коллекторские свойства пород продуктивных пластов, величины начальных приведенных пластовых давлений и совпадающие в плане площади нефтеносности. Резко отличающиеся по проницаемости, общей и эффективной толщинам, а также начальному пластовому давлению пласты нецелесообразно объединить в один объект. Сильно различающиеся по площадной и послойной неоднородности пласты тоже нецелесообразно объединять в один объект разработки.

Пласты, существенно отличающиеся по продуктивности и пластовому давлению, будут отличаться по способам разработки, скорости выработки запасов нефти и изменению обводненности продукции скважин, поэтому включение их в один объект разработки неизбежно приведет к снижению нефтеотдачи в целом по объекту.

В процессе разработки многопластовых эксплуатационных объектов нефтяных месторождений было замечено, что средний коэффициент продуктивности скважин Кпсов, эксплуатирующих несколько пластов совместно, меньше суммы Кпсум средних коэффициентов продуктивности скважин, эксплуатирующих те же пласты отдельно. Физическая сущность этого явления изучена недостаточно. Ряд исследователей считает, что снижение продуктивности происходит из-за перетоков жидкости между пластами, другие объясняют потерями за счет гидравлических сопротивлений в стволе скважин, некоторые исследователи объясняют это взаимовлиянием эксплуатируемых пластов.

Если в один эксплуатационный объект объединяются большое количество пластов, максимальное значение уменьшения коэффициента продуктивности скважин при совместной эксплуатации пластов по сравнению с раздельной достигает 35-45 %.

2. Физико-химические свойства нефти, воды и газа. Пласты, содержащие нефть с неодинаковыми свойствами, например, по вязкости, нецелесообразно объединять в один объект разработки, так как для извлечения продукции необходимо применять разные технологии воздействия на них, требующие различную систему расположения и различную плотность сетки скважин.

Существенное значение при выделении объектов имеют физико-химические свойства пластовых вод, их возможность смешения. Например, закачка воды в пласт, содержащий пластовую воду определенного состава, может вызвать химические реакции, в результате которых ухудшаются условия фильтрации жидкостей.

3. Фазовое состояние углеводородов и режимы пластов. Например, нельзя объединить в один объект чисто нефтяной пласт и нефтяной пласт с газовой шапкой. Объединение указанных пластов в один объект нецелесообразно, так как разработка каждого из них требует различных схем расположения скважин и технологий извлечения нефти и газа.

4. Возможность управления процессом разработки (очень много пластов объединять в один объект нецелесообразно)

5.Технология разработки и техника- технология эксплуатации скважин (если пласты рентабельно разрабатывать самостоятельно, то их объединять нецелесообразно)

Целесообразность объединения пластов в один объект эксплуатации, предварительно установленная по перечисленным геологическим признакам, далее уточняется технологическим анализом и технико-экономическими расчетами.

Одним из последних достижений в технике и технологии добычи является технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) пластов. Применение такой технологии позволяет совместить достоинства разукрупнения объектов разработки с достоинствами совместной эксплуатации пластов. При этой технологии скважина может добывать нефть из двух объектов одновременно, обеспечивая на каждый из объектов свое оптимальное именно для этого объекта воздействие. Таким образом, потери извлекаемых запасов не происходит, а рентабельность процесса повышается за счет уменьшения количества необходимых скважин.

При этом наиболее экономична однолифтовая модификация ОРЭ, когда смешение добываемых из двух объектов флюидов происходит в одной НКТ в скважине. Однако, эта модификация осложняет процесс контроля за разработкой отдельных объектов и, кроме того, неприменима при существенных различиях в физико-химических свойствах пластовых флюидов. Двухлифтовая конструкция позволяет использовать одну скважину для полностью раздельной добычи углеводородов из двух объектов по разным НКТ. Развиваются также технологии одновременно-раздельной закачки.

*9.2 Понятие о системе разработки нефтяных месторождений. Системы разработки по методу разбуривания месторождения в целом. Системы разработки залежей с естественным напором краевых и подошвенных вод.*

Система разработки - это совокупность взаимосвязанных инженерных решений: выделение объектов и установление последовательности их разбуривания и разработки; обоснование методов воздействия на пласты и режимов разработки, т.е. технологии разработки; обоснование сетки, соотношения и геометрии расположения нагнетательных и добывающих скважин; обоснование основных способов контроля и управления процессом разработки.

Процесс разработки месторождения регулируют, изменяя общее число и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, их взаимное расположение на площади, устанавливая различные режимы работы скважин в процессе их эксплуатации.

На практике системы разработки нефтяных месторождений различают по двум наиболее характерным признакам:

- наличию или отсутствию воздействия на пласт;

- по расположению скважин.

По геометрии расположения скважин на площади выделяют системы с равномерной и неравномерной расстановкой скважин.

Для систем с равномерной расстановкой скважин характерно их расположение по правильным геометрическим сеткам, обеспечивающим высокую степень вскрываемости отдельных линз коллекторов: квадратной или треугольной (рис.9.1-9.2). Каждая из них имеет свои преимущества и недостатки. При последовательном сгущении треугольной сетки на каждом этапе число скважин возрастает в 3 раза.



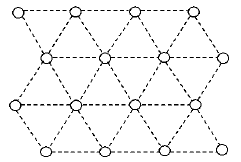
Рис.9.1. Прямоугольная сетка скважин 

Рис.9.2. Треугольная сетка скважин

Квадратная сетка гибкая при сгущении, на каждом этапе число скважин удваивается. Поэтому квадратные сетки нашли более широкое применение на практике.

Для объектов с двумя пластами целесообразно бурение скважин по квадратной сетке, а для объектов с тремя пластами – по треугольной.

Для систем с неравномерным расположением скважин предполагают разработку залежей цепочками или рядами скважин, параллельными контуру нефтеносности или рядам нагнетательных скважин. Расстояния между скважинами в рядах и между рядами неодинаковые.

По методу воздействия различают системы разработки без воздействия и с воздействием на пласт

Системы без воздействия на пласт используют в процессе разработки нефтяных месторождений естественную пластовую энергию. Лучшие результаты достигаются в условиях упруговодонапорного и газонапорного режимов, обеспечивающих высокую степень нефтеизвлечения.

Наиболее распространены в нашей стране системы с воздействием на пласт путем закачки в него воды.

Каждую систему разработки можно характеризовать пятью основными параметрами, величина которых обосновывается в процессе составления технологической схемы разработки месторождения:

1.Фонд скважин - общее число скважин всех категорий, пробуренных на эксплуатационном объекте. Эксплуатационный фонд скважин- общее число нагнетательных, добывающих и находящихся в освоении скважин, предназначенных для осуществления процесса разработки месторождения. Эксплуатационный фонд скважин подразделяется на основной и резервный.

Под основным фондом понимают число скважин, необходимое для реализации запроектированной системы разработки.

Резервный фонд планируют с целью вовлечения в разработку выявленных во время исследований отдельных линз коллектора и для повышения эффективности системы воздействия на пласт. Число скважин этого фонда зависит от неоднородности строения пласта, его прерывистости, особенностей применяемой технологии извлечения нефти из недр.

Наряду с основным, выделяются контрольные, оценочные, специальные скважины и скважины-дублеры.

К контрольным относятся наблюдательные и пьезометрические скважины.

Наблюдательные скважины предназначаются для периодического наблюдения за изменением положения водонефтяного и газонефтяного контактов в процессе разработки.

Пьезометрические скважины предназначены для систематического измерения пластового давления в законтурной зоне и в продуктивной части пласта.

Оценочные скважины бурятся с целью уточнения параметров и режимов работы пластов, выявления и уточнения границ продуктивных пластов, оценки выработки запасов нефти на отдельных участках залежи.

Специальные скважины предназначаются для добычи технической воды, сброса промысловых вод, подземного хранения газа, ликвидации открытых фонтанов.

Скважины-дублеры предусматриваются для замены фактически ликвидированных из-за физического износа или по техническим причинам добывающих и нагнетательных скважин.

Кроме вышеперечисленных на балансе нефтегазодобывающих компаний могут числиться законсервированные скважины. К ним относятся скважины, не функционирующие в связи с нецелесообразностью или невозможностью их эксплуатации.

2. Плотность сетки скважин, равный площади нефтеносности, приходящейся на одну скважину Sc, га/ скв. Она равна частному от деления площади нефтеносности на общее число добывающих и нагнетательных скважин основного фонда.

3. Удельные извлекаемые запасы нефти на одну скважину Nс (параметр А.П. Крылова), величина которых учитывается при выборе плотности сетки скважин. Минимальное значение этого параметра должно быть достаточной для рентабельной эксплуатации скважин за весь период разработки.

4. Соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин, от величины которого зависит интенсивность системы разработки. В пятирядных системах он равен 5, в пятиточечных площадных системах- 1

5. Соотношение числа резервного и основного фонда скважин. При составлении проектов разработки основной фонд скважин размещается на карте расположения скважин, а резервный фонд - нет, определяется только число их и закладывается в технико-экономические расчеты. Число резервных скважин может достигать до 25 % от основного фонда скважин.

**Системы разработки по методу разбуривания месторождения в целом**

Существуют две системы разработки многопластового нефтяного месторождения: а) система сверху вниз, при которой каждый нижележа­щий пласт разрабатывается после разработки вышележащего (рис.9.3, а); б) система снизу вверх, при которой нефтеносные пласты вводятся в работку в порядке последовательности их залегания, начиная с нижнего, причем вышележащие пласты могут вводиться в разработку до окончания разработки нижележащих (рис.9.3,б).

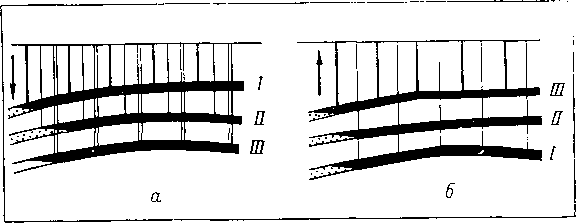


Рис.9.3. Схема разработки: а − по системе сверху вниз; б −по системе снизу вверх.

Система разработки сверху вниз являлась основным методом разработки в первый период развития нефтяной промышленности, когда бурение скважин осуществлялось ударным способом и эксплуатация скважин − желонкой.

При этой отсталой технике скважины крепили одновременно с буре­нием, причем выход из башмака предыдущей колонны равнялся 70 − 80 м, а часто 40 − 45 м. Для обеспечения нормальной эксплуатации скважин желонкой необходимо было иметь диаметр колонны не меньше 273 − 325 мм. Все это заставляло затрачивать на бурение скважин значительное количество колонн и начинать бурение долотом с очень большим диа­метром. Изоляция притока осуществлялась несовершенным способом — задавкой башмака колонны в глину или цементированием башмака.

При встрече высокопродуктивного пласта скважина начинала фонта­нировать и дальнейшее бурение ее оказывалось невозможным. Поэтому открытый пласт приходилось вводить в разработку. В течение эксплуата­ции давление в пласте снижалось, разность давлений водоносных пластов и нефтяного пласта возрастала. Несовершенство тампонажа скважин приводило к прорыву верхних вод. Все это, в конечном счете вынуждало прекратить эксплуатацию пласта и переходить на разработку нового, нижележащего пласта.

С внедрением вращательного бурения система разработки сверху вниз стала являться препятствием для разработки нефтяного месторожде­ния. При пересечении эксплуатирующихся и разработанных пластов со сниженным давлением в бурящихся скважинах происходили потеря циркуляции и глинизация эксплуатируемых скважин, находящихся поблизости от бурящихся. Это сильно сокращало область применения системы разработки сверху вниз.

В настоящее время система разработки сверху вниз применяется только при разработке неглубоко залегающих нефтеносных пластов, когда они характеризуются слабой проницаемостью и когда при прохождении их последующими скважинами на нижележащие пласты можно ожидать, что даже при сильном понижении пластового давления не будет погло­щения глинистого раствора. Сама пачка верхних пластов должна разрабатываться по системе снизу вверх.

Система разработки снизу вверх

Система разработки снизу вверх стала широко применяться после 1930 г. По этой системе разработку начинают с нижнего, так называемого опор­ного горизонта (базисного объекта).

Опорный горизонт должен: а) залегать на глубине, доступной для массового бурения эксплуатационных скважин при современном уровне развития техники; б) обладать высокой продуктивностью и сортностью нефти; в) иметь достаточно хорошо разведанную значительную площадь, т. е. быть вполне подготовленным к разработке. Желательно, чтобы опор­ный горизонт не имел подошвенной воды.

Вышележащие нефтеносные пласты по значимости разделяются на: а) нефтеносные пласты, которые являются объектами самостоятель­ной разработки, т. е. разбуриваются самостоятельной сеткой скважин. Эти пласты выбираются по принципу высокой продуктивности, причем они должны обладать хорошо выраженным напорным режимом или экс­плуатироваться с поддержанием пластового давления. Их можно разраба­тывать одновременно с опорным горизонтом, но при условии разбуривания их быстрыми темпами (рис.9.3, б, пласт III);

б) нефтеносные пласты, являющиеся объектами возврата; к ним относятся лишь малодебитные пласты. Разработка их осуществляется возвратом скважин после истощения или обводнения нижележащих пластов (рис.9.3, б, пласт II).

Система разработки снизу вверх обладает рядом преимуществ по сравнению с системой разработки сверху вниз.

При разработке опорного горизонта эксплуатационные скважины прорезают все вышележащие нефтеносные пласты, причем имеется воз­можность полного их изучения путем отбора грунтов и при помощи гео­физических методов. В процессе разбуривания опорного горизонта де­тально освещаются все технические особенности месторождения и одно­временно осуществляется подготовка к разработке всех вышележащих пластов. Благодаря этому сильно сокращается число разведочных скважин на месторождении.

Эксплуатационные скважины, не получившие нефти на опорном горизонте, могут быть возвращены на вышележащие пласты, особенно если контуры нефтеносности расширяются в верхних пластах. Бурящиеся скважины вскрывают еще не разработанные верхние пласты, что исклю­чает возможность взаимной глинизации скважин.

Особым преимуществом системы разработки снизу вверх является возможность одновременной эксплуатации всех объектов самостоятельной разработки, благодаря чему значительно ускоряются темпы освоения нефтяных месторождений

**Системы разработки залежей с естественным напором краевых и подошвенных вод.**

Разработка пластовых нефтяных залежей

При разработке с использованием естественного напора краевых вод эксплуатационные скважины располагают на нефтяной залежи так, чтобы фронту продвигающейся краевой воды противостоял фронт эксплуата­ционных скважин. Для этого скважины размещают рядами параллельно контуру воды (рис.9.4.).

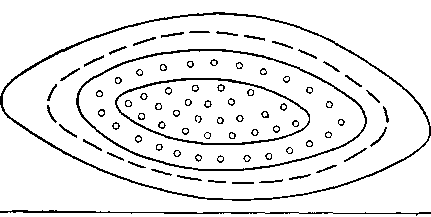


Рис.9.4. Система разработки с использованием естественного напора краевых вод

Как показывают гидродинамические расчеты и опыт разработки, даже в наиболее благоприятных условиях в эффективной эксплуатации одновременно могут находиться не более четырех рядов скважин, причем для обеспечения более высокой добычи нефти ряды эксплуатационных скважин обычно размещают в пределах полного нефтенасыщения пласта по вертикали.

На тех залежах нефти, где размещается более четырех рядов, по мере обводнения наружных рядов скважин рекомендовалось выключать их из эксплуатации, а взамен вводить новые внутренние ряды. Однако в связи с тем, что при задержке разбуривания внутренних рядов снижается теми отбора нефти от запасов, в настоящее время на этих залежах применяют более интенсивные системы разработки с внутриконтурным заводнением.

Лишь в редких случаях, при чистом водонапорном режиме, т. е. при пополнении пласта водой за счет естественного питания его на выхо­дах, сохраняется эффективный напор краевых вод до конца разработки залежи. При упруго-водонапорном режиме процесс разработки более сложен.

Согласно теории упруго-водонапорного режима изменение давления в пласте Δр в зависимости от величины отбора жидкости Q и времени эксплуатации t можно выразить следующим приближенным урав­нением:

, (9.1)

где: Δр − перепад (депрессия) давления между давлением на контуре питания и давлением на разрабатываемой площади, кгс/см2;

Q − текущая добыча жидкости из пласта в см3/с;

k − коэф­фициент проницаемости в сПз;

χ − коэффициент пьезопроводности пласта в см2/с;

t — время, прошедшее с начала эксплуатации, в с;

*R*с — радиус разрабатываемой площади, т. е. площади, на которой расположены ­экс­плуатационные скважины, в см.

Из уравнения (9.1) следует, что с увеличением времени эксплуатации t происходит рост депрессии давления Δр. Но так как время входит в формулу под знаком логарифма, то это приводит к следующему, очень характерному для упруго-водонапорного режима явлению.

На рис.9.5 показано изменение суммарной добычи жидкости из пласта в зависимости от текущей добычи Q при одной и той же конеч­ной величине снижения давления в пласте Δр. На рис.9.5 видно, что при уменьшении текущей добычи Q значительно возрастает время экс­плуатации до момента снижения динамического пластового давления до заданного уровня. При этом рост времени происходит неравномерно и значительно резче, чем снижение текущей добычи. Так, при снижении текущей добычи на 23% время возрастает в 2 раза, а при снижении теку­щей добычи в 2 раза время возрастает в 10 раз.

Так как время возрастает в гораздо более быстром темпе, чем сни­жается текущая добыча нефти, это приводит к росту суммарной добычи жидкости при одной и той же конечной величине снижения динамического пластового давления и, в частности, при снижении текущей добычи нефти в 2 раза суммарная добыча возрастает в 5 раз.

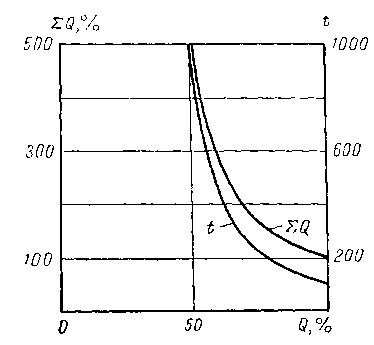


Рис.9.5. Изменение суммарной добычи жидкости из пласта в зависимости от текущей добычи

Как следует из уравнения (9.1), величина депрессии давления Δр зависит от величин *μ*, k, χ: и Rс, причем с увеличением вязкости нефти и пьезопроводности пласта величина *Δр* возрастает, а с увеличением проницаемости и величины разрабатываемой площади Rc, наоборот, снижается. Следовательно, эффективная разработка пластовых нефтяных залежей с использованием естественного напора краевых вод возможна для пла­стов, характеризующихся хорошей проницаемостью, низкой вязкостью нефти в пластовых условиях и пьезопроводностью пласта.

До недавнего времени считалось, что во избежание перехода упруго-водонапорного режима в менее эффективный режим растворенного газа нельзя снижать давление на разрабатываемой площади ниже давления насыщения. При этом условии при разработке пласта в условиях упруго­-водонапорного режима наступает мо­мент, когда падение давления на разрабатываемой площади должно быть приостановлено. Чтобы выполнить это условие, необходимо при понижении динамического пластового давления до давления насыщения постепенно уменьшать добычу жидкости из пласта.

Таким образом, разработка неф­тяных залежей с использованием есте­ственного напора контурных вод ха­рактеризуется сравнительно непродол­жительным временем постоянной до­бычи нефти, после чего она начинает снижаться.

В настоящее время в результате лабораторных опытов и экспериментов, при­веденных в промысловых условиях, установлено, что при разработке неф­тяных залежей допустимо умеренное снижение динамического пластового давления ниже давления насыщения, если в конечном итоге нефть будет вымыта из пласта водой. При этом условии нефтеотдача не только не уменьшается, а даже несколько возра­стает за счет образования, так называемого запечатанного газа.

Обоснование возможности снижения динамического давления ниже давления насыщения значительно увеличивает возможность осуществле­ния разработки пластовых нефтяных залежей с использованием есте­ственного напора краевых вод.

Из уравнения (9.1) вытекает, что увеличение перепада давле­ния Δр позволяет пропорционально повысить текущую добычу. В тех случаях, когда не удавалось эффективно извлечь запасы нефти при сни­жении пластового давления до давления насыщения, увеличение перепада давления позволяло при сохранении уровня добычи нефти значительно увеличить суммарную добычу нефти, т. е. увеличить отбор запасов нефти.

Таким образом, возможность снижения динамического пластового давления ниже давления насыщения расширяет возможность эффектив­ного отбора запасов нефти с использованием естественного напора кра­евых вод в большем количестве случаев.

Для того чтобы извлечь большие запасы нефти из нефтяных залежей, необходимо использовать огромный запас упругой энергии, заключенной в пластовой жидкости и породе пласта. Расчеты показывают, что за счет упругой энергии, заключенной непосредственно в нефтяной залежи, можно извлечь лишь очень незначительную часть запасов нефти. Извле­чение нефти происходит в основном за счет использования упругой энер­гии, заключенной в окружающей водоносной части пласта. При этом в процесс вовлекаются части пласта, расположенные на очень больших расстояниях от месторождения (обычно радиус образующейся в пласте воронки депрессии давления вокруг месторождения измеряется десят­ками километров). Поэтому правильно разрешить этот вопрос можно лишь на основании изучения размеров водного бассейна, к которому приурочена нефтяная залежь, запаса упругой энергии пласта и возможной скорости перераспределения давления.

На практике более надежным способом (ввиду сложности изучения перечисленных исходных данных для учета влияния законтурной области) является анализ изменения пластового давления при отборе нефти из залежи. Фактическое снижение пластового давления в залежи сопоста­вляется с понижением пластового давления, определенным по теорети­ческим формулам, учитывающим действие упругих сил пласта. На осно­вании этого сопоставления определяется так называемый коэффициент Z, представляющий отношение фактической депрессии давления (измеренной от начального пластового давления) к депрессии, вычисленной путем расчетов. Полученный коэффициент Z вводится в дальнейшие теорети­ческие расчеты, с помощью которых уточняется вопрос, могут ли быть извлечены запасы нефти и при каком уровне добычи нефти, необходимо ли поддержание пластового давления, а если необходимо, то с какого момента.

Коэффициент Z может быть теоретически и больше и меньше единицы. Обычно на практике значение коэффициента больше единицы (от 1,3 до 13). Повышенное значение коэффициента Z вызывается следующими обстоятельствами. При теоретических расчетах пласт принимается одно­родным и бесконечным. Практически пласт является неоднородным и ко­нечным. Уменьшение средней мощности пласта, особенно выклинивание его на отдельных участках, ухудшение проницаемости коллекторов пони­жают запас упругой энергии в законтурной области пласта и скорость перераспределения давления по сравнению с теоретическими расчетами. Увеличение мощности пласта п улучшение проницаемости коллекторов в законтурной области могут привести к более медленному темпу пониже­ния давления в нефтяной залежи. Более медленному темпу снижения давления может способствовать также наличие гидродинамической связи разрабатываемого пласта с соседними выше- или нижезалегающими пластами.

Таким образом, коэффициент Z отображает изменение указанных выше свойств пласта в законтурной его части. Однако для того, чтобы выяснить эти свойства на большой площади пласта с целью не ошибиться в прогнозе изменения давления в течение всего срока разработки, необ­ходимо определять коэффициент Z, когда область пониженного давления распространилась уже на достаточно большое расстояние от залежи нефти. Для этого необходимо располагать данными за довольно длитель­ный срок опытной эксплуатации залежи, причем добыча нефти должна достигнуть значительных размеров.

Разработка массивных нефтяных залежей, подстилаемых на всей площади подошвенной водой

Характерной особенностью разработки массивных нефтяных залежей, подстилаемых на всей площади подошвенной водой, является постепенное внедрение пластовых вод в нефтяную залежь. Но в отличие от пластовых нефтяных залежей, окруженных краевыми водами, где наблюдается преимущественно движение краевых вод в горизонтальном направлении, в массивных нефтяных залежах, подстилаемых подошвенной водой, проис­ходит преимущественно вертикальное движение подошвенных вод. Вер­тикальное движение подошвенных вод наблюдается и в пластовых нефтя­ных залежах в конечной стадии разработки, когда ВНК поднимается выше подошвы пласта по всей залежи.

Выработку запасов нефти массивных залежей производят последова­тельно, начиная с подошвенной части залежи. При этом непосредственно в районе расположения скважин вследствие своеобразия линии токов образуются конусы воды. Обводнение всех скважин происходит посте­пенно, причем в них последовательно обводняются части разреза снизу вверх.

Однако, несмотря на то, что вытеснение нефти происходит подошвен­ной водой, она не является основной движущей силой, так как запас упругой энергии, заключенной непосредственно в ней, очень мал и далеко не достаточен для извлечения запасов нефти из залежи.

Выработка запасов нефти при разработке массивных залежей, как и пластовых, в основном осуществляется под действием напора краевых вод. Поэтому все изложенное выше об особенностях проявления упругих сил при разработке пластовых залежей нефти, окруженных краевыми водами, остается справедливым и в условиях разработки массивных залежей.

Отличие заключается лишь в том, что при разработке массивных залежей нефти в скважинах вскрывается, как правило, не весь разрез, а только нефтенасыщенная его часть и то не полностью. В результате своеобразия образующихся при этом линий тока непосредственно в неф­тяной залежи жидкость движется преимущественно в вертикальном направлении, тогда как в подошвенной части пласта вода движется в гори­зонтальном направлении.

Так как на площади нефтяной залежи не весь разрез нефтенасыщен, то это обусловливает лучшее соотношение между запасом упругой энергии и запасом нефти. На практике это улучшение соотношения выражается в уменьшении величины поправочного коэффициента Z, причем чем мень­шая часть разреза пласта нефтенасыщена, тем меньше оказывается коэф­фициент Z, а чем меньше величина Z, тем большая часть запасов нефти может быть эффективно извлечена за счет упругой энергии пласта.

Таким образом, основная характерная особенность массивных нефтяных залежей – неполная нефтенасыщенность разреза – улучшает условия разработки этих залежей под действием естественного напора краевых вод.

В условиях вытеснения нефти подошвенной водой, которая движется в вертикальном направлении, целесообразно равномерное размещение скважин на площади нефтяной залежи.

При разработке нефтяных месторождений для поддержания пластового давления, в основном, в пласт закачивают воду. Многообразие геологических условий месторождений привело к необходимости создания различных модификаций систем заводнения. Разновидности систем заводнения были рассмотрены в теме №6.

*9.3 Схематизация формы залежи. Схе­матизация контуров нефтеносности. Схемы размещения добывающих и нагнетательных скважин.*

При предварительных подсчетах, для получения показателей разработки при том или ином варианте разработки осредняют геолого-физические данные и упрощают геометрию пласта.

Для гидродинамических расчетов любая конфигурация залежи должна быть приведена к более правильной геометрической форме. Вытянутая овальная залежь, имеющая соотношение короткой и длиной осей a:b<1:3 в расчетах заменяется равновеликой по площади полосой. На полосе ряды эксплуатационных скважин параллельны (рис.9.6)



Рис.9.6. Схематизация вытянутой овальной залежи

На схеме и на залежи должно быть одинаковое число скважин и рядов. Расстояние между рядами и скважинами на схеме обычно несколько занижены по сравнению с расстояниями на залежи. Определяемые дебиты скважин будут также занижены, так как чем ближе эквиваленты друг к другу, тем больше степень их взаимодействия.

Овальная залежь, имеющая соотношение осей 1:3 < a : b < 1:2, должна быть в расчетах заменена равновеликим по площади кругом (рис.9.7), имеющим тот же периметр контура нефтеносности, что и на карте.

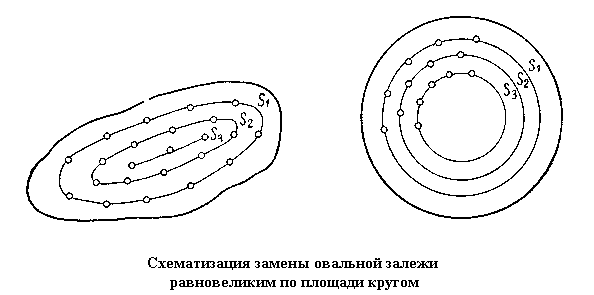


Рис.9.7. Схематизация замены овальной залежи равновеликим по площади кругом

Ряды скважин и скважины также, размещают на карте реальной нефтяной залежи. На схеме ряды скважин размещаются концентрическими окружностями. Площадь между начальным контуром нефтеносности и первым рядом скважин, а также площади между последующими рядами на карте залежи и на схеме должны быть одинаковыми. Таким образом, последний ряд скважин, расположенный по оси структуры, на схеме будет представлен окружностью, внутри которой пласт отсутствует. Тогда запасы реальной залежи и круга будут, с определенной степенью достоверности, равными.

На схеме и на карте должно быть одинаковое число рядов и скважин. Дебиты на первых этапах разработки будут несколько занижены по сравнению с реальными, а на последних - завышены, но в среднем они не очень откланяются от фактических данных.

Залежь, имеющую соотношение осей а : b ≈ 1, можно схематично заменить равновеликим по площади кругом при сохранении числа скважин.

Залежь, имеющую одностороннее ограничение притока, можно схематизировать полосой с односторонней областью питания.

Залежь заливообразную (зональную) можно рассматривать как сектор круга.

Максимальное расхождение суммарных расчетных и реальных дебитов не превышает 5-7%. При сложной конфигурации залежи для получения более точных данных рекомендуется использовать электродинамическую модель.

Для определения продолжительности работы скважины необходимо следить за перемещением контура нефтеносности. Начало обводнения произойдет при подходе к скважинам внутреннего контура нефтеносности, а полное обводнение скважин - при подходе внешнего контура нефтеносности. В условиях непрерывного пласта нецелесообразно эксплуатировать скважины внешних рядов до полного их обводнения, так как они экранируют передачу пластовой энергии внутренним рядам, находящимся в данное время в чисто нефтяной зоне пласта, а обводненность продукции скважины будет весьма большой. При отключении обводненных скважин дебиты скважин внутренних рядов увеличатся и содержание воды в добываемой продукции уменьшится, а нефть, оставшаяся перед остановленным рядом, можно будет отобрать скважинами последующих рядов. Только осевой ряд или центральная группа скважин в условиях непрерывного пласта будет работать до максимального обводнения, величину которого устанавливают, исходя из экономических соображений. На рис.9.8. приведен расчетный контур нефтеносности, находящийся между внутренними *аʹ, b*ʹ, *с* ʹ  и внешними *а, b, с к*онтурами.

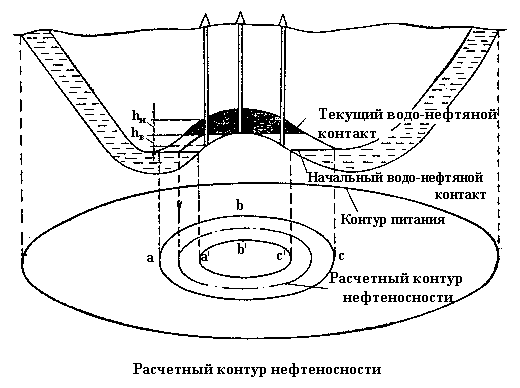


Рис.9.8. Расчетный контур нефтеносности

Местоположение расчетного контура нефтеносности устанавливается путем геометрического построения после определения соотношения мощностей нефтеносной hн и водоносной hв частей пласта в момент остановки скважин внешнего ряда с заданным процентом обводнения:

, (9.2)

где: φн**,** φв - доля нефти и воды в общем дебите скважины, при которых они отключаются (определяются из экономических и геологических соображений);

kв - фазовая проницаемость для воды в зоне замещения нефти водой;

k - проницаемость пласта;

μн - вязкость нефти и воды;

μв- в пластовых условиях.

В условиях непрерывного пласта для определения продолжительности работы рядов скважин достаточно проследить за перемещением расчетного контура. После остановки скважин 1-го ряда внешними работающими становятся скважины второго ряда.

Обычно пласты неоднородны, расчленены и содержат пропластки, не прослеживающиеся по всей залежи.

В условиях неоднородного пласта нефть, не отобранная скважинами остановленного ряда, не будет извлечена из пласта. Для получения наибольшей нефтеотдачи из такого пласта скважины каждого ряда следует эксплуатировать до обводнения, степень которого устанавливают экономическими расчетами.

Наблюдение за перемещением расчетного контура дает лишь ориентировочное представление об обводненности. Точное представление можно получить при наблюдении за движением жидкости по линиям тока и за изменением угла обводнения.

За контур питания в условиях водонапорного режима принимается линия, соответствующая выходам пласта, откуда он пополняется поверхностными водами (см. рис.9.10.), или линия, на которой расположены нагнетательные скважины.

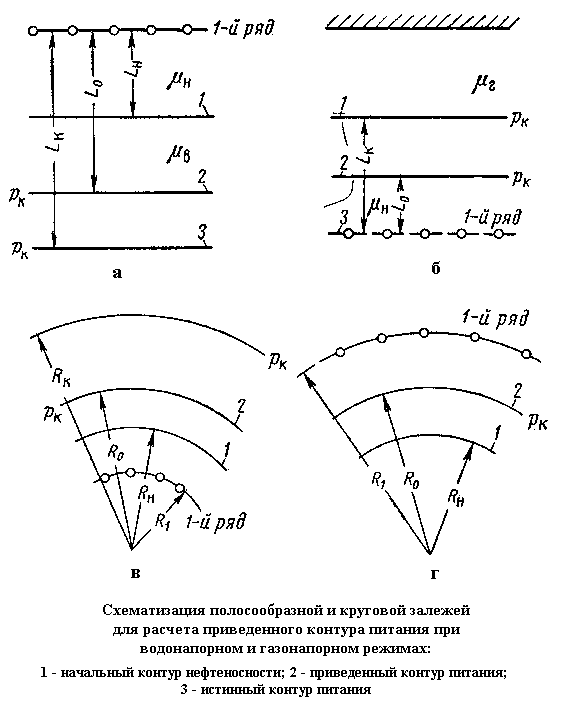


Рис.9.10. Схематизация полосообразной и круговой залежей для расчета приведенного контура питания при водонапорном и газонапорном режимах: 1 – начальный контур нефтеносности; 2 – приведенный контур питания; 3 – истинный контур питания

На естественном или искусственном контуре питания приведенное давление в процессе разработке остается постоянным. В следствии быстрого перераспределения давления в газовой шапке в условиях газонапорного режима за контур питания может быть принят газонефтяной контакт. При питании залежи со всех сторон контур питания с большой степенью точности можно принять круговым, при питании залежи с одной стороны или с двух противоположных сторон - прямолинейным.

Дебит рядов эксплуатационных скважин в процессе разработки будет изменятся даже при сохранении постоянного перепада давлений между контурами питания и скважинами, что является следствием изменения общего сопротивления потоку движущейся жидкости. Дебит скважины в каждый момент времени зависит от текущего положения водо-нефтяного или газо-нефтяного контакта, от соотношения вязкостей вытесняемого и вытесняющего агентов и от изменения проницаемости пласта в зоне замещения нефти вытесняющим агентом.

Если сопротивление в нефтяной зоне больше сопротивления в зоне вытесняющего агента (воды или газа), то при сохранении постоянного перепада давлений дебит увеличивается, так как область, заполненная нефтью, сокращается и общие гидравлические сопротивления потоку уменьшаются. Если сопротивление потоку в нефтяной зоне меньше сопротивления в зоне вытесняющего агента, то дебит вследствие тех же причин будет уменьшаться.

Для определения эффективности рассмотренных вариантов разработки интересно оценить средние дебиты на различных этапах разработки. За этап разработки принимается промежуток времени, в течении которого контур перемещается с начального положения до первого ряда скважин или от ряда обводнившихся выключенных скважин до следующего ряда работающих скважин. Для определения среднего дебита вводится расчетный приведенный контур питания. Определение местоположения приведенного контура питания рассмотрим на примере полосообразной залежи, работающей в условиях водонапорного режима и имеющей односторонний контур питания (рис. 9.10,а).

Суммарный дебит рядов *Q* ( в м3 / сек) для любого момента времени можно определить по формуле :

, (9.3)

где:*В* - длина рядов перпендикулярно к потоку движущейся жидкости, (м)

*h* - мощность пласта, (м)

*k* - проницаемость, (м2)

Рк - давление на контуре области питания, (н/м2)

Рс - среднее давление на линии внешнего ряда во время работы, (н/м2)

*μв*и*μн*- вязкость воды и нефти, (н. cек/м2)

*Lк***-** расстояние от внешнего ряда до контура питания, (м)

*Lн*- расстояние от внешнего ряда до начального положения контура нефтеносности, (м)

*L* - расстояние от внешнего ряда до текущего водо-нефтяного контакта, (м)

Как видно из формулы (9.3), дебит изменяется в зависимости от положения контура нефтеносности. Начальный дебит можно определить из формулы (9.3), если вместо *L* подставить *Lн*, а к моменту подхода контура нефтеносности к внешнему ряду дебит можно подсчитать по той же формуле (9.3), приняв *L*=0.

Истинная скорость перемещения контура нефтеносности *υ*- величина переменная. Значение ее можно определить из уравнения движения жидкости в поровом пространстве

**,(9.4)

где: *П*дин - коэффициент динамической полезной емкости коллектора.

Разделив в уравнении (9.4) переменные, проинтегрируем его, подставив предварительно значение дебита из формулы (9.3)

 (9.5)

Начальному моменту времени соответствует положение контура нефтеносности на расстоянии *L*н  от внешнего ряда, а окончание процесса обводнения (*t*) соответствует подходу к внешнему ряду контура нефтеносности. После интегрирования получим

 (9.6)

Дебит может быть постоянным только при условии, что вязкость нефти и воды одинакова, и при постоянной проницаемости пласта. Предположим, что вязкость всей жидкости равна вязкости нефти*μн*и проницаемость пласта *k*постоянна. Подсчитаем средний дебит *Qср* , условно приняв, что контур питания с тем же давлением*Р*к находится на расстоянии *L*0 от внешнего ряда:

**** (9.7)

Продолжительность перемещения контура нефтеносности от начального положения *L*н до ряда можно определить объемным методом, так как скорость остается постоянной и не зависит от изменения гидравлических сопротивлений в процессе разработки:

, (9.8)

В реальных условиях при переменном дебите с учетом различия гидравлических сопротивлений и при среднем постоянном дебите без учета этого различия продолжительность этапов разработке должна быть одинаковой. Поэтому значения времени *t*, определенные по формулам (9.6) и (9.8), должны совпадать. Приравняв правые части уравнений (9.6) и (9.8), определим *L*0 , величина которого соответствует расстоянию от внешнего ряда до приведенного контура питания:

 (9.9)

Таким образом, приведенным контурам питания называется расчетный контур , по которому можно определить средний дебит рядов скважин и среднюю скорость перемещения контура нефтеносности на каждом этапе разработки в предположении, что вязкости нефти и воды (газа) одинаковы и проницаемость пласта постоянна. При этом для продолжительности этапов разработки получим те же значения, что и в реальных условиях. При расчетах давление на приведенном контуре питания условно принимают равным давлению на истинном контуре питания.

Рассуждая аналогично, можно найти выражение для приведенного контура питания круговой залежи, работающей водонапорном режиме (см.рис.9.10,в). С учетом геометрии пласта радиус с приведенного контура питания можно определить из выражения:

, (9.10)

где: R0 - радиус приведенного контура питания;

Rн - радиус начального контура нефтеносности;

R1 - радиус первого эксплуатационного ряда;

Rк - радиус контура области питания (естественного или искусственного, созданного нагнетательными скважинами).

В случае газонапорного режима формулы для приведенного контура питания будут иметь такой же вид, как и в случае водонапорного, только вместо вязкости воды *μв* как вытесняющего агента следует подставлять вязкость газа *μг* . Кроме того, для газонапорного режима формулы (9.9) и (9.10) можно значительно упростить. Так как μг << μ н , с высокой степенью точности можно принять μг/μ н = 0. Приведенные контуры питания для полосообразной и круговой залежей при газонапорном режиме показаны на рис.9.10, б, г.

Следует отметить, что при газонапорном режиме давление в газовой шапке, являющейся областью питания, может изменяться. Если газ не закачивают, оно снижается, если газ закачивают под давлением, превышающим первоначальное, - повышается. Тогда приведенный контур питания следует несколько раз изменять в течении каждого этапа разработки в соответствии с изменением давления в газовой шапке.

Расстояние до приведенного контура питания следует определять для каждого этапа разработки после выключения ряда скважин вследствие обводнения или загазовывания их. Так, для второго этапа разработки в полосообразной залежи расстояние до приведенного контура питания также можно определить по формуле (9.9) , подразумевая под *Lк* расстояние от второго ряда до контура питания , а под *Lн -* расстояние между вторым и первым рядами, на котором к началу второго этапа находится контур нефтеносности. Для определения *R0*на втором этапе разработки в круговой залежи в формулу (9.10) вместо *Rн*  следует подставить *R1*, а вместо *R1*- радиус второго эксплуатационного ряда.

*9.4 Характеристика основных технологических показателей разработки. Характеристика основных экономических показателей разработки*

При составлении проектов и технологических схем разработки на основе выбранной системы разработки по каждому рассматриваемому варианту определяются технологические и экономические показатели. Данные показатели тесно связанны между собой и их совокупность носит название технико-экономические.

* 1. **Месячная и годовая добыча нефти** Qмн, Qгн - основной показатель, суммарный по всем добывающим скважинам данного объекта соответственно за месяц и за год. Эти показатели определяются суммированием добытой нефти из всех добывающих скважин за соответствующий период. Характер изменения во времени этих показателей зависит от свойств пласта и насыщающих его нефти, от систем и технологии разработки (рис.9.11.)

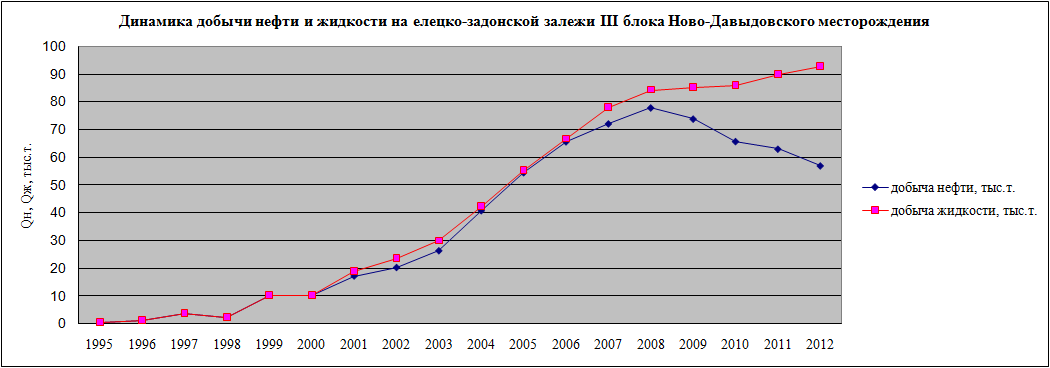


Рис.9.11. Динамика добычи жидкости и нефти по годам

2. **Месячная и годовая добыча жидкости** Qмж, Qгж - суммарная добыча нефти и воды соответственно за месяц и за год. В начальный период разработки из залежи добывают безводную нефть. На месторождениях, разрабатываемых путем закачки воды, в дальнейшем скважины постепенно начинают обводняться. С этого момента времени добыча жидкости превышает добычу нефти (рис.9.11.)

3. **Добыча газа**. Этот показатель зависит от содержания растворенного газа в пластовой нефти, подвижности его относительно подвижности нефти в пласте и наличия газовой шапки. При разработке месторождения с поддержанием пластового давления выше давления насыщения газовый фактор остается неизменным и поэтому объем добываемого газа можно определять как произведение объема добытой нефти на величину пластового газового фактора. Если же в процессе разработки пластовое давление будет ниже давления насыщения, то газовый фактор вначале увеличивается, достигает максимума, а затем уменьшается.

4. **Обводненность** добываемой продукции. Она определяется как средний показатель за каждый месяц и за каждый год для каждой добывающей скважины и по залежи в целом. Размерность ее – доли единиц или % (рис.9.12.). 

Рис.9.12. Динамика обводненности по годам

Величина обводненности добываемой продукции численно равна отношению добытой воды к добытой жидкости за соответствующий период:

, (9.11)

Во времени величина обводненности в процессе разработки изменяется от 0 до 100%. Характер обводнения скважин и залежи в целом зависит от многих факторов, прежде всего, от отношения вязкости нефти к вязкости вытесняющей воды  и послойной неоднородности пласта. С увеличением вязкости пластовой нефти и степени неоднородности пласта сокращается период безводной добычи нефти, увеличивается темп роста обводненности добываемой продукции. Обводненность может служить показателем эффективности разработки пласта.

5. **Накопленная** или нарастающая **добыча нефти** Qнакн определяется суммированием годовой добычи нефти из залежи за все предшествующие годы разработки. Она в начальный период разработки интенсивно растет, а по мере обводнения скважин темп роста нарастающей добычи нефти снижается (рис.9.13).



Рис.9.13. Динамика накопленной добычи нефти по годам

6. **Коэффициент извлечения нефти (КИН)**. Часто употребляют термин «коэффициент нефтеотдачи пласта». КИН - это основной показатель, отражающий технологическую эффективность разработки нефтяного месторождения.

7. **Начальные извлекаемые запасы нефти** (НИЗ) относятся к прогнозным показателям. Численное значение НИЗ равно объему нефти, который может быть извлечен из пласта за весь период разработки:

, (9.12)

Наряду с абсолютными технологическими показателями добычи нефти используются следующие относительные, т.е. безразмерные показатели разработки

8. **Темп отбора нефти от НИЗ и текущих извлекаемых запасов** (ТИЗ) определяются как отношение годовой добычи нефти соответственно к НИЗ и ТИЗ, обычно выражается в процентах или в долях единицы:

,  (9.13)

Текущие извлекаемые запасы на конец года вычисляются путем вычитания накопленной добычи нефти к этому времени от НИЗ:

, (9.14)

Темп отбора нефти от НИЗ в начальный период разработки возрастает, затем, достигнув своего максимального значения, постепенно снижается.

9. **Коэффициент использования запасов** нефти определяется как отношение накопленного отбора нефти к НИЗ:

, (9.15)

Коэффициент использования запасов, по существу, это то же самое, что и накопленная добыча нефти. Отличие заключается лишь в том, что Кисп(t) – величина относительная, а накопленная добыча нефти является размерной величиной. При разработке месторождения методом искусственного поддержания пластового давления, кроме вышеназванных, используются следующие показатели

10. **Закачка вытесняющих агентов (воды) годовая и накопленная**. По графикам изменения годовых объемов закачки воды, отбора нефти, обводненности продукции и среднего пластового давления можно оценить эффективность заводнения пластов.

11. **Компенсация отбора жидкости закачкой** определяется как отношение накопленной закачки воды к накопленной добыче нефти в пластовых условиях, %.

12. **Водонефтяной фактор (ВНФ)** определяется как отношение накопленной добычи воды к накопленной добыче нефти. Чтобы достичь одинакового значения КИН, на залежах вязких нефтей требуется закачивать в пласт больше объема воды по сравнению с залежью маловязкой нефти, т.е. один и тот же КИН достигается при различных значениях ВНФ.

Кроме указанных выше технологических показателей разработки применяются следующие показатели:

13. **Действующий фонд** скважин добывающих и нагнетательных скважин.

14. **Средний дебит** одной скважины по нефти и по жидкости за месяц.

15. Месячная, годовая и накопленная добыча нефти из каждой скважины.

16.Распределение **давления** в пласте (карта изобар) – строится по замерам пластового давления в скважинах. Оно характеризует энергетическое состояние разрабатываемого пласта.

17. Давление нагнетания Руст по скважинам

18. Забойное давление Рзаб в добывающих скважинах.

19. Распределение температуры в пласте.

20. Распределение скважин по способам эксплуатации.

К **экономическим показателям** разработки относятся:

• капитальные вложения;

• удельные капитальные вложения на добычу 1 т нефти;

• текущие затраты без учета затрат на амортизацию основных производственных фондов;

• эксплуатационные затраты, включающие затраты на амортизацию основных фондов;

• себестоимость продукции;

• прибыль;

• экономический эффект.

**Капитальные вложения** − затраты на создание новых, реконструкцию и расширение основных производственных фондов (строительство скважин, объектов сбора, подготовки и транспорта продукции, объектов по очистке технологической воды и средств по ее закачке в пласты, электроснабжению, автоматизации производственных процессов добычи и транспорта нефти и др.).

Эти вложения на 60 − 70% определяются стоимостью строительства скважин.

Поэтому приближенно их оценивают по стоимости одной скважины с учетом коэффициента пропорциональности стоимости основных фондов и стоимости всех скважин. В проектах разработки капитальные вложения определяют по затратам на отдельные виды оборудования и затратам на строительно-монтажные работы, а также по нормативам капитальных вложений, принятым в отрасли.

**Удельные капитальные вложения** − отношение накопленных капитальных вложений к годовой добыче нефти. Различают удельные капитальные вложения на 1 т новой мощности, равные частному от деления капитальных вложений за некоторый период времени к расчетной добыче нефти из новых скважин за этот же период времени.

**Текущие затраты** определяются в основном числом скважин и зависят от объема текущей добычи нефти, воды и газа. От уровня добычи зависят затраты энергии на механизированную добычу, транспорт и первичную подготовку нефти. Сюда же входят затраты на эксплуатацию системы воздействия на пласт.

**Эксплуатационные затраты** − сумма затрат на амортизацию основных производственных фондов и текущих затрат.

**Себестоимость добычи нефти** − отношение эксплуатационных затрат к добыче нефти.

**Приведенные затраты** формируются из себестоимости добычи нефти и удельных капитальных вложений в виде:

, (9.16)

где: *S*пр − приведенные затраты, руб/т;

Сн − себестоимость нефти, руб/т;

*Е* − нормативный коэффициент, руб/т;

*K* − удельные капитальные вложения, руб/т.

Для сопоставления вариантов технологических схем разработки используют показатель годового экономического эффекта

, (9.17)

где: *Э* − годовой экономический эффект, руб.;

*S*пр1, *S*пр2 − приведенные затраты на единицу продукции, произведенные по базовой и рассматриваемой схемам и по технологии разработки, руб.;

*A*2 — годовой объем добычи нефти, т.

**Производительность труда** − годовой объем добычи нефти или газа, приходящийся на единицу промышленно-производственного персонала, или стоимость валовой продукции на единицу промышленно-производственного персонала в единицу времени.

**Валовая продукция** нефтегазодобывающего предприятия определяется в денежном выражении произведением отпускной цены на. нефть или газ на количество ее в единицу времени плюс стоимость прочих услуг.

**Прибыль** равна разнице между стоимостью сданной в единицу времени продукции и эксплуатационными затратами.

Используют и другие показатели, характеризующие эффективность деятельности предприятия. Определение комплекса экономических показателей регламентируется соответствующими инструкциями и методическими указаниями, принимаемыми в нефтяной и газовой отрасли.

*9.5 Проведение гидродинамичес­ких расчетов основных показателей разработки*

Гидродинамические расчеты при режиме растворенного газа.

Режим растворенного газа начинается в пласте либо с начала разработки, если начальное пластовое давление равно давле­нию насыщения, либо после исчерпания упругой энергии, если текущее пластовое давление равно давлению насыщения. Плас­товая энергия определяется количеством растворенного газа в единице объема нефти и равномерно распределена по залежи. Поэтому скважины целесообразно размещать по равномерной (квадратной или треугольной) сетке, если не предусматрива­ется замена другим режимом. Расчетная модель представляется однородным по свойствам коллектора и нефти пластом в виде круглого цилиндра с концентричной внутри скважиной. Радиус Rк основания цилиндра рассчитывается из формулы объема цилиндра по удельному нефтенасыщенному объему порового пространства (балансовым запасам) залежи, приходящемуся на одну скважину:

, (9.18)

где: *S3*, *h*, *m* − площадь нефтеносности, эффективная толщина и пористость пород за­лежи;

*Sсв* − водонасыщенность коллектора;

*n* − число скважин.

При этом расстояния между скважинами составят при квадратной сетке; и при треугольной сетке .

В методике расчетов принимается, что относительные проницаемости зависят только от насыщенности пор нефтью, связанная вода относится к скелету породы, эффектами гравитации, сегрегации, первой фазой режима и интерференцией скважин можно пренебречь. Расчеты выполняются по методу последова­тельной смены стационарных состояний для одной скважины, а полученные результаты распространяют на всю залежь.

Для расчета показателей разработки (дебитов, давлений, газового фактора, нефтеотдачи и срока разработки) необходимо предварительно определить зависимость между нефтенасыщенностью sk и давлением рк на непроницаемом контуре расчетной модели. Такая зависимость получена из уравнений материального баланса для нефти и газа и выражается приближенной формулой

, (9.19)

где: Gi – средний газовый фактор в интервале изменения давления на контуре модели от pкi до ркi+1 при среднем давлении

, (9.20)

*s(pкi)* – масса газа в единице объема раствора при давлении на контуре модели *pкi*;

*bн*(*pкi*), *μн*(*pкi*) – объемный коэффициент и абсолютная вязкость нефти при давлении *pкi*;

*sкi*, *sкi+1* - нефтенасыщенность пор при давлениях *pкi* и *pкi+1*;

ρго, ρг(*pкi*) – плотность газа при стандартных условиях и при давлении *pкi* и пластовой температуре *Тпл*;

*μг*(*pкi*) - абсолютная вязкость газа при давлении *pкi*;

 - отношение относительных проницаемостей газа и нефти.

Все эти зависимости свойств нефти и газа, относительных проницаемостей принимают по лабораторным данным применительно к рассматриваемой залежи.

Текущая нефтеотдача при режиме растворенного газа при давлении *pкi*

, (9.21)

где:*V0* и *Vi* – запасы нефти в пласте соответственно в начальный и в текущий моменты;

*V* – объем порового пространства (без связанной воды)

, (9.22)

, (9.23)

Дебит нефти и газа по скважине определяют в соответствии с формулой М.М. Глоговского

, (9.24)

, (9.25)

где: - разность обобщенных функций Христиановича при соответствующих давлениях на контуре и на забое скважины.

Связь между параметрами во времени устанавливают по уравнению материального баланса для нефти, в соответствии с которым разность запасов нефти в пласте равна накопленному отбору нефти:

, (9.26)

где: - нефтенасыщенный объем пор в начальный момент времени.

После дифференцирования уравнения (9.26) и интегрирования получаем срок разработки залежи

, (9.27)

Гидродинамические расчеты при упругом водонапорном режиме

На практике иногда залежь разрабатывается в основном за счет энергии упругости жидкости, окружающей ее. Как правило, это бывает, когда сравни­тельно небольшая нефтяная залежь (или несколько таких залежей) расположена в обширном водонапорном бассейне и за счет упругости пластовой воды этого бассейна и упругого изменения порового объема пород-коллекторов может быть добыта существенная часть нефти. В таких случаях по формулам упруго-водо­напорного режима оценивается необходимость и целесообразность применения искусственного поддержания пластового давления.

При этом режиме, в отличие от жесткого водонапорного, соотношения между дебитами и давлениями на тех или иных контурах зависят не только от фильтра­ционных сопротивлений характерных участков, но и от всей предшествующей данному моменту истории разработки данной залежи, а если в той же водонапор­ной системе имеются и другие залежи, то и от истории разработки этих залежей. Все расчеты в связи с этим значительно усложняются.

Формулы упругого водонапорного режима используют также на начальной стадии разработки для определения изменения пластовых давлений на отдельных участках залежи или забойных давлений в отдельных скважинах, так как в это время процессы еще неустановившиеся.

В это время после пуска каждой скважины (или залежи, рассматриваемой в качестве укрупненной скважины) от нее к границам пласта распространяется воронка депрессии, на внешней границе которой давление сохраняется равным первоначальному пластовому. Когда внешние границы депрессионных воронок от отдельных скважин (или залежей) расширятся настолько, что начнут пере­секаться друг с другом или с внешними границами пласта, начнется их взаимо­действие (интерференция).

Основная характеристика процесса перераспределения давления − пьезопроводность *χ*,зависящая от физических свойств пласта и жидкости:

, (9.28)

Величина  характеризует удельный упругий запас пласта, т. е. количество жидкости, вытекаемой из единицы объема пласта при снижении в нем давления на единицу. Отметим, что в первом приближении в формуле (9.28) все входящие величины приняты постоянными, не зависящими от пластового давления, тогда как в действительности все они в той или иной мере изменяются при изменении давления в пласте и иногда необратимо. В особых случаях это также необходимо учитывать. В таких случаях речь идет о различных более сложных разновидностях упругого режима: упруго-пластичного, пластичного, нелинейно-упругого и т. п.

Рассмотрим основные расчетные формулы для классического − линейно-упругообратимого безгистерезисного режима.

Наиболее простой случай, на основе которого строятся и многие более слож­ные, − точечный источник или сток, пущенный в работу с постоянным дебитом в однородном бесконечном пласте.

Изменение давления *Δр* в момент времени *t* в любой точке пласта, находя­щейся на расстоянии *r* от скважины, пущенной с постоянным дебитом *q* в момент времени *τ*, выразится формулой

, (9.29)

Значения функции *Ei* (интегральный экспоненциал) табулированы во многих справочниках. В связи с этим задача сводится к вычислению аргу­мента, нахождению по таблицам соответствующего значения функции и опре­делению перепада давления по формуле (9.29). При небольших значениях аргу­мента формулу (9.29) можно заменить более простой

, (9.30)

Изменение давления в скважине после пуска можно подсчитать по формуле (9.30), приняв *r = rс,* где *rс* − приведенный радиус скважины, учитывающий ее гидродинамическое несовершенство как по характеру, так и по степени вскрытия. Приведенные формулы, полученные для бесконечных пластов, с достаточной для практических целей точностью можно использовать и для ограниченных пластов. Критерий их применимости − параметр Фурье Fo:

, (9.31)

где: *Rк* − радиус контура питания или внешней границы пласта (характеризу­ющий размеры пласта).

Если в пласте эксплуатируется не одна скважина (или залежь, рассматрива­емая как одна укрупненная скважина), а несколько, то изменения давления, вызванные работой каждой отдельной скважины (залежи), алгебраически сумми­руются. Этим путем учитывается их взаимодействие (интерференция).

Расчет показателей разработки с использованием метода эквивалентных фильтрационных сопротивлений

Метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений −основной аналитический метод определения количественной связи между дебитами скважин и давлениями на их забоях и на контуре питания пласта (нагнетания воды) в условиях жесткого водонапорного режима. Сущность метода состоит в замене пол­ного фильтрационного сопротивления реального потока жидко­стей сложной конфигурации несколькими эквивалентными (равнозначными) последовательными или параллельными фильтрационными сопротивлениями простейших (прямолинейно-параллельных, плоскорадиальных) потоков. Понятно, что такая замена вносит определенную погрешность в результаты рас­чета, которая, однако, допустима при недостаточной точности исходной геолого-промысловой информации.

Из подземной гидрогазодинамики известен принцип электродинамической аналогии (ЭГДА), согласно которому сила тока *I* соответствует расходу жидкости (дебиту *Q*), разность напряжений *U* разности давлений (депрессии Δ*p*), электрическое сопротивление проводника *Rэл* фильтрационному сопротивлению пласта *Rф*. Принцип ЭГДА легко доказывается из анализа формул Дарси или Дюпюи и закона Ома:

, (9.32)

, (9.33)

где: *k* – проницаемость пласта;

*Sп*, *L* – площадь поперечного сечения и длина полосообразного пласта;

*μ* – динамическая вязкость жидкости;

*h*, *Rк* – толщина и радиус контура кругового пласта;

*rс* – радиус скважины;

*Δр* – депрессия давления;

- фильтрационное сопротивление в полособразном пласте;

 - фильтрационное сопротивление в круговом пласте.

Дебит одной скважины в прямолинейном бесконечном ряду при установившемся притоке однородной несжимаемой жидкости можно записать

 (9.34)

где: ; 

Первое слагаемое *Ω* в знаменателе, как нетрудно заметить из сопоставления с формулой закона Дарси, равно фильтраци­онному сопротивлению в полосообразном пласте на участке дли­ной L от контура пласта до галереи, расположенной на линии ряда («галеризация» ряда). Площадь поперечного сечения пла­ста, приходящегося на данную скважину из ряда, равна произ­ведению толщины пласта h на ширину 2σ, равную расстоянию между скважинами.

Второе слагаемое *ω* равно фильтрационному сопротивлению в круговом пласте с радиусом контура σ/π. Таким образом, сложный фильтрационный поток можно разбить на два про­стейших: прямолинейнопараллельный поток от контура пласта до галереи, расположенной на линии ряда скважин; плоскора­диальный поток внутри галереи в круговом пласте с длиной контура . Величину *Ω* принято называть внешним фильтрационным сопротивлением (на внешнем пути от контура до галереи), а со − внутренним фильтрационным сопро­тивлением (внутри галереи), которое учитывает увеличение со­противления притоку жидкости в скважину по сравнению с га­лереей длиной 2σ. Сумма сопротивлений указывает на их после­довательное соединение.

Аналогично для кругового пласта дебит одной скважины в концентричном круговом ряду

, (9.35)

где:  - число скважин в ряду;

*R1* – радиус линии размещения кругового ряда скважин.

Первое слагаемое *Ω* в знаменателе представляет собой внеш­нее фильтрационное сопротивление части кругового пласта (сек­тора с углом 2σ/R1 радиан) от контура до круговой галереи дли­ной 2σ и радиусом R1 а второе слагаемое ω − внутреннее филь­трационное сопротивление притоку к скважине внутри галереи в круговом пласте с длиной контура . В данном случае сложны)й поток к одной скважине в круговом ряду можно разбить на плоскорадиальный поток от контура до круговой галереи и плоскорадиальный поток к скважине внутри галереи.

Дебиты соответственно прямолинейного и кругового рядов

, (9.36)

, (9.37)

Отсюда следует, что приток ко всем скважинам можно рассматривать как параллельное соединение проводников с одинаковыми сопротивлениями (Ω + ω). Таким образом, фильтрационный поток к скважинам можно представлять эквивалентной схемой электрических сопротивлений и для расчета использо­вать законы Ома и Кирхгофа (первый или второй закон), под­разумевая в соответствии с принципом ЭГДА под силой тока, разностью напряжений и электрическими сопротивлениями их аналоги − расход жидкости, перепад давлений, фильтрационные сопротивления.

Применительно к многорядной системе скважин пласт также представляется простой геометрической формой − прямолиней­ной или круговой. Реальный поток между скважинами соседних рядов заменяется фильтрацией между «проницаемыми» гале­реями с внутренними фильтрационными сопротивлениями сква­жин внутри галерей, дополняющими внешние фильтрационные сопротивления между галереями. Тогда представляя фильтра­ционную схему пласта эквивалентной ей электрической схемой сопротивлений и применяя к последней законы Ома и Кирх­гофа, составляют уравнения интерференции рядов скважин для расчета дебитов или забойных давлений. Составим эти уравне­ния для кольцевого (кругового) однородного по проницаемости и толщине пласта с круговыми концентричными рядами сква­жин (рис.9.14.). Для этого используем второй закон Кирхгофа, согласно которому на основе ЭГДА перепад давления между двумя точками схемы равен сумме произведений дебита жидко­сти в пределах участка на фильтрационное сопротивление этого участка.

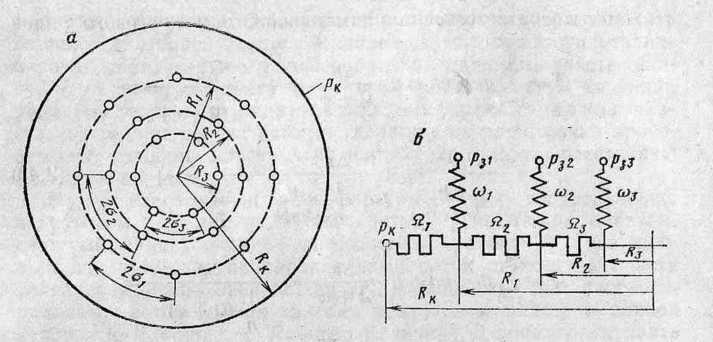


Рис.9.14. Схема кругового пласта (а) и эквивалентная схема сопротивлений (б)

Получим систему уравнений интерференции (взаимодействия) рядов скважин:

, (9.38)

где: *Р*к – давление на контуре питания пласта;

*Р3i* – забойные давления скважин *i*-го ряда;

*Qi* – дебит всех скважин *i*-го ряда;

- внутреннее фильтрационное сопротивление, одинаковое для круговых и полосообразных пластов;

 - внешнее фильтрационное сопротивление *i* – го ряда;

*rci*, *ni*, *σi* – радиус и число скважин, половина расстояния между скважинами *i*-го ряда;

*R*i – радиус *i*-го ряда скважин.

Залежь можно схематизировать сектором, тогда у выраже­ния ωi и Ωi, вместо 2π необходимо подставить величину угла сек­тора в радианах. Число уравнений в системе должно равняться числу рядов скважин. Аналогичные уравнения интерференции составляется для полосообразной залежи, только внешнее фильтрационное сопротивление и расстояние между скважи­нами соответственно равны:

; 

где: *Sп* – ширина залежи;

*Li* – расстояние между соседними рядами или между контуром питания и первым рядом.

Обобщенное уравнение интерференции рядов скважин в многорядных системах для полосообразной и круговой залежей на основе системы (9.38) можно записать:

, (9.39)

где: *j*, *N* – соответственно число рядов, предшествующее *i*-му ряду и общее число одновременно работающих рядов.

Уравнения интерференции еще составляют путем обхода схемы сопротивлений от *Рзj-1* до *Pзj*, тогда

, (9.40)

При проектировании задача решается применительно к од­ному из следующих граничных условий: а) заданы забойные давления; б) заданы дебиты скважин; в) в одних рядах заданы забойные давления, а в других − дебиты скважин. Тогда опре­деляют соответствующие величины: дебиты, забойные давления или дебиты и забойные давления. Обычно задают забойные дав­ления, исходя из технологических и технических условий (мини­мальное забойное давление фонтанирования скважин, допусти­мая степень снижения забойного давления ниже давления насыщения и др.). Тогда из системы уравнений типа (9.38) опре­делят дебиты рядов скважин Qi суммарный отбор из залежи ,дебиты скважин в рядах .

Следует отметить, что найденные таким образом дебиты постоянны во времени. Тогда общий срок разработки можно найти делением величины извлекаемых запасов нефти на суммарный отбор. Накопленную добычу нефти на любой момент времени легко рассчитать умножением дебита на продолжительность времени. Текущая нефтеотдача определится отношением теку­щей накопленной добычи к балансовым запасам.

Анализ результатов расчета по уравнениям интерференции показывает, что при одинаковых забойных давлениях во всех скважинах одновременно могут работать не более трех рядов скважин, так как четвертый и последующий ряды практически полностью экранируются работой первых трех рядов. Причем дебит второго ряда составляет приблизительно 30− 40 %, а третьего − 15− 20 % от дебита первого ряда или дебиты ря­дов составляют соответственно 60−70, 30−20 и 5−10 % от сум­марного отбора. Если в скважинах внешних рядов поддержи­вать более высокие забойные давления, чем во внутренних ря­дах, то дебиты внешних и внутренних рядов в значительной сте­пени выравниваются, однако общий отбор из залежи умень­шается.

Ряды скважин могут также работать при двухстороннем на­поре (питании), который возможен в полосообразной и в круго­вой залежах в случае внутриконтурной закачки воды в цен­тральный кольцевой ряд нагнетательных скважин при естест­венном законтурном напоре пластовой воды. При двухсторон­нем напоре один какой-нибудь из внутренних рядов (обычно центральный) принимаем в качестве потокоразделяющего ряда, в который жидкость притекает с двух сторон. Систему уравне­ний интерференции можно составить тремя способами:

аналогично системе (9.38) для левой и правой частей схемы;

в отличие от первого способа в системе уравнений записы­ваем расходы жидкости между рядами, а дебиты рядов вычис­ляем как разность соответствующих ряду расходов;

уравнения составляем в соответствии с первым законом Кирхгофа для узлов схемы (количество жидкости, притекающей к узлу схемы равно количеству жидкости, вытекающей из этого узла, которые представляем как отношение разности давлений на участке к соответствующему фильтрационному сопротивле­нию); находим давления в узлах схемы, затем, поделив перепад давления между линией ряда и забоями скважин на соответ­ствующее внутреннее фильтрационное сопротивление ряда, оп­ределяем дебит ряда. Если расчетная схема симметрична, то вы­числения сводятся к случаю одностороннего питания. Так как истинного положения потокоразделяющего ряда не знаем, то одна из составляющих его дебита может иметь отрицательное значение, что указывает на отсутствие притока с этой стороны. В направлении этой стороны необходимо переместить потоко­разделяющий ряд и снова выполнить расчеты.

В заключение отметим, что рассмотрение дано примени­тельно к фильтрации однородной (одинаковой плотности и вяз­кости) несжимаемой жидкости в однородном по проницаемости и анизотропном плоском пласте к совершенным скважинам при одинаковых условиях (дебитах и забойных давлениях) работы скважин в пределах каждого ряда. Метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений можно применять при граничных положениях ВНК, т. е. когда в пласте движется только нефть или только вода (после полного обводнения).

*9.6 Понятие о рациональной системе разработки. Выбор рационального варианта*

Рациональной системой разработки нефтяного месторождения на определенном этапе его разведанности считается такая система, при которой обеспечиваются следующие основные условия:

а) удовлетворение потребностей страны в нефти и газе, то есть обеспечение выполнения плана по добыче нефти и газа;

б) полный учет всех естественных, производственных и экономических особенностей нефтеносного района;

в) наиболее рациональное и эффективное использование естественной пластовой энергии;

г) сочетание рационального использования естественной пластовой энергии с применением методов увеличения добычи нефти и нефтеотдачи пластов с целью более полного извлечения нефти из пласта при наименьших сроках разработки месторождения и при минимальных капиталовложениях.

Рациональная система разработки тесна связана с конкретными геологическими, техническими и экономическими условиями, то есть должна находится в соответствии с конкретными техническими возможностями бурения и эксплуатации скважин, освоения нагнетательных скважин и закачки в них воды. Эти технические возможности с развитием нефтяной промышленности меняются, поэтому не может быть единой системы, пригодной для всяких условий. Наряду с этим система разработки, рациональная для одного периода развития нефтяной промышленности, может стать нерациональной для другого. Чтобы правильно определить рациональную систему разработки, необходимо хорошо разведать и изучить каждое нефтяное месторождение. Однако детали геологического строения нефтяной залежи выясняются в процессе массового бурения эксплуатационных скважин. В связи с этим основной обязанностью является своевременное уточнения по мере бурения эксплуатационных скважин всех карт, характеризующих геологическое строение и физические свойства нефтяной залежи. В случае сильного расхождения с первоначальными представлениями необходимо вносить соответствующие исправления в технологическую схему разработки.

При заданном плане изменения добычи нефти на месторож­дении рациональная система разработки обосновывается по ми­нимуму приведенных затрат. При отсутствии планового задания проводится анализ различных вариантов разработки. В каче­стве рационального выбирают вариант, так же обеспечивающий минимальные приведенные затраты за определенный период оп­тимизации. Считается целесообразным принимать 15-летний пе­риод оптимизации, на который, как правило, составляют научно обоснованные прогнозы развития народного хозяйства. Однако рассматриваемые варианты характеризуются также различ­ными накопленными отборами нефти (коэффициентами нефте­отдачи) при разных сроках разработки.

Поскольку рациональный вариант может иметь промежу­точное значение среди расчетных, то для его нахождения необ­ходимо построить график зависимости приведенных затрат от плотности сетки скважин и определить минимальную точку. Для определения экономически обоснованного коэффициента нефте­отдачи строят зависимость себестоимости добычи 1 т нефти от накопленной добычи (дифференцированием графика эксплуата­ционные расходы — накопленная добыча нефти). Отношение на­копленной добычи нефти к балансовым запасам, когда себе­стоимость достигает предельной себестоимости, характеризует экономически обоснованный коэффициент нефтеотдачи. Этой накопленной добыче соответствует экономически обоснованный срок разработки.

Предельную себестоимость можно принять, например, с уче­том мировых цен на нефть. Значению предельной себестоимости соответствует такая себестоимость добычи нефти, при ко­торой наступает предел экономической рентабельности добычи нефти или, другими словами, при установленных замыкающих затратах текущий народнохозяйственный эффект от добычи 1 т нефти становится равным нулю. Народнохозяйственным эффек­том называют прибыль (превышение доходов над расходами), которую получает государство от добычи нефти. Накопленный народнохозяйственный эффект при этом достигает максималь­ного значения.

Определив по всем расчетным вариантам максимальные экономические эффекты за весь срок разработки, а также определить сами сроки разработки и максимальные темпы отбора выбираем рациональный вариант разработки.

**Тема 10. Основы анализа разработки**

*10.1 Цель и задачи анализа текущего состояния разработки в рамках авторского надзора. Методы проведения анализа.*

В результате анализа должны быть вскрыты главные тенденции развития явлений в залежи, причины сформировавшегося тече­ния процесса и обоснованы методы его регулирования. Важ­ная часть анализа − сопоставление фактических показателей разработки с данными проекта, предыдущего анализа, выясне­ние причин изменения каждого показателя, выявление взаимо­связи и влияния основных факторов. Отклонение фактических - показателей разработки от проектных может быть вызвано не­правильными исходными данными проекта, невыполнением про­ектных решений (режимов работы скважин, темпов добычи нефти и закачки воды), допущениями расчетной методики и др. Большей обоснованности выводов анализа можно достичь при выполнении отдельных расчетов и исследований процесса раз­работки с использованием уточненных исходных данных.

Круг задач анализа определяется в основном режимом ра­боты пласта и стадией процесса разработки. В общем при водонапорном режиме анализ процесса разработки может вклю­чать следующие задачи (по В. Р. Вороновскому и М. М. Мак­симову).

Анализ геологической модели месторождения: уточнение геологического строения месторождения, свойств коллектора и флюидов.

Анализ технологических показателей разработки (по месторождению, отдельным объектам и участкам):

а) динамики добычи жидкости, нефти и газа (сопоставление добычи флюидов с закачкой воды, текущих и накопленных от­боров с гидропроводностью пласта); фондов добывающих и на­гнетательных скважин (с установлением динамики добычи флюидов и фонда скважин по способам эксплуатации); распре­деления добычи флюидов по площади и толщине пласта (соот­ношения накопленной и текущей добычи и закачки по место­рождению и пласту с выделением характерных участков ме­сторождения по интенсивности их разработки);

б) энергетического состояния месторождения (сопоставление динамики пластового давления с динамикой добычи нефти и закачки воды, фактического и расчетного пластовых давлений с установлением характера распределения фонда нагнетатель­ных скважин и количества закачиваемой воды по площади и толщине пласта, количества перетекающей жидкости в другие пласты и за контур нефтеносности, взаимодействия пластов, месторождения с соседними месторождениями и скважин, ха­рактерных участков месторождения по распределению пла­стового давления, степени охвата пласта влиянием за­качки) ;

в) состояния обводненности месторождения (определение влияния текущих темпов разработки на обводненность продук­ции; изучение степени и характера обводнения скважин по пло­щади и толщине месторождения, влияния отборов и закачки жидкости на перемещение и скорость продвижения контуров нефтеносности; оценка степени обводненности продукции в за­висимости от отобранных запасов; получение зависимости обводненности продукции от отбора нефти и закачки воды);

г) состояния выработки запасов нефти (определение теку­щего коэффициента нефтеотдачи по промысловым данным и картам изохрон обводнения, потерь нефти в зависимости от плотности сетки скважин, коэффициента охвата и начальных балансовых, извлекаемых и текущих запасов по участкам).

Анализ состояния техники добычи:

а) фонда скважин по способам эксплуатации (разбивка скважин на группу по наиболее рациональному способу их эксплуатации и определение условий и времени прекращения фонтани­рования скважин, ожидаемого изменения фонда скважин по способам эксплуатации);

б) применяемых методов обработки призабойной зоны (выявление осложнений при работе оборудования в добывающих скважинах, вызываемых песком, парафином, агрессивными жидкостями, и определение технического состояния призабой­ной зоны; установление наиболее рациональных применяемых методов обработки и крепления призабойной зоны);

в) применяемых способов, технологии и техники эксплуатации скважин и состояния наземного и подземного оборудования (установление возможности применения различных способов эксплуатации и оборудования для предотвращения образования песчаных пробок, отложения парафина, вредного влияния газа; технического состояния и добывных возможностей применяемого оборудования при механизированном способе добычи; выявле­ние наиболее эффективных и экономичных способов добычи и оборудования для подъема жидкости и повышения к. п. д.; оценка пропускной способности насосно-компрессорных труб);

г) систем сбора, подготовки и транспортирования нефти и попутной воды (выявление эффективных систем и их техниче­ского состояния; наиболее эффективных и экономичных процес­сов в системах; ограничений по мощности, пропускной способ­ности и давлениям промысловых и магистральных трубопро­водов);

д) систем диспетчеризации и автоматизации контроля и управления работой оборудования и процесса добычи (установ­ление наиболее эффективных и экономичных систем, границ воз­можного и целесообразного их применения; оценка эффективно­сти и технического состояния применяемых систем).

Анализ экономических показателей:

а) себестоимости (установление динамики, оценка по факторам изменения и по статьям затрат);

б) капитальных вложений (установление дина­мики, оценка по направлениям промыслового обустройства и по удельной величине);

в) производительности труда (установле­ние динамики производительности труда, численности персонала по категориям и цехам, удельной численности работников, в том числе рабочих);

г) рентабельности предприятия (выявление пу­тей повышения рентабельности добычи нефти).

Заключительной составной частью анализа следует рассматривать прогноз процесса разработки, связанный с предсказанием течения технологических процессов в будущем как при неизменных условиях, так и при проведении работ по регулированию. Цель его состоит в исследовании тенденций протекания процессов разработки в прежних и новых условиях.

**Применение статистических методов и упрощенных методик для анализа и прогноза разработки, оценки эффективности проводимых на залежи геолого-технических мероприятий**

Под прогнозированием понимается установление заключения о предстоящем развитии, т. е. предсказание о течении техноло­гического процесса разработки в будущем. Следовательно, к ме­тодам прогнозирования относят все методы моделирования про­цесса разработки, в том числе рассмотренные выше гидродина­мические методы определения технологических показателей раз­работки. Экспресс-методам прогнозирования характерен чисто эмпирический подход, их рассматриваем как статистические ме­тоды моделирования. Различают краткосрочное или текущее (до 3 лет) и перспективное или долгосрочное (на 5, 10, 15, 20 и бо­лее лет) прогнозирования. Статистическое прогнозирование становится важным разделом теории проектирования и анализа разработки нефтяных месторождений, особенно на поздней ста­дии. В нефтепромысловой практике в основном проводится прогноз текущей и накопленной добычи нефти и жидкости, об­водненности продукции и коэффициента нефтеотдачи, а также определение начальных извлекаемых запасов нефти.

Статистические методы прогноза можно разделить на три группы:

основанные на выявлении закономерностей, полученных в результате анализа фактических данных по одним месторожде­ниям, и на прогнозировании показателей разработки по новым, другим, в некоторой степени аналогичным месторождениям (методы экстраполяции на другие месторождения);

основанные на исследовании заводненных зон пласта (объ­емные методы);

использующие зависимость одних технологических показа­телей от других (методы взаимосвязи технологических показа­телей).

Для оперативной оценки прогнозной добычи нефти по скважине или по залежи наряду с другими применяются приближенные статистические методы, основанные на математической обработке фактических данных по эксплуатации скважин или разработке всей залежи в целом.

В частности, используется **метод кривых падения добычи**, когда к фактическим данным падения добычи подбирается аналитическая кривая которая описывается математическим уравнением определенного вида и наиболее точно отражает фактический темп падения добычи:

 (10.1)

 (10.2)

где: *a, b, c* – коэффициенты определяемые при обработке фактических данных работы скважины.

Формула (10.2) лежит в основе экспресс-метода оценки добычи нефти, предложенного учеными-нефтяниками Мухарским и Лысенко (институт ТатНИПИнефть):

 (10.3)

где: *t* – время с начала эксплуатации скважины;

*q0* – начальный дебит скважины в момент пуска ее в работу;

*Q0* – начальные извлекаемые запасы нефти в залежи, приходящиеся на одну скважину;

*е* - основание натурального логарифма (е=2,71828…)

***Кривые суммарного отбора.*** Этот метод используется для месторождений находящихся на поздней стадии разработки, когда с нефтью добывается много воды.

1. Строится графическая зависимость накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости.
2. К полученной кривой подбирается аналитическая кривая, которое наиболее полно описывала бы математическую кривую.

Используют два типа уравнений:

, (10.4)

Кривые падения добычи и кривые суммарного отбора не имеют тенденцию экстраполяции (выходят за пределы графика) для дальнейшего прогноза, т. к. не имеют прямолинейного участка кривой – это учитывают кривые вытеснения.

Под **характеристиками вытеснения** понимаются зависимости накопленной добычи нефти по рассматриваемому объекту от накопленной добычи жидкости или воды (при раз­личных возможных модификациях координат в зависимостях). Экстраполяция построенной по фактическим данным эксплуа­тации характеристики вытеснения позволяет прогнозировать процесс обводнения и нефтеотдачи на будущий период. В настоящее время известно много методов построения характери­стик вытеснения. Часть из них основана на обработке только лишь промыслового материала, другая часть имеет теоретиче­ское обоснование. Естественно, что большее предпочтение сле­дует уделять теоретически обоснованным методам

Выбор для прогноза какой либо кривой вытеснения носит эмпирический характер и сводится к подбору такой зависимости, между фактическими показателями, которая в графическом виде имела бы прямолинейный характер. Для каждой конкретной залежи надо подбирать свою кривую вытеснения обращающуюся в прямую линию. Этот подбор кривой облегчается с использованием уже существующих зависимостей между накопленными показателями предложенных рядом авторов.

Метод А. М. Пирвердяна основан на использовании аппроксимации Ю. П. Борисова функции Баклея − Леверетта. Для опре­деления накопленной добычи нефти *Qн* в зависимости от накопленной добычи жидкости *Qж* получена формула

 (10.5)

где: *m* – пористость;

*Sсв* – содержание связанной воды;

*Sон* – остаточная нефтенасыщенность;

*Vпор* – поровый объем;

*μ0* – отношение вязкостей нефти и воды;

*δи* – коэффициент использования объема пор;

*Vпл* – объем пласта от начального контура нефтеносности до добывающей галереи.

Фактическая характеристика вытеснения, построенная в координатах Qн – Q0,5ж через некоторое время после начала разработки дает прямую линию, экстраполируя которую, получаем текущую накопленную добычу нефти и начальные извлекаемые запасы нефти.

А.Ад. Казаков усовершенствуя метод А.М. Пирвердяна, распределение нефтенасыщенности sн вдоль пласта принял в более общем виде:

 (10.6)

где: *c*, *λ*  - постоянные коэффициенты, зависящие от кривых фазовых проницаемостей.

По аналогии с формулой (10.5), учитывая, что начальные извлекаемые запасы , можно записать

 (10.7)

После дифференцирования, имея в виду, что доля нефти в потоке жидкости и логарифмирования, получаем

 (10.8)

где: 

Таким образом, текущие показатели можно прогнозировать в координатах *Q*в – *Q*ж-λ и lg*n*н – lg*Q*ж, где коэффициент λ предварительно определяем по последней зависимости, а начальные извлекаемые запасы – по первой зависимости.

*Метод С.Н. Назарова и Н.В. Сипачева* предполагает использование прямолинейной зависимости

 (10.9)

где:*Q*в – накопленная добыча воды;

*a*, *b* – коэффициенты, причем значение *(-b)-1* равно начальным извлекаемым запасам нефти, что следует при *Qв*→∞ из уравнения (10.9), преобразованного к виду

 (10.10)

*Метод А.В. Копыткова* базируется на уравнении, записанном для накопленной добычи нефти в виде уравнения прямой

 (10.11)

*Метод А.А. Казакова* предусматривает использование следующей линейной зависимости:

 (10.12)

или

 (10.13)

где:*Vниз* – начальные извлекаемые запасы.

К концу разработки при *Qн*→ *Vниз*, получим 

По *методу М.И. Максимова*, основанному на опытах по вытеснению нефти водой

 (10.14)

или

 (10.15)

На основании теории Баклея-Леверетта Б.Ф. Сазонов установил, что зависимость «обводненность nв – текущая нефтеотдача η» при обводненности nв = 0,1-0,8 имеет прямолинейный характер. Он предполагает также строить зависимости «текущая нефтеотдача η – количество внедрившейся в залежь воды τ», выраженное в объемах пор пласта, занятых первоначально нефтью.

Расчетная зависимость метода Г.С. Камбарова имеет вид

 (10.16)

где: *а* и *b* – постоянные коэффициенты.

Примеры построения некоторых статических зависимостей приведены на рис. 10.1.

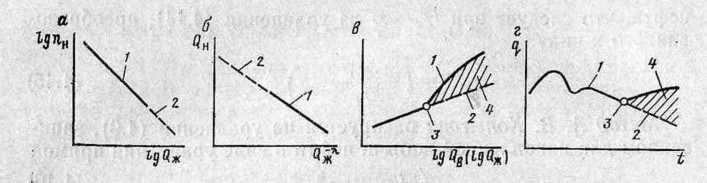


Рис.10.1 Зависимости логарифма доли нефти в потоке *lgnн* от логарифма накопленной добычи жидкости *lgQж* **(а),** накопленной добычи нефти *Qн* от **Qж-λ (б),** от логарифма накопленной добычи воды lg Q„ или *lg Qв* или *lgQж* (*в*) и текущей добычи нефти **q** от времени **t** (*г*): 1 − фактические; 2 − прогнозные; 3 − начало применения метода регулирования про­цесса разработки или применения метода повышения нефтеотдачи; 4 − прирост дополнительной добычи нефти

Сопоставлением фактических показателей разработки с прогнозными можно оценить технологический эффект применения метода регулирования процесса разработки и повышения нефтеотдачи пласта.

*10.2 Факторы, осложняющие процесс вытеснения нефти водой.*

В пределах залежи той или иной степени изменяется характеристика коллекторов и строения продуктивных пластов. Поэтому в зависимости от задач при отображении неоднородности пластов, учитывается изменчивость какого-либо одного признака и группы геолого-физических свойств продуктивных пластов.

Приходится учитывать два вида неоднородности свойств и строения коллекторов – изменчивость проницаемости и пористости пород и объемную неоднородность их строения.

Следует подчеркнуть, что в ряде случаев при учете неоднородного строения пластов приходится сталкиваться с масштабностью ее проявления. При изучении же закономерностей стягивания конусов водоносности на залежи может потребоваться учет неоднородного строения и свойствам пластов. Установлено, что в механизме вытеснения важную роль играют процессы перераспределения газожидкостных смесей в поровом пространстве пород, происходящем под давлением капиллярных сил. Результат их проявления во многом зависит от строения пород и степени неоднородности их емкостных и фильтрационных свойств.

Познание механизма вытеснения нефти водой имеет очень большое значение для рационального регулирования разработки нефтяных залежей. По мере продвижения фронта воды гидравлическое сопротивление пласта движению жидкости изменяется, что влияет на скорость движения этого фронта.

На степень изменения гидравлического сопротивления оказывают влияние в основном два фактора: а) соотношение вязкостей нефти и воды и б) изменение фазовых проницаемостей нефти и воды в зависимости от насыщения породы нефтью и водой. Взаимодействие этих факторов приводит к тому, что в случае когда вязкость нефти во многом раз больше вязкости воды гидравлическое сопротивление зоны смеси нефти с водой становится меньше, чем гидравлическое сопротивление зоны пласта, куда вода еще не проникла. Когда же вязкость нефти близка к вязкости воды уменьшение фазовой проницаемости оказывается большим, чем уменьшение средней вязкости жидкости и гидравлическое сопротивление зоны смеси нефти с водой становится больше, чем сопротивление зоны, куда вода еще не проникла. В связи с этим при поддержании постоянного перепада давления количество добываемой из пласта жидкости во времени ожжет меняться: увеличиваться для пластов насыщенных очень вязкой нефтью и уменьшаться для пластов насыщенных маловязкой нефтью.

Под **геологической неоднородностью**изучаемого объекта следует понимать всякую изменчивость характера и степени литолого‑физических свойств слагающих его пород по площади и разрезу.

Поскольку месторождения в основном многопластовые и, как правило, единый эксплуатационный объект содержит значительное число пластов и пропластков, скоррелированных по площади, то геологическую неоднородность целесообразно изучать по разрезу и по площади. Изучение неоднородности этих видов позволит не только охарактеризовать изменчивость величин параметров по объему, влияющих на распределение запасов нефти в недрах и их выработку, но и увязать эту изменчивость с условиями осадконакопления и последующими геологическими процессами.

При всех этих изучениях необходимо конкретизировать масштаб исследований, т. е. Они должны проводиться в региональном масштабе или на отдельном месторождении.

Кроме того при изучении геологической неоднородности весьма важно выделить генетически однородные (с точки зрения геологической истории) объекты исследования, ибо только в этом случае можно объективно оценить как степень неоднородности, так и характер изменчивости основных параметров продуктивных пластов.

В настоящее время при изучении геологической неоднородности пластов в зависимости от целей и задач исследований, стадии изученности месторождения широко применяются различные методы, которые с определенной долей условности можно объединить в три группы:

* геолого‑геофизические;
* лабораторно‑экспериментальные;
* промыслово‑гидродинамические.

Условность такого выделения объясняется прежде всего тем, что в процессе изучения неоднородности пластов необходим комплексный анализ данных, полученных в результате исследований различными методами, однако в каждом конкретном случае полнота комплексного решения вопроса определяется возможностью применения того или иного метода и его «разрешающими» способностями. Вследствие этого характеристика неоднородности пластов, как правило, дается на основе не всех, а части методов.

В практике геолого‑промыслового изучения залежей в последнее время все шире используются приемы и методы математической статистики и теории вероятности. Однако вероятностно‑статистические методы являются не методами изучения, а в основном методами оценки степени неоднородности пластов, с помощью которых обрабатывают геолого‑промысловые данные.

Неоднородность пластов можно охарактеризовать и оценить посредством ряда показателей, отображающих особенности геологического строения залежи. В настоящее время предложены различные показатели, характеризующие степень геологической неоднородности и изменчивости параметров продуктивных пластов. Причем существуют показатели, характеризующие не только макро‑, но и микронеоднородность пластов.

Показатели макронеоднородности пластов по цели использования можно разделить на две условные группы:

* показатели, позволяющие проводить сравнительную оценку степени неоднородности и изменчивости параметров пластов;
* показатели, используемые в гидродинамических расчетах при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений.

Условность такого разделения заключается в том, что ряд показателей первой группы для определенных условий применяются и при количественной оценке неоднородности пластов для учета их при проектировании.

К показателям первой группы, используемым для сравнительной оценки степени геологической неоднородности пластов, кроме уже известных коэффициентов относительной песчанистости, расчлененности и литологической связанности, относятся коэффициенты распространения, прерывистости, а также коэффициент Лоренца и коэффициент неоднородности, предложенный Поласеком и Хатчинсоном, ниже приводится краткая характеристика названных показателей.

**Коэффициент относительной песчанистости *Кп*** представляет собой отношение эффективной мощности к общей мощности пласта, прослеживаемой в разрезе данной скважины, т. е.

, (10.16)

**Коэффициент расчлененности *Кр*** определяется для залежи в целом и вычисляется путем деления суммы песчаных прослоев по всем скважинам к общему числу скважин, вскрывших коллектор

, (10.17)

где  - число прослоев коллектора в каждой скважине;

*N* – общее число скважин, вскрывших коллектор.

**Под коэффициентом литологической связанности или слияния *Кс*** понимается отношение площадей (участков) слияния пропластков к общей площади залежи в пределах контура нефтеносности. По данным работы, этот коэффициент предлагается вычислять по формуле:

, (10.18)

где  - площадь, в пределах которой песчаные пропластки не разобщены глинистыми прослоями;

 - общая площадь залежи;

 - среднее максимальное число песчаных пропластков, наблюдаемое в разрезе данного пласта (горизонта).

Для характеристики геологической неоднородности пластов, представленных переслаиванием песчаных, часто выклинивающихся, прослоев небольшой мощности с непроницаемыми породами предложено определять **коэффициент выклинивания**Кл, который показывает долю мощности выклинивающихся прослоев‑коллекторов *h*выкл от эффективной мощности *h*эф рассматриваемого пласта в разрезе скважины, т. е.

, (10.19)

При отсутствии выклинивающихся прослоев этот коэффициент будет равен нулю и, наоборот, при выклинивании всех прослоев 

Для практических целей целесообразно применять **коэффициент выдержанности*****Кв***, представляющий собой долю непрерывной мощности пласта по площади. Он определяется, исходя из равенства:

, (10.20)

Для характеристики микронеоднородности пластов можно использовать гранулометрические коэффициенты Траска: **медианный диаметр зерен *Md*, коэффициент** **отсортированности *S*о и коэффициент асимметрии *S*к**. Для получения количественной характеристики этих коэффициентов необходимо построить в полулогарифмическом масштабе координат кумулятивную кривую распределения гранулометрического состава пород, по которой определяют квартили трех порядков.

При использовании квартилей за средний размер зерен принимают медиану, т. е. такой размер зерна, по отношению к которому половина зерен крупнее, а вторая половина – мельче. Для вычисления коэффициента *S*о, характеризующего степень однородности зерен по величине, и коэффициента *S*к, иллюстрирующего симметричность распределения зерен относительно среднего, находят величину первой *Q*1 и третьей *Q*3 квартилей. Относительно первой квартили три четверти образца сложены более крупными зернами; по отношению к третьей квартили большими оказывается одна четверть зерен. Тогда **коэффициент отсортированности** вычисляют по выражению:

, (10.21)

а **коэффициент асимметрии** как:

, (10.22)

Следует иметь в виду, что величину этих коэффициентов можно определить по любым данным гранулометрического состава пород, что они выражены не менее чем в трех фракциях и содержание крайних фракций не превосходит 25 %.

Коэффициенты Траска позволяют сравнивать не только гранулометрический состав пород различных пластов, но и в некоторой мере судить об условиях их образования. Так, увеличение среднего размера зерен может указывать на возрастание скорости движения среды, а уменьшение коэффициента отсортированности – на длительность процесса переотложения.

Из выше изложенного следует, что для характеристики геологической неоднородности пластов предложено довольно большое число показателей, часть из которых уже сейчас применяют при проектировании разработки нефтяных месторождений. Задача состоит в выборе и обосновании оптимального комплекса показателей, которые могли бы наиболее полно отразить неоднородность геологической природы.

Геологическая неоднородность должна рассматриваться на каждом структурном уровне отдельно. В соответствии с определением неоднородности этим уровням соответствуют пять типов неоднородности: ультрамикронеоднородность, микронеоднородность, мезонеоднородность, макронеоднородность и метанеоднородность.

**Ультрамикронеоднородность.** Неоднородность этого типа есть изучаемое по отдельному образцу свойство породы, структура которой геометрически, очевидно, показана быть не может, так как невозможно определить и зафиксировать положение в пространстве каждого элемента этого уровня, т. е. каждого минерального зерна. Поэтому имеется возможность только количественного описания структуры.

Характеристикой ультрамикроструктуры породы является, прежде всего, ее гранулометрический (механический) состав. Для большинства нефтесодержащих пород размеры частиц колеблются в пределах 0,01‑1 мм. Наряду с обычными зернистыми минералами в породе также содержатся глинистые и коллоидно‑дисперсные частицы с размерами меньше 0,001 мм.

Гранулометрический состав пород изображают в виде таблиц или кривых суммарного состава, распределения зерен породы по размерам или гистограммы. Очевидно, что кривая суммарного состава представляет собой график функции распределения или интегральную кривую распределения зерен по размерам.

Степень неоднородности породы по размерам слагающих ее зерен характеризуется коэффициентом неоднородности, равным отношению *d60/d10*, где *d60* и *d10* – диаметры частиц, при которых сумма масс фракций с диаметрами, начиная от нуля и кончая данным диаметром, составляет соответственно 60 и 10 % от массы фракций. Коэффициент неоднородности зерен пород, слагающих нефтяные месторождения, обычно колеблется в пределах 1,1-20.

Важной характеристикой структуры образца пористой породы является распределений в нем зерен по размерам, от которого зависит размер пор.

Результаты изучения ультрамикронеоднородности используются при подборе фильтров для нефтяных скважин: размеры отверстий фильтра, устанавливаемого для предотвращения поступления песка в скважину, должны соответствовать диаметрам частиц.

Информация об ультрамикронеоднородности учитывается при исследовании процессов вытеснения нефти водой или других вытесняющим агентом: от ультрамикронеоднородности зависит количество нефти, остающейся в пласте после окончания его эксплуатации в виде пленок, покрывающих поверхность зерен.

**Микронеоднородность.** При изучении структуры нефтегазоносного пласта на данном уровне в качестве элементов рассматривают образцы породы, по которым определяются ее коллекторские свойства.

Характеристикой отдельного образца будет определенное по нему единственное значение каждого из тех геолого-физических свойств (литологии, пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности и т. п.), изучение которых необходимо для решения стоящей перед геологом задачи.

Из всего объема изучаемых пород может быть изготовлено огромное количество образцов, определить положение их всех в статистическом геологическом пространстве невозможно. Следовательно, и в данном случае геометрические методы представления структуры неприменимы. Ее описание оказывается возможным, как и на предыдущем уровне, только вероятностно-статистическими методами, основным из которых является метод распределений.

Изучение микронеоднородности, и в частности статистических распределений свойств нефтегазоносных пластов, позволяет решать ряд практических задач разведки и разработки нефтяных и газовых залежей:

1) оценивать погрешность определения средних значений геолого‑физических свойств и, следовательно, степень разведанности залежи по уровню изученности свойств пород в процессе разведки месторождения;

2) оценивать процент выноса керна при его выбуривании;

3) определять кондиционные пределы параметров продуктивных пород;

4) выделять тела‑элементы вышележащего структурного уровня путем проведения условных границ по кондиционным и другим граничным значениям свойств пород;

5) получать формулы для вычисления погрешностей определения свойств элементарных тел на вышележащих структурных уровнях и погрешностей подсчета запасов;

6) прогнозировать при проектировании разработки темп обводнения скважин и возможный коэффициент заводнения пластов.

**Мезонеоднородность.** Для выявления структуры пласта (горизонта) на данном уровне необходимо путем детальной корреляции разрезов скважин выделить и проследить распространение по площади отдельных прослоев коллекторов провести условные границы, разделяющие породы‑коллекторы, например, на высокопродуктивные и низкопродуктивные. В результате такого расчленения объема залежи будет получена сложная мозаичная картина размещения в разрезе и по площади геологических тел, характеризующихся различной продуктивностью, а следовательно, и нефтенасыщенностью, различными коллекторскими свойствами и т. п.

Очевидно, на данном уровне размеры элементарных тел и количество их таковы, что позволяют зафиксировать положение каждого из элементов в пространстве и отобразить это положение на картах, схемах, профилях и любых других геологических графических документах. При этом следует иметь в виду, что составлять такие карты имеет смысл лишь тогда, когда пласт монолитный, т. е. не расчленяется на отдельные прослои. В противном случае выделение элементов на мезоуровне необходимо производить для каждого прослоя. Если это условие не выполняется и карта составляется сразу для нескольких прослоев, то она отражает усредненную картину, а не структуру и неоднородность системы на мезоуровне.

При выделении элементов можно использовать данные как о продуктивности, так и о других свойствах пород. Например, можно выделять тела, в пределах которых постоянны или мощность, или нефтенасыщенность, или какое‑то другое свойство. Значения свойств каждого из элементарных тел определяются как средние из значений, определенных по образцам (элементам низшего уровня) или по скважинам, расположенным в пределах каждого элемента, на основе результатов геофизических исследований.

Количественно мезонеоднородность можно охарактеризовать суммарными величинами площадей *Fi* занятых всеми элементами одного типа, отнесенными ко всей площади *F*:

;  (10.23)

Изучение мезонеоднородности необходимо для решения следующих задач разработки:

1) выделения работающих и неработающих частей разреза в каждой добывающей и нагнетательной скважине, а также активно и пассивно отрабатываемых частей залежи;

2) оценки удельного веса объемов внутри залежи, характеризующихся разной продуктивностью;

3) выявления фактических и потенциальных путей внедрения в залежь воды (пластовой или закачиваемой);

4) контроля за продвижением ВНК и выявления тупиковых зон, с которыми связаны значительные потери нефти и газа в недрах;

5) оценки и повышения охвата пласта воздействием.

На основе решения первой задачи составляются карты распространения коллекторов разной продуктивности, которые используются при решении трех последующих задач.

**Макронеоднородность.** Если каждый прослой коллектора рассматривать как единое нерасчленимое целое, т. е. выделять в разрезах скважин только коллекторы и неколлекторы и прослеживать распространение тех и других по площади залежи, то можно изучить макроструктуру нефтегазоносного пласта (горизонта) и его макронеоднородность.

Макроструктура может быть отражена как графическими, так и количественными методами.

Макроструктура пласта или горизонта в плане отображается с помощью карт распространения коллекторов, профилей, схем сопоставления разрезов скважин, на которых происходит слияние пластов (для горизонта) или пропластков (для пласта) с ниже- и вышележащими пластами или пропластками.

Изучение макронеоднородности позволяет решать следующие задачи:

1) выявлять форму сложного геологического тела, служащего вместилищем нефти или газа в пределах пласта;

2) выявлять участки отсутствия коллекторов и участки повышенной их мощности, возникающей в результате слияния прослоев;

3) обосновывать местоположение рядов добывающих и нагнетательных скважин при проектировании разработки;

4) выявлять участки затрудненного и активного подъема ВНК;

5) выявлять места перетока нефти и газа из одного пласта в другой при разработке залежей;

6) прогнозировать степень охвата залежи разработкой.

**Метанеоднородность.** В качестве элементов структуры на данном уровне выступают крупные части залежи, различающиеся по каким‑либо наиболее общим свойствам, таким, как характер насыщения, литологии и т. п. В метаструктуре нефтегазовой залежи как системы на данном уровне служат различные зоны, которые могут быть выделены в пределах залежи по характеру насыщения, а также – в случае большой мощности продуктивных отложений – зональные интервалы, выделяемые из геологических (например, по характеру макронеоднородности) или технических соображений. При объединении нескольких залежей в один эксплуатационный число элементов метаструктуры увеличивается: в качестве элементов эксплуатационного объекта как единой системы будут выступать части всех залежей, объединенных в единый объект.

Пока единственным способом описания и отображения метанеоднородности является использование профильных разрезов и карт, на которых показаны границы элементов метауровня. Методы количественной характеристики метанеоднородности, как и мезонеоднородности, еще предстоит разработать.

Изучение метанеоднородности позволяет решать следующие задачи:

1) определить целесообразность объединения нескольких пластов (горизонтов, залежей) в один эксплуатационный объект;

2) выбирать системы размещения добывающих и нагнетательных скважин как на отдельные залежи, так и на эксплуатационном объекте;

3) обосновывать мероприятия по повышению эффективности разработки эксплуатационного объекта;

4) оценивать энергетическую характеристику отдельной залежи и эксплуатационного объекта;

5) оценивать энергетическую характеристику отдельной залежи и эксплуатационного объекта;

6) геологически обосновывать целесообразность одновременно раздельной эксплуатации залежей на многопластовом месторождении;

7) организовывать эффективный контроль за выработкой отдельных элементов как отдельных залежей, так и многопластовых эксплуатационных объектов.

Необходимо подчеркнуть, что существование охарактеризованных выше типов геологической неоднородности неосознанно, на интуитивном уровне ощущалось и ранее. Однако четко сформулированные представления отсутствовали, что приводило к нечеткости терминологии, неясности понятий и необоснованному использованию характеристик одного структурного уровня для решения задач, относящихся к другому структурному уровню. В настоящее время наиболее широко изучается геологическая неоднородность нефтегазонасыщенных пород и пластов на ультрамикроуровне, микроуровне и макроуровне. Мезо- и метауровням уделяется меньше внимания, хотя знания о первом крайне важны для решения задач повышения нефтегазоотдачи, а знания о втором – для выделения эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях.

Комплексный подход к вопросам исследования литологического строения продуктивных пластов, изучения их слоистой и зональной неоднородности позволяет решать задачи, связанные с промышленной доразведкой и разработкой нефтяных пластов.

**Фазовые проницаемости. Кривые относительных фазовых проницаемостей**

**Фазовой** называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Величина ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности норового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

**Относительной проницаемостью** пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

В породах нефтяных и газовых месторождений одновременно присутствуют две или три фазы. При фильтрации проницаемость породы для одной какой-либо фазы меньше ее абсолютной проницаемости.

Исследования показывают, что фазовая и относительная проницаемости для различных фаз зависят от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы, физических и физико-химических свойств жидкостей и пористых сред. Если часть пор занята какой-либо фазой, то ясно, что проницаемость породы для другой фазы становится меньше. Величина фазовой проницаемости определяется главным образом степенью насыщенности пор разными фазами.

В условиях реальных пластов возникают различные виды многофазных потоков — движение смеси нефти и воды, фильтрация газированной жидкости или трехфазный поток нефти, воды и газа одновременно. Каждый из этих потоков изучен экспериментально. Результаты исследований обычно изображают в виде графиков зависимости относительных проницаемостей от степени насыщенности порового пространства различными фазами (как основного фактора, определяющего значение относительной проницаемости). Эти зависимости широко используются в теории и практике разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Простейший их анализ позволяет сделать важные выводы о закономерностях притока нефти, воды и газа в скважины. Они используются при определении дебитов скважин, прогнозировании поведения пласта и режима работы скважин по мере эксплуатации залежи, при проектировании процесса разработки месторождений и решении многих технологических задач эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

Рассмотрим вначале графики двухфазного потока. Движение смеси нефти и воды. На рис.10.2 приведена зависимость относительной проницаемости песка для нефти и воды от насыщенности *S* порового пространства водой

,  , (10.24)

где: kн и kв — фазовые проницаемости для воды и нефти;

k — абсолютная проницаемость.

Если в несцементированном песке содержится 20% воды, относительная проницаемость для нее все еще остается равной нулю (т. е вода является неподвижной фазой). Это связано с тем, что при небольшой водонасыщенности вода удерживается в мелких и тупиковых порах, в узких местах контактов зерен, не участвующих в фильтрации жидкостей, а также в виде неподвижных местных пленок и микрокапель располагается на поверхности породы. В некоторой части пор она все же содержится и поэтому фазовая проницаемость по нефти вскоре после начала увеличения водонасыщенности быстро уменьшается и в присутствии 30% связанной воды относительная проницаемость для нефти снижается уже в два раза. Из этого следует, что необходимо беречь нефтяные пласты и забои скважин от преждевременного обводнения. При проникновении в породу фильтрата бурового раствора возрастает их водонасыщенность в наиболее узкой части потока (в призабойной зоне пласта). В результате значительно уменьшается относительная проницаемость пород для нефти, а также уменьшается дебит скважины. Водные фильтраты бурового раствора (не обработанного специальными веществами) обычно прочно удерживаются породами вследствие гидрофильных свойств последних и плохо удаляются из пор пласта при освоении скважин.

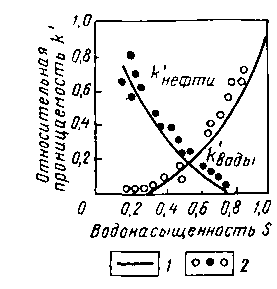


Рис. 10.2 Зависимость относительных проницаемостей от насыщенности водой порового пространства. Поверхностное натяжение жидкостей: *1* — 34 мН/м; *2* — 5 мН/м.

Из рис.10.2 также следует, что если водонасыщенность песка *S* составляет 80%, относительная проницаемость для нефти уже равна нулю. Это означает, что при вытеснении нефти водой из несцементированных песков остаточная нефтенасыщенность составляет не менее 20%, а в песчаниках, как увидим далее, оказывается еще большей. Нефть в таком случае прочно удерживается в породе капиллярными и другими силами.

Изменение физико-химических свойств жидкостей влияет на движение фаз. Известно, например, что с уменьшением поверхностного натяжениях нефти на разделе с водой снижается капиллярное давление и увеличивается подвижность нефти и воды, в результате увеличиваются относительные проницаемости породы для жидкости (рис.10.2).

Аналогично можно установить изменение относительных проницаемостей среды при совместной фильтрации нефти со щелочными и сильно минерализованными хлоркальциевыми водами. Поверхностное натяжение нефти и капиллярное давление менисков на границе со щелочными водами меньше, чем на границе с хлоркальциевыми. Щелочная вода способствует лучшему отделению пленок нефти от породы, и в результате относительные проницаемости на всем интервале изменения водонасыщенности оказываются большими и для нефти и для щелочной воды.

При высокой проницаемости пород с изменением вязкости нефти соотношение относительных проницаемостей для жидкостей изменяется незначительно. Оно зависит только от насыщенности (рис.10.3).



Рис.10.3. Влияние соотношения вязкости на относительные проницаемости песка пористо­стью 40—42% (к **=** 3,2—6,8 мкм2) для нефти и воды: 1 — нефть; 2 — вода.

Изменения свойств пластовой системы, сопровождающиеся ухудшением условий фильтрации фаз, приводят к уменьшению относительных проницаемостей породы для нефти и воды. С уменьшением проницаемости (например при одинаковом значении пористости) повышается суммарная поверхность поровых каналов. Это означает, что вода, чаще всего смачивающая поверхность породы, лучше, чем нефть, начнет фильтроваться в пористой среде с пониженной проницаемостью при больших значениях водонасыщенности.

Малопроницаемые породы меньше отдают нефть, так как подвижность ее и воды в этих породах невысока. Поэтому линии проницаемостей располагаются ниже, чем соответствующие кривые, полученные для пористых сред большой проницаемости.

Сумма эффективных проницаемостей фаз обычно меньше величины абсолютной проницаемости породы, а относительная проницаемость изменяется от нуля до единицы. Следует, однако, отметить, что в последнее время высказывается мнение о возможности получения при определенных условиях относительной проницаемости одной из фаз, превышающей единицу.

В заключение следует отметить, что при движении нефти и воды (так же как и при фильтрации любых других фаз) в пористой среде их относительные объемные скорости течения (водо-нефтяной фактор) определяются не только относительной проницаемостью, но и соотношением вязкости фаз.

*10.3 Различия вязкостей нефти и воды как фактор, осложняющий процесс вытеснения нефти. Параметр безразмерной вязкости μ0, его влияние на характер выработки запасов.*

Безразмерная вязкость – величина характеризующая различие физических свойств нефти и вытесняющего агента (в основном воды).

Определяется отношением вязкости нефти к вязкости вытесняющего реагента (в частности воды).

, (10.25)

где: *µ0* – безразмерная вязкость;

*µн* – вязкость нефти;

*µв* – вязкость воды.

В гидрофильных пористых средах (θ ≤ 30°) полнота извлечения нефти определяется прежде всего действием капиллярных сил. При малых скоростях фильтрации вода капиллярно впитывается в мелкие норовые каналы, тогда как более крупные поровые каналы остаются не охваченными вытесняющим агентом. В рассматриваемом случае капиллярные силы ухудшают условия вытеснения нефти, поскольку оставшаяся в крупных порах несмачивающая фаза находится в виде изолированных глобул или насыщает сравнительно высокопроницаемые участки однородного пласта, которые со всех сторон охвачены нагнетаемой водой. При этом оставшаяся в таком виде в норовом пространстве нефть при практически возможных скоростях фильтрации остается неподвижной.

Исходя из теоретических соображений, при повышении скорости фильтрации в крупных порах под действием градиента гидродинамического давления до скорости капиллярного проникновения в мелкие поры воды должна наступить оптимальная или критическая скорость, при которой в любом сечении линейного пористого образца фронт воды независимо от размеров поровых каналов перемещается с одной и той же скоростью. При этом должна достигаться максимальная безводная нефтеотдача.

При дальнейшем повышении скорости вода более активно проникает в крупные поровые каналы, что должно привести к расчленению нефтяной фазы на макроцелики с последующим их капиллярным диспергированием на более мелкие целики. Безводная нефтеотдача при этом должна умень­шаться.

По литературным данным отмечается две типичные зависимости без­водной нефтеотдачи от скорости фильтрации: а) безводная нефтеотдача увеличением скорости вытеснения достигает некоторого значения и стабилизируется на этом уровне; б) с увеличением скорости фильтрации безводная нефтеотдача уменьшается. Эта зависимость получена в экспе­риментах с повышенной вязкостью нефти.

В ре­зультате экспериментальных исследований на объемно-прозрачных моде­лях пористых сред, проведенных Б. Е. Киселенко, установлена связь между безводной нефтеотдачей и характером продвижения фронта воды в зависимости от отношения вязкостей нефти и воды и скоростей вытес­нения.

Анализируя кривые 1, 2, 3 (рис.10.4) можно видеть, что для каждого соотношения вязкостей (до) существует определенный диапазон скоростей вытеснения, при которых безводная нефтеотдача остается по­стоянной и примерно одинаковой. Это область устойчивого продвижения водонефтяного контакта, где имеется благоприятное сочетание капилляр­ных и вязкостных сил в процессе вытеснения. По мере увеличения отношения вязкостей диапазон скоростей, при которых происходит устойчивое продвижение фронта вытеснения, уменьшается. При весьма высоких, а также низких скоростях вытеснения (рис.10.4, кривая 1) величина безводной нефтеотдачи умень­шается. Опыты показали, что это снижение безводной нефтеотдачи при скоростях, близких к капиллярному вытеснению, и отношениях вязкостей нефти и воды, близких к единице, связано с неравномерным продвижением водонефтяного контакта. Из-за микронеоднородности пористой среды образуются языки воды, проникающие в нефтяную часть пласта под дей­ствием капиллярных сил. Размер зоны, занятой языками воды, в экспе­риментах не превышал 20% длины модели пласта.

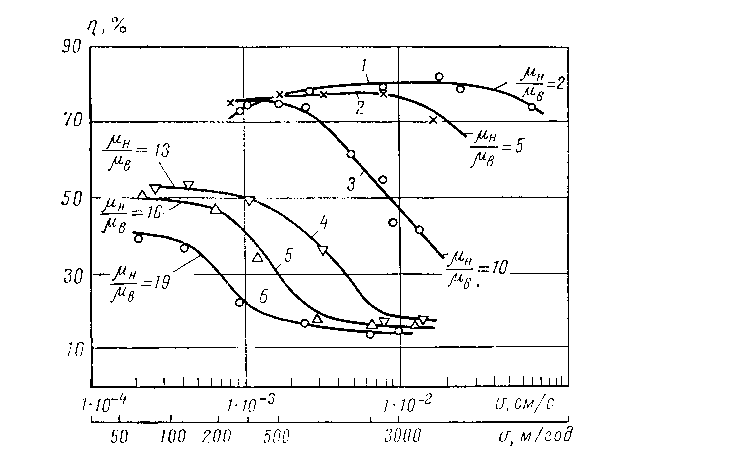


Рис.10.4 Зависимость безводной нефтеотдачи от отношения вязкости нефти, воды и скоростей вытеснения

С увеличением отношения вязкостей роль капиллярных языков в формировании фронта вытеснения резко уменьшается (от кривой 1 к кривой 3). При отношении вязкостей, равном 10, снижение безводной нефтеотдачи при малых скоростях не наблюдается.

При больших скоростях (больших критических) наступает снижение безводной нефтеотдачи (кривая 1), что объясняется нарушением устой­чивости продвижения водонефтяного контакта. Наблюдается вязкостная неустойчивость, при которой вода в виде языков проникает в нефтяную часть пласта. С увеличением отношения вязкостей нефти и воды (кривые 1, 2, 3) вязкостная неустойчивость наступает при более низких скоростях вытеснения, т. е. уменьшается диапазон скоростей, при которых проис­ходит устойчивое продвижение водонефтяного контакта.

В опытах при отношениях вязкостей  и выше практически ни при каких скоростях вытеснения не удавалось получить устойчивого продвижения водонефтяного контакта. О неустойчивом продвижении можно заключить и из анализа кривых 4, 5, 6 на рис.10.4.

Одним из способов повышения коэффициента нефтеотдачи залежей вязкой нефти является искусственное снижение отношения вязкостей нефти и воды (закачка загущенной воды).

Графики, построенные по результатам экспериментов по закачке загущенной воды (вода и глицерин) при постоянной скорости вытеснения (*v* = 0,008 см/с), приведены на рис.10.5.

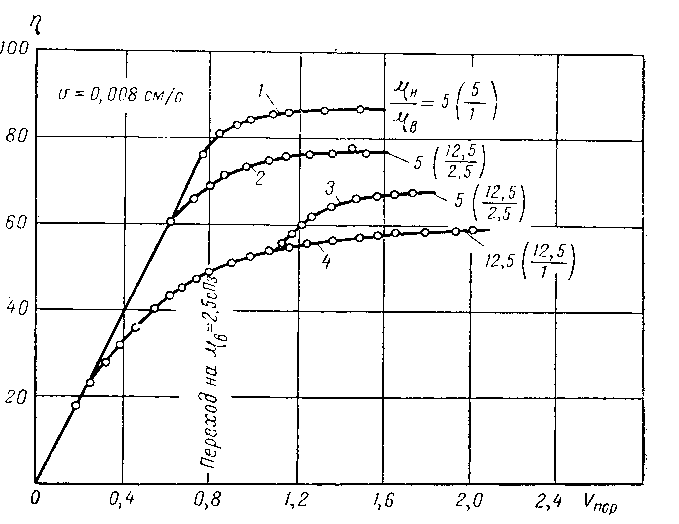


Рис.10.5 Зависимость нефтеотдача от количества прокачанной жидкости

Опыты были продолжительные, причем количество закачанной в пласт воды было доведено до двух объ­емов. По данным всех кривых нефтеотдача при дальнейшей прокачке после прорыва воды через пласт продолжает нарастать. Однако достигаемая нефтеотдача оказывается различной, чем больше отношение вязкостей, тем она меньше.

Применение загущенной воды позволяет увеличить нефтеотдачу, что можно установить путем сравнения кривых 2 и 3 с кривой 4. Выше оказалась нефтеотдача и в том случае, когда закачку загущенной воды производили с самого начала процесса вытеснения (кривая 2). Когда же загущенную воду закачивали после того, как из модели пласта добыли около одного объема жидкости, первоначально находившейся в пласте, т. е. пласт был значительно заводнен (кривая 3), нефтеотдача оказалась ниже. Однако загущение воды не дает возможности получить при одной и той же величине μ0 такую же нефтеотдачу, как при нефти с меньшей вязкостью (кривая 1).

Совместное рассмотрение кривых 2 и 3 на рис. 10.5 приводит к выводу, что загущенная вода дает лучший результат при закачке ее с самого начала процесса.

Безразмерная вязкость существенно влияет на характер эксплуатации скважин, выработку запасов и параметры разработки залежи. На рисунке 10.6 представлены кривые зависимости КИЗ от обводненности добываемой продукции при различных безразмерных вязкостях.



Рис.10.6 Кривые зависимости КИЗ от обводненности добываемой продукции при различных безразмерных вязкостях

Исходя из графика, можно выделить 3 области с различными показателями: 1 - µ0=3; 2 - µ0<3; 3 - µ0>3

1. При соотношении вязкости нефти и вытесняющего реагента равной 3 (или близкой к 3) обводненности добываемой продукции происходит постепенно, по линейному закону. Это связано с тем, что из-за незначительной разницы в вязкостях прорыв закачиваемого реагента по пласту происходит поинтервально и постепенно.
2. При соотношении вязкости нефти и вытесняющего реагента меньше 3 наблюдается продолжительный период безводной или низкообводнённой эксплуатации. Это связано с тем, что закачиваемый реагент наиболее полно вытесняет нефть из пор, движется по пласту с меньшей скоростью. Но при дохождении фронта вытеснения до добывающих скважин происходит мгновенное их обводнение. В связи с тем, что в весь нефтяной вал был вытеснен перед фронтом. При этом возможен перевод обводившихся скважин под нагнетание.
3. При соотношении вязкости нефти и вытесняющего реагента выше 3 происходит быстрый прорыв закачиваемого вытесняющего реагента к добывающим скважинам. Сначала по системе трещин и впоследствии к обводнению всего интервала. Из-за значительной разницы в вязкостях нефть остаётся захороненной в породе в низкопроницаемых поропластах, фронт вытеснения не равномерен, к скважинам прорываются языки воды.

С ростом µ0 (при одинаковой насыщенности породы) доля нефти в потоке жидкости будет падать.

Снижение µ0 приводит к разработке месторождения с более низким водо-нефтяным фактором. Это в свою очередь позволяет в процессе разработки добывать меньше закачиваемой воды, что ведёт к снижению затрат на её отделению, обработке и закачке обратно в пласт.

Методы применяемые для снижения µ0:

1. Снижение вязкости нефти – для снижения вязкости необходимо повысить температуру пласта, тем самым и нефти. Для этого используют закачку пара, горячей воды, внутрипластовое горение.
2. Увеличение вязкости закачиваемого реагента – для увеличения вязкости используют специальные загустители. Закачка полимеров. Сшитых компонентов с водой.

Метод снижения µ0 выбирают на основе экономической целесообразности (учитывая затраты на технологию с одной стороны и увеличение КИН и снижения обводненности с другой).

*10.4 Методы повышения коэффициента нефтеизвлечения (КИН).*

История развития нефтедобычи в нашей стране показала, что поддержание пластового давления путем закачки воды в пласт является высокопотенциальным и эффективным методом разработки нефтяных месторождений.

Несмотря на все достоинства метода заводнения, он, тем не менее, не обеспечивает необходимую конечную степень извлечения нефти из пластов, особенно в неоднородных пластах и при повышенной вязкости нефти. Поэтому в 50-х-70-х годах прошлого столетия велись интенсивные теоретические и лабораторные исследования механизма заводнения нефтяных пластов и поиск методов повышения эффективности заводнения и методов увеличения нефтеотдачи пластов.

За рубежом, как правило, применяется трехэтапная схема разработки нефтяных месторождений:

1. разработка на естественном режиме, которая называется первичным методом разработки;

2. поддержание пластового давления закачкой воды, (вторичный метод);

3. применение методов повышения нефтеотдачи пластов (МУН) (третичные методы).

В СНГ разработка на естественном режиме играет вспомогательную роль, т.е. применяется, в основном, двух этапная схема разработки. Все методы повышения нефтеотдачи пластов применяются в сочетании с заводнением.

В прямом смысле методы повышения нефтеотдачи пластов – это такие методы, которые направлены на повышение степени извлечения нефти из всего объема пласта. С учетом того, что коэффициент нефтеизвлечения определяется по формуле:

, (10.26)

Квыт – отношение максимально возможного объема извлеченной нефти из участка залежи, охваченного воздействием закачиваемой водой, к первоначальным запасам таких участков.

По госстандарту за Квыт принимают отношение вытесненного объема нефти из образца керна к начальному объему нефти в этом образце при прокачке воды до десяти поровых объемов.

Коэффициент вытеснения зависит

• от физических свойств пласта,

• его микронеоднородности, смачиваемости пород водой,

• характера проявления капиллярных сил,

• структурно-механических свойств нефти,

• от температурного режима пластов.

Коэффициент вытеснения нефти водой для месторождений не превышает 0,6 - 0,7; коэффициент охвата - от 0,7 до 0,9.

**Коэффициент охвата****залежи,** представляет собой отношение части эффективного объема эксплуатационного объекта**,** включенной в процесс дренирования под воздействием всех видов энергии, которыми она располагает, к общему эффективному объему залежи (объекта)**.**

При разработке газовых и газоконденсатных залежей, которая осуществляется с использованием возможностей природных режимов, в условиях непрерывно снижающегося пластового давления вследствие большой подвижности пластового газа весь объем залежи обычно представляет собой единую гидродинамическую систему, все точки которой взаимодействуют между собой. В результате практически весь объем залежи включается в процесс дренирования, т. е. *Кохв*=1

Условия разработки нефтяных эксплуатационных объектов, особенно при больших площадях нефтеносности и повышенной вязкости нефти, часто характеризуются слабой гидродинамической связью между отдельными их частями, в результате чего изменение давления в одной точке объекта может не оказывать видимого влияния на другие его точки. В связи с этим величина *К**охв* часто меньше единицы.

На коэффициент охвата пластов заводнением влияют следующие факторы***:***

1. Макронеоднородность пластов (слоистость, зональная изменчивость свойств);
2. Трещиноватость, кавернозность(тип коллектора);
3. Соотношение вязкостей нефти и вытесняющего рабочего объекта.

Знание перечисленных факторов и их вляния на эффективность заводнения месторождений необходимо для обоснования методов повышения нефтеотдачи, систем размещения скважин и технологий извлечения остаточных запасов нефти.

Или ***коэффициентом нефтеотдачи*** называют ***–*** отношение извлекаемого из залежи количества нефти *Qни*к начальным балансовым запасам *Qнб*:

, (10.27)

Коэффициент нефтеотдачи - это относительная величина, показывающая, какой объем нефти от начальных балансовых запасов извлекается или может быть извлечен из выработанной или предположительно выработанной залежи до предела экономической рентабельности эксплуатации, и является показателем завершенного процесса разработки или который предполагается завершить в определенных условиях.

Коэффициент нефтеотдачи можно вычислить, пользуясь отношением разности начальной *Sн* и остаточной ***Sо*** нефтенасыщенности пород к начальной нефтенасыщенности, т.е.

, (10.28)

Из определения коэффициента нефтеотдачи следует, что он не характеризует физически возможную предельную полноту нефтеизвлечения, а показывает только ту долю нефти, которая может быть извлечена из залежи при разработке ее до экономически целесообразного предела. Таким образом, понятие “коэффициент нефтеотдачи“ является, по существу, условным, и показывает только ту часть балансовых запасов, извлечение которых экономически целесообразно.

К методам увеличения нефтеотдачи следует отнести такие, которые позволяют увеличить хотя бы одну из его составляющих – коэффициента вытеснения или коэффициента охвата заводнением.

В 50-х годах 20 -го века повышение эффективности заводнения осуществлялось, в основном, изменением схемы размещения нагнетательных и добывающих скважин (законтурное, блоковое, очаговое, площадное заводнение), оптимизацией давления нагнетания, выбором объектов заводнения и др.

В начале 60-х годов начали усиленно изучать способы улучшения вытесняющей способности воды за счет добавки различных химреагентов: полимера, поверхностно-активных веществ, щелочи, кислот и др. Одновременно продолжалось совершенствование системы разработки. Начали применять метод нестационарного заводнения и изменение направления фильтрационных потоков, форсированный отбор жидкости, уплотнение сетки скважин.

В 80-х годах на месторождениях проводились широкомасштабные опытно-промышленные работы по применению физико-химических и тепловых методов разработки.

Начиная с 90-х годов ХХ века начали широко применять горизонтальную технологию бурения скважин (ГС, разветвленный, боковые стволы) и микробиологическое (микроорганизмы – бактерии за счет разложения части нефти выделяют газы и ПАВ) воздействия.

Методы повышения нефтеотдачи пластов известный специалист в области нефтеотдачи Сургучев М.П. предлагает разбить на следующие группы:

1. Гидродинамические методы, куда относятся технология нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков, метод форсированного отбора жидкости, оптимизация плотности сетки скважин и разукрупнение эксплуатационных объектов;

2. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов. К ним можно отнести закачку водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, щелочей, эмульсий, кислот, воздействие на пласт физическими полями;

3. Газовые методы: закачка углеводородных газов, двуокиси углерода СО2, дымовых газов, азота;

4. Тепловые методы: закачка горячей воды, водяного пара, внутрипластовое горение.

5. Микробиологические методы.

По целевому назначению и механизму воздействия можно выделить следующие группы:

1. Повышение охвата дренированием:

• Совершенствование системы размещения скважин;

• Выделение объектов разработки;

• Совершенствование методов вскрытия пластов.

2. Выравнивание фронта вытеснения и повышение охвата заводнением:

• циклическое воздействие на пласт;

• закачка водогазовых смесей;

• щелочное заводнение;

• полимерное заводнение (загустители воды).

3. Повышение Квыт и снижение остаточной нефти в заводненной зоне.

Эти методы можно разбить на следующие направления:

3.1. Снижение вязкости нефти, объемное расширение нефти:

• тепловые методы воздействия на пласт;

• закачка СО2;

• микробиологические методы.

3.2. Снижение межфазного натяжения:

• закачка микроэмульсии;

• закачка растворов щелочи и ПАВ;

• закачка газов высокого давления.

3.3 Ослабление молекулярных связей:

• вибровоздействие;

• воздействие физическими полями: электрическими, акустическими, магнитными.

За счет применения заводнения и всевозможных МУН конечный коэффициент извлечения нефти можно довести:

• при вязкости нефти 10 мПа⋅с до 77-70%;

• при вязкости нефти 10-50 мПа⋅с до 70-60%;

• при вязкости нефти 50-200 мПа⋅с до 60-56%;

Остаточные запасы нефти в пласте находятся в заводненных зонах, в слабопроницаемых заводненных зонах, а также в обособленных линзах в разрезе и в плане, совсем не охваченные дренированием системой скважин. При столь широком многообразии состояния остаточной нефти, а также при большом различии свойств нефти и воды и неоднородности нефтенасыщенных пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи пластов.

Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов, в основном, характеризуется направленным воздействия на одну-две причины образования остаточной нефти.

Различные МУН характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов:

водогазовое воздействие на 5-10%;

полимерное заводнение на 5-8%;

щелочное заводнение на 2-8%;

закачка СО2  на 8-15%;

закачка пара на 15-35%;

внутрипластовое горение на 15-30%.

Для нормального развития технологии и уменьшения риска неэффективных затрат на применение новой технологии она проходит следующие этапы:

1. Изучение физико-химических свойств, гидрогазотермодинамических явлений;

2. Определение условий вытеснения нефти, воздействия на нефть и пористую среду;

3. Проведение лабораторных опытов по вытеснению и изучение механизма процесса;

4. Реализация технологии в промысловых условиях на опытных участках;

5. Проектирование – создание математических моделей, методов проектирования, изучение технологии;

6. Промышленные испытания в различных геолого-физических условиях;

7. Технико-экономическое обоснование применения метода в промышленном масштабе, определение потребных материально-технических средств и масштаба применения;

8. Задание и производство химических продуктов, технических средств и, оборудования;

9. Промышленное внедрение технологии на месторождениях.

Наряду с методами увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях применяются большое количество различных методов интенсификации добычи нефти и обработки призабойной зоны скважин. Нередко ряд авторов эти методы также относят к методам увеличения нефтеотдачи пластов, что неверно.

К методам увеличения нефтеотдачи следует отнести только те методы, которые, воздействуя на объем пласта, приводят к увеличению извлекаемых запасов нефти.

Методы ОПЗ, в отличие от методов увеличения нефтеотдачи пластов, только ускоряют (интенсифицируют) процесс извлечения нефти из пласта. Они воздействуют только на малый объем пласта, поэтому принципиально не могут повысить ни коэффициент вытеснения, ни коэффициент охвата процессом заводнения.

Следует, однако, заметить, что в определенных условиях воздействие на призабойную зону скважин может способствовать увеличению нефтеотдачи пласта.

Рассмотрим кратко сущность методов повышения нефтеотдачи пластов.

Назначение **гидродинамических методов** − увеличение коэффи­циента охвата малопроницаемых нефтенасыщенных объемов пласта вытесняющей водой путем оптимизации режимов нагне­тания и отбора жидкости при заданной сетке скважин и по­рядке их ввода в работу. Эти методы представляют собой даль­нейшую оптимизацию технологии процесса заводнения и по­этому не требуют существенного изменения ее.

Циклическое заводнение

Технология его заключается в периодическом изменении расходов (давлений) закачиваемой воды при непрерывной или периодической добыче жидкости из залежи со сдвигом фаз колебаний давления по отдельным груп­пам скважин. В результате такого нестационарного воздейст­вия на пласты в них проходят волны повышения и понижения давления. Физическая сущность процесса состоит в том, что при повышении давления в залежи в первой половине цикла (в период нагнетания воды) нефть в малопроницаемых про­слоях (зонах) сжимается и в них входит вода. При снижении давления в залежи во второй половине цикла (уменьшение рас­хода или прекращение закачки воды) вода удерживается ка­пиллярными силами в малопроницаемых прослоях, а нефть вы­ходит из них.

Основные критерии эффективного, применения метода по сравнению с обычным заводнением следующие: а) наличие сло­исто-неоднородных или трещиновато-пористых гидрофильных коллекторов; б) высокая остаточная нефтенасыщенность (бо­лее раннее применение метода: на начальной стадии повыше­ние нефтеотдачи составляет 5−6 % и более, тогда как на поздней − лишь 1 −1,5%); в) технико-технологическая возмож­ность создания высокой амплитуды колебаний давления (рас­ходов), которая реально может достигать 0,5−0,7 от среднего перепада давления между линиями нагнетания и отбора (сред­него расхода); г) возможность компенсации отбора закачкой (в полупериод повышения давления нагнетания объем закачки должен увеличиваться в 2 раза, а в полупериод снижения дав­ления − сокращаться до нуля в результате отключения нагне­тательных скважин).

Циклическое заводнение означает, что в общем случае каж­дая из нагнетательных и добывающих скважин работает в ре­жиме периодического изменения забойного давления (расхода, отбора). Осуществление метода требует увеличения нагрузки на нагнетательное и добывающее оборудование. Для обеспече­ния более равномерной нагрузки на оборудование залежь не­обходимо разделить да отдельные блоки со смещением полупериодов закачки и отбора. Метод способствует увеличению текущего уровня добычи нефти и конечной нефтеотдачи.

Изменение направлений фильтрационных потоков

Технология метода заключа­ется в том, что закачка воды прекращается в одни скважины из­менение направления фильтрационных потоков до 90°.

Физическая сущность процесса состоит в следующем. Во- первых, при обычном заводнении вследствие вязкостной неустойчивости процесса вытеснения образуются целики нефти, обойденные водой. Во-вторых, при вытеснении нефти водой водонасыщенность вдоль направления вытеснения уменьшается. При переносе фронта нагнетания в пла­сте создаются изменяющиеся по величине и направлению гра­диенты гидродинамического давления, нагнетаемая вода внед­ряется в застойные малопроницаемые зоны, большая ось кото­рых теперь пересекается с линиями тока, и вытесняет из них нефть в зоны интенсивного движения воды. Объем закачки вдоль фронта целесообразно распределить пропорционально оставшейся нефтенасыщенности (соответственно уменьшаю­щейся водонасьпценности).

Изменение направления фильтрационных потоков достига­ется за счет дополнительного разрезания залежи на блоки, оча­гового заводнения, перераспределения отборов и закачки между скважинами, циклического заводнения. Метод технологичен, требует лишь небольшого резерва и мощности насосных стан­ций и наличия активной системы заводнения (поперечные разрезающие ряды, комбинация приконтурного и внутриконтурного заводнений и др.). Он позволяет поддерживать достигну­тый уровень добычи нефти, снижать текущую обводненность и увеличивать охват пластов заводнением.

Форсированный отбор жидкости

Технология заключается в поэтапном увеличе­нии дебитов добывающих скважин (уменьшении забойного дав­ления). Физико-гидродинамическая сущность метода состоит в создании высоких градиентов давления путем уменьшения забойного. При этом в неоднородных сильно обводненных пластах вовлека­ются в разработку остаточные целики нефти, линзы, тупиковые и застойные зоны, малопроницаемые пропластки и др.

Усло­виями эффективного применения метода считают: а) обвод­ненность продукции не менее 80−85 % (начало завершающей стадии разработки); б) высокие коэффициенты продуктивности скважин и забойные давления; в) возможность увеличения де­битов (коллектор устойчив, нет опасений прорыва чуждых вод, обсадная колонна технически исправна, имеются условия для применения высокопроизводительного оборудования, пропуск­ная способность системы сбора и подготовки продукции доста­точна) .

**Газовые методы**:

В настоящее время ограничились применением углеводород­ного сухого газа, газоводяной смеси, газа высокого давления и обогащенного газа.

Вытеснение может быть как несмешивающимся, так и смешивающимся (без существования границы раздела фаз). Смесимость газа с нефтью в пластовых условиях при современных технических средствах достигается только в случае легких неф­тей (плотность дегазированной нефти менее 800 кг/м3) при дав­лении нагнетания сухого углеводородного газа около или более 25 МПа, обогащенного газа− 15-20 МПа (для сравнения сжиженного − 8 −10 МПа). С улучшением смесимости повы­шается нефтеотдача.

Применение углеводородного газа определилось трудностями или отрицательными последствиями закачки воды (наличием в пласте набухающих в воде глин; малой проницаемостью по­род и, как следствие, недостаточной приемистостью нагнета­тельных скважин).

Основными критериями эффективности процесса закачки газа можно назвать: углы падения пластов: при углах более 15° закачка газа в сводовую часть, при меньших — площадная закачка (в по­логих структурах затруднено гравитационное разделение газа и нефти); глубину залегания пласта: при малой глубине и высоких давлениях нагнетания возможны прорывы газа в вышележащие пласты (нарушение герметичности залежи), а при большой глу­бине требуются очень высокие давления нагнетания, что не всегда технически осуществимо и экономически оправдано; однородность пласта по проницаемости и невысокую вяз­кость нефти: проявляется проницаемостная и вязкостная не­устойчивость вытеснения и преждевременные прорывы газа в добывающие скважины; гидродинамическую замкнутость залежи, что исключает утечки.

Для нагнетания можно использовать нефтяной газ, природ­ный газ соседних газовых месторождений или газ из магист­ральных газопроводов. Приемистость скважин устанавливают опытно или оцени­вают по формуле дебита газовой скважины, умножая расчет­ное значение на опытный коэффициент. Для поддержания дав­ления на существующем уровне общий расход нагнетаемого газа должен равняться сумме дебитов нефти, газа и воды, при­веденных к пластовым условиям. Разделив общий расход на приемистость одной скважины, можно определить число газо­нагнетательных скважин. Обычно давление нагнетания на 15−20 % выше пластового давления.

Преждевременные прорывы газа резко снижают эффектив­ность процесса вытеснения и увеличивают энергетические за­траты. Их выявляют путем контроля за газовым фактором и химическим составом газа. Для предупреждения прорывов газа уменьшают отборы жидкости из скважин вплоть до остановки тех, в которых отмечается прорыв, снижают объем нагнетае­мого газа, вместе с газом закачивают жидкость, проводят цик­лическую закачку газа и др.

Закачка газа вместе с водой привела к разработке метода водогазового циклического воздействия как более эффективного метода повышения нефтеотдачи, чем применяемые в настоящее время в широких масштабах заводнение и в качестве экспери­ментов нагнетание газа (в условиях несмесимости). Коэффи­циент вытеснения увеличивается за счет наличия в пласте сво­бодного газа на величину предельной газонасыщенности (10−15%), при которой газ неподвижен. Наиболее целесообразно не одновременное, а попеременное нагнетание при содержании в газоводяной смеси одного из агентов (25−75 %).

**Физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов** обеспечивают увеличение коэффи­циентов вытеснения и охвата одновременно или одного из них. Среди них выделяют две подгруппы: методы, улучшающие за­воднение, которые основаны на снижении межфазного поверх­ностного натяжения и изменении соотношения подвижностей фаз и обеспечивают увеличение коэффициентов вытеснения и ох­вата; методы извлечения остаточной нефти из заводненных пластов, основанные на полной или частичной смесимости ра­бочих агентов с нефтью и водой.

*Методы, улучшающие заводнение*

К ним относятся методы, использующие в качестве рабочих агентов поверхностно-активные вещества (ПАВ), полимеры, щелочи и серную кислоту.

Неионогенные ПАВ типа ОП-10 при оптимальном массовом содержании 0,05-0,1 % обеспечивают снижение поверхност­ного натяжения от 35-45 до 7-8 мН/м, увеличение угла сма­чивания от 18 до 27° и уменьшение натяжения смачивания в 8—10 раз. Однако такие растворы способны обеспечить повы­шение нефтеотдачи не более чем на 2-5 % .

Объемы закачиваемых растворов ПАВ должны быть очень большими (не менее 2—3 объемов пор). Фронт ПАВ движется по пласту в 10-20 раз медленнее, чем фронт вытеснения. Тех­нология закачки раствора ПАВ весьма простая, не влечет за собой существенных изменений в технологии и в системе разме­щения скважин.

Будущее метода связывают в основном с обработкой призабойных зон нагнетательных скважин для повышения их приемистости, с нагнетанием слабоконцен­трированных (0,05-0,5 %) и высококонцентрированных (1 - 5%) растворов для освоения плотных глинистых коллекторов и снижения давления нагнетания, а также с созданием компо­зиций ПАВ, обеспечивающих уменьшение межфазного натяже­ния до 0,01—0,05 мН/м.

Метод полимерного заводнения основан на способности раствора полимера в воде уменьшать соотношение подвижностей (загущение воды) нефти и воды (текущий фактор сопротивле­ния) и уменьшать подвижность воды, закачиваемой за рас­твором полимера (остаточный фактор сопротивления), что повышает охват пластов заводнением. Испытан гидролизованный полиакриламид (ПАА).

Одним из удачных решений задачи ограничения движения пластовых вод в промытых пропластках неоднородного пласта является метод закачки в обводненные пропластки ***полидисперсных систем.*** Основными компонентами этой системы являются ионогенные полимеры с флокулирующими свойствами и дисперсные частицы глины. Путем выбора концентрации полимера и глины в глинистой суспензии создаются условия для полного связывания полимера (флокуляции), в результате чего образуются глинисто-полимерные комплексы с новыми физическими свойствами, устойчивыми к размыву потоком. Механизм взаимодействия полимера с породами и дисперсными частицами в пластовых условиях при закачке ПДС заключается в следующем. Движущийся впереди суспензии полимерный раствор модифицирует поверхность породы вследствие адсорбции и механического удержания макромолекул полимера, снижая тем самым концентрацию раствора. Частицы глины, поступающие в виде суспензии, вступают во взаимодействие с макромолекулами полимера, которые адсорбированы на породе и находятся во взвешенном состоянии. Вследствие этого снижается проникновение в мелкие поры с одной стороны, с другой – происходит прочное удержание дисперсных частиц и полное связывание полимера. Образующиеся полимер-дисперсные агрегаты создают объемную, устойчивую в динамическом потоке массу. Эксперименты показывают, что подвижность воды после обработки полимердисперсной системой снижается в 2 – 4 раза по сравнению с закачкой только раствора полимера или глинистой суспензии, остаточный фактор сопротивления увеличивается с повышением коэффициента проницаемости породы. Это является одним из важных факторов, который способствует получению высокого эффекта.

Для улучшения отмывающих свойств пласта, закачивают водные растворы различных химреагентов, которые часто поглощаются высокопроницаемыми пропластками, а малопроницаемые прослои практически не подвергаются воздействию нефтевытесняющих жидкостей. В связи с этим предложено использовать ПДС для предварительной обработки пласта перед закачкой водных растворов ПАВ, мицеллярных растворов, микроэмульсий, растворителей и др.

Метод мицеллярно-полимерного заводнения, основан - на последовательной закачке мицеллярного и полимерного растворов, продвигаемых по пласту водой. Мицеллярные растворы – это особые коллоидные системы, основными компонентами которых являются углеводородная жидкость и вода, стабилизированные смесью масло- и водорастворимых поверхностно-активных веществ.Эти системы способны практически полностью вытеснить из пористой среды нефть благодаря крайне низкому межфазному натяжению на границе нефть - мицеллярный раствор. Возможность значительного увеличения нефтеотдачи заводненных пластов за счет применения мицеллярных растворов связана с тем, что вытесняющее действие их не зависит от текущего значения нефтенасыщенности пористой среды. Обладая повышенной и регулируемой вязкостью, эти системы способствуют также увеличению охвата пластов воздействием за счет сближения значений подвижностей нефти и вытесняющего ее флюида. Закачка полимерного раствора вслед за оторочкой мицеллярной композиции служит для создания буфера, предохраняющего оторочку от вязкостного разрушения проталкивающей водой.Метод мицеллярно-полимерного заводнения является одним из самых сложных физико-химических методов повышения нефтеотдачи.

**Тепловые методы**: сущность тепловых методов состоит в том, что наряду с гид­родинамическим вытеснением повышается температура в за­лежи, что способствует существенному уменьшению вязкости нефти, увеличению ее подвижности, испарению легких фрак­ций и др.

Объектами их применения являются залежи высоковязкой смолистой нефти вплоть до битумов, залежи нефтей, обладаю­щих неныотоновскими свойствами, а также залежи, пластовая температура которых равна или близка к температуре насыщения нефти парафином. Высокой вязкостью характеризуется от­носительно большая доля известных запасов нефти в мире, при­чем отмечается тенденция ее возрастания. Другие методы раз­работки и повышения нефтеотдачи либо не применимы, либо не обеспечивают достаточной эффективности. Различают сле­дующие разновидности тепловых методов: теплофизические — закачка в пласт теплоносителей (горячей воды, пара, в том числе в качестве внутрипластового терморастворителя, и паро­циклические обработки скважин); термохимические − внутрипластовое горение).

Прогрев призабойной зоны паром является самым эффективным методомтеплового воздействия на призабойную зону скважин, и осуществляется путем нагнетания в скважину перегретого водяного пара под давлением 8 – 15 МПа.

Сущность метода заключается в следующем. В течение 7 – 14 суток в скважину закачивают пар с расходом 1,5 – 2,5 т/ч при температуре 150 – 250°С. После этого скважину закрывают еще на 2 – 7 суток для остывания устьевой арматуры, а также для дальнейшего проникновения тепла в глубь пласта и более равномерного прогрева его по мощности. По истечение указанного срока, эксплуатацию скважины возобновляют.

Относительно более высокая, по сравнению с другими методами прогрева, эффективность паротепловой обработки призабойной зоны нефтяных скважин объясняется тем, что вследствие высокой теплоемкости пара в результате его нагнетании, призабойная зона скважины, при прочих равных условиях, прогревается на значительно большую глубину (5 – 10 м). Кроме того, пар под давлением приникает в трещины и каналы, имеющиеся в пласте, снижает вязкость нефти в прогретой зоне и способствует удалению с ее фильтрационной поверхности парафино-смолистых и асфальтеновых отложений.

Нагнетаемый в пласт пар, отдавая свое тепло, конденсируется, и образовавшийся конденсат частично откачивается на поверхность вместе с добываемой нефтью. В связи с этим, возможно, некоторое увеличение содержания воды в продукции скважины в начальный период после возобновления ее эксплуатации. По мере остывания прогретой зоны пласта в процессе эксплуатации скважины и повторного отложения парафино-смолистых веществ, дебит скважины постепенно уменьшается. Когда дебит снижается до первоначального (т.е. до его значения перед последней обработкой), паротепловую обработку повторяют.

Опыт применения данной технологии имеет следующие ограничения:

* глубина продуктивного пласта не более 1200 м;
* толщина пласта, сложенного песчаниками и глинами не менее 15 м;
* вязкость нефти в пластовых условиях выше 50 мПа·с;
* остаточная нефтенасыщенность пласта не менее 50%;
* плотность нефти в пластовых условиях не менее 900 – 930 кг/м3.

***Вытеснение нефти с применением внутрипластового горения*** заключается в воспламенении нефти в пласте, последующем поддержании горения и передвижении созданного очага горения по пласту. В отличие от рассмотренных выше термических методов он основан на использовании подземных источников энергии. При этом тепло для воздействия на нефтяной пласт образуется за счет сжигания части пластовой нефти.

Метод основан на способности углеводородов (в данном случае нефти) вступать в реакции с кислородом, сопровождающиеся выделением больших количеств тепла. Генерирование тепла непосредственно в пласте является основной отличительной особенностью методов повышения нефтеотдачи с применением внутреннего горения. Эти методы позволяют устранить технические проблемы и потери тепла, которые возникают при генерировании его на поверхности и доставке к пласту путем нагнетания в него теплоносителей.

Вызов горения осуществляется у скважины-зажигательницы. Эта важная операция заключается в нагнетании в скважину окислителя (обычно воздуха) при одновременном разогреве призабойной зоны пласта с помощью забойного электронагревателя, газовой горелки, зажигательных химических смесей и т.д. Вследствие этого ускоряются экзотермические реакции окисления нефти, которые в конечном итоге приводят к созданию процесса горения в призабойной зоне пласта.

После инициирования горения непрерывное нагнетание воздуха обеспечивает как поддержание процесса внутрипластового горения, так и перемещение зоны горения по пласту. Ввиду небольшого размера зоны горения по сравнению с расстояниями между скважинами, ее также называют ***фронтом горения.*** Когда воздух для поддержания горения подается в скважину-зажигательницу, то фронт горения перемещается в направлении от нагнетательной скважины к добывающей, т.е. в направлении движения нагнетаемого воздуха. Такой процесс называется ***прямоточным*** в отличие от противоточного, когда фронт горения движется в направлении от добывающей (скважины-зажигательницы) к нагнетательной, т.е. против движения нагнетаемого воздуха. Противоточное горение пока не получило заметного применения, поэтому дальнейшее описание процесса относится только к прямоточному горению.

Перемещение фронта горения вызывается расходом топлива, которое представлено частью нефти, оставшейся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой, испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения, в результате сложных физико-химических процессов (дистилляции, крекинга и др.). В итоге, сгорают наиболее тяжелые фракции нефти – кокс. Различные геолого-промысловые условия способствуют концентрации кокса 10 – 40 кг на 1 м3 пласта. Этот важный параметр горения определяют экспериментально в лабораторных условиях. Когда плотность и вязкость нефти увеличивается, концентрация кокса также увеличивается, а с увеличением проницаемости породы – уменьшается. Установлено, что в случае поддержания внутрипластового горения путем нагнетания в пласт только газообразного окислителя (воздуха), потеря тепла с нагретой в результате горения породы происходит медленно вследствие низкой теплоемкости потока воздуха, чем при нагревании породы перемещающимся фронтом горения. В результате ***сухого внутрипластового горения*** (так называется процесс, когда для поддержания горения закачивается только воздух) основная доля генерируемого в пласте тепла (более 80%) остается в области позади фронта горения и постепенно рассеивается в окружающие пласт породы. Это тепло оказывает положительное влияние на процесс вытеснения из неохваченных горением смежных частей пласта. Возможна переброска тепла в область впереди фронта горения, что может привести к приближению генерируемого в пласте тепла к зонам, где происходит вытеснение нефти из пласта. Такой перенос тепла связан с ускорением теплопереноса в пласте вследствие добавления воды к нагнетаемому воздуху. В этой связи создается метод, сочетающий внутрипластовое горение и заводнение, который приведет к ускорению теплопереноса и переброске тепла в область впереди фронта горения.

В мировой практике все большее признание получает ***метод влажного горения.*** Сущность метода заключается в том, что закачиваемая наряду с воздухом в определенных количествах вода, испаряется в окрестности фронта горения, переносит генерируемое тепло в область впереди него, в результате чего в этой области развиваются обширные зона прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды (рис. 7.5). Процесс внутрипластового парогенерирования – одна из важнейших особенностей процесса влажного горения, определяющая механизм вытеснения нефти из пластов.

Температурная обстановка в пласте при влажном горении схематично изображена на рис.10.7.

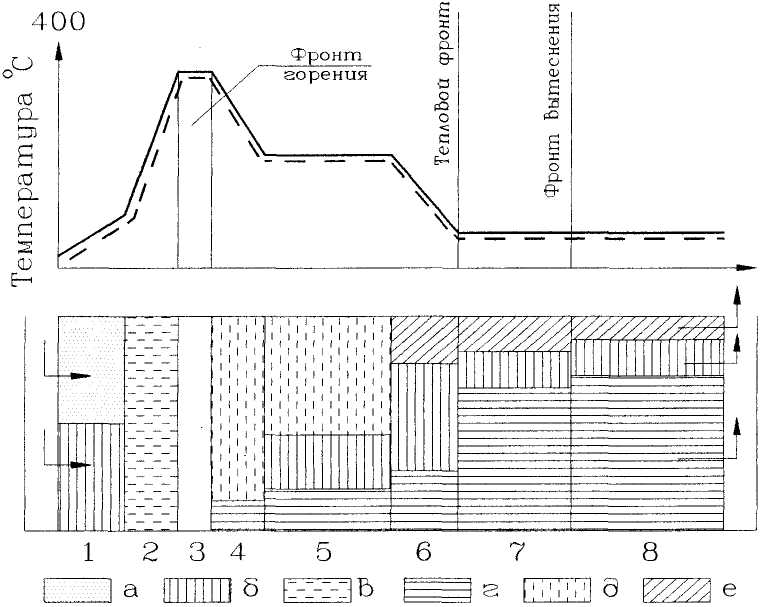


Рис.10.7. Схема процесса влажного горения

Условные обозначения: а – воздух; б – вода; в – смесь пара и воздуха; г – нефть; д – смесь пара и газов горения; е – газы горения.

Зоны: 1 – фильтрация закачиваемой воды и воздуха; 2, 4 – перегретого пара; 5 – насыщенного пара; 6 – вытеснение нефти горячей водой; 7 – вытеснение нефти водой при пластовой температуре; 8 – фильтрация нефти при начальных условиях; 3 – фронт горения.

Наиболее высокой температурой характеризуется фронт горения – здесь она достигает 370°C и выше. Передача тепла в область впереди фронта горения осуществляется путем конвективного переноса потоками испарившейся нагнетаемой воды и продуктами горения, а также путем теплопроводности. В результате впереди фронта горения образуется несколько температурных зон. Непосредственно к фронту горения примыкает зона перегретого пара, в пределах которой температура падает от температуры фронта горения до температуры конденсации (испарения) пара. Размеры этой зоны относительно невелики. Основная доля перебрасываемого в область впереди фронта горения тепла концентрируется в зоне насыщенного пара – ***зоне парового плато,*** где потери тепла в окружающие породы сопровождаются конденсацией пара, а не падением его температуры, а также в переходной температурной зоне – зоне горячей воды, образующейся в результате полной конденсации насыщенного пара.

Впереди переходной зоны располагается область, неохваченная тепловым воздействием, и характеризующаяся начальными температурными условиями.

Величина области прогрева пласта впереди фронта горения определяется темпом генерации тепла на фронте горения (темпом нагнетания воздуха) и водовоздушным фактором. С увеличением последнего размер области прогрева пласта увеличивается. Если процесс влажного горения осуществляется при максимально возможном значении водовоздушного фактора или близком к нему, то практически все накопленное в пласте тепло будет располагаться в области впереди фронта горения, а размеры этой области будут максимальны.

К основным недостаткам методов вытеснения нефти с применением внутрипластового горения относятся:

* необходимость использования мер по охране окружающей среды и утилизации продуктов горения;
* осуществление мер по предотвращению коррозии оборудования;
* возможность проявления гравитационных эффектов и снижение вследствие этого охвата пласта тепловым воздействием.

**Микробиологические методы**. Биотехнологические методы обеспечивают возможность получения комплекса полисахаридов с самыми разнообразными физическими характеристиками. Так, французская фирма “Элф опитен” выработала полисахарид “Склероглюкан” при помощи бактерий, культивируемых на углеводородном субстрате. Другой полисахарид “Эмульсан” вырабатывается фирмой “Петроферм” (США). Продукт обладает высокой эмульгирующей способностью для макроэмульсионного метода повышения нефтеотдчи. В РФ разработана технология получения полисахарида под названием “Симусан”, который производится на основе искусственных спиртов. Применительно к условиям месторождений Западной Сибири разработаны базовые составы на основе биополимера ПРОДУКТ БП – 92.

Эффективность применения биополимерных композиций может быть очень высокой (до 100% прироста добычи) на ранних стадиях разработки, когда происходит опережающее обводнение продукции за счет прорывов нагнетаемой в пласт воды по высокопроницаемым пропласткам. Использование биополимерных композиций на поздней стадии выработки запасов позволяет существенно замедлить темп падения добычи, существенно продлить срок разработки и повысить нефтеотдачу пластов. Мировая и отечественная практика разработки нефтяных месторождений в режиме заводнения свидетельствует о том, что все многообразие факторов, влияющих на конечную нефтеотдачу, сводится к двум параметрам:

* темп выработки запасов;
* удлинение сроков безводной (или маловодной) добычи.

В связи с этим особого внимания заслуживает применение биополимерных технологий, которые продлевают безводный период эксплуатации нефтяных скважин.

*10.5 Рациональное число и размещение проектных скважин. Основной фонд скважин. Резервные скважины.*

В каждом из расчетных вариантов, предусматривающем ту или иную общую схему процесса разработки и некоторое число эксплуатационных скважин, не­обходимо заранее учесть наиболее эффективное размещение этих скважин по площади залежи (разместить скважины рационально).

Под рациональным размещением скважин обычно понимают такое размеще­ние, которое обеспечивает наиболее высокие технико-экономические показатели при выполнении заданных условий разработки.

Вопрос о рациональном размещении скважин по площади той или иной раз­рабатываемой залежи − один из наиболее важных для правильной организации процесса нефтедобычи и наиболее сложных. В настоящее время указанная проб­лема полностью еще не решена. Однако можно сформулировать принципиально правильный подход к ее решению, основные пути решения, а также дать решения для наиболее простых случаев.

Основная задача нефтедобывающей промышленности, как уже отмечалось — удовлетворение потребностей страны в нефти и ее продуктах (потребностей как текущих, так и перспективных). Разумеется, нам не безразлично, ценой каких затрат и усилий будут удовлетворены эти потребности. Ясно, что необходимо стремиться к минимальным народнохозяйственным издержкам в добыче, как общего потребного количества нефти, так и на каждую тонну добываемой нефти. Однако это основное требование не может служить единственным критерием рациональности разработки. Следовательно, проектируй разработку нефтяных месторождений, нужно стремиться к возможно более полному извлечению нефти (разумеется, в технически возможных и эконо­мически целесообразных пределах). Отсюда следует, что рациональная система разработки должна обеспечить минимальные народнохозяйственные издержки при возможно полной нефтеотдаче разрабатываемых пластов.

Проблема рационального размещения нефтяных скважин − часть проблемы проектирования рациональной системы разработки, ибо схема размещения сква­жин, как и их число, входит в понятие системы разработки и должна решаться с тех же принципиальных позиций. Значит, размещение нефтяных скважин сле­дует считать рациональным, если (при всех прочих равных условиях, также входящих в понятие системы разработки) обеспечиваются минимальная себестоимость нефти и возможно высокая нефтеотдача.

На коэффициент охвата коллектора процессом вы­теснения, а следовательно, и нефтеотдачи повлияют лишь расстояния между скважинами в последнем ряду эксплуатационных скважин, так как от этих расстояний зависят размеры целиков или, более точно, «тающих остатков» (упот­ребляя термин, предложенный В. П. Яковлевым), т. е. остающихся между скважинами непромытых участков.

В реальных неоднородных пластах дело обстоит несколько сложнее. В таких пластах могут встречаться участки (линзы) с пониженной в несколько раз, по сравнению с окружающими их участками, проницаемостью, на которые не по­пало ни одной скважины. В подобных линзах будет наблюдаться отставание процесса вытеснения, а затем могут и оставаться островки нефти позади переместив­шегося водонефтяного контакта. Отмеченные выше потери нефти не безвозврат­ны, их можно будет отобрать в процессе доразработки залежи (после отбора ос­новных запасов) путем резкого изменения направлений и скоростей фильтрации, или же применяя тот или иной вторичный метод добычи нефти.

Кроме того, часто реальные пласты не монолитны, а расчленяются просло­ями глин или мало проницаемых алевролитов на отдельные пропластки, местами выклинивающимися. В этих случаях при разработке могут образоваться тупи­ковые застойные области, из которых нефть также не будет извлечена в основной период разработки. Очевидно, что чем реже сетка эксплуатационных скважин, тем больше возможные размеры указанных тупиков их областей и тем меньше коэффициент охвата коллектора процессом вытеснения.

Поэтому, исследуя различные варианты размещения нефтяных скважин и решая задачу об оптимальном размещении скважин, сейчас в первом приближении допустимо принимать, что нефтеотдача не зависит от числа скважин и их разме­щения, ибо, как мы увидим далее, при рациональных размещениях плотность сетки скважин на различных участках залежи почти одинакова.

Если бы при проектировании системы разработки той или иной залежи были бы известны все детали геологического строения, то с той или иной сте­пенью приближения прямыми расчетами или с помощью электромоделирования можно определить схему размещения скважин, близкую к оптимальной.

Однако на стадии проектирования систем разработки не известна в необ­ходимом объеме неоднородность продуктивных пластов. Поэтому, составляя тех­нологическую (генеральную) схему или проект разработки, нельзя разместить скважины с учетом реальной неоднородности пласта так, чтобы они наилучшим образом обеспечивали охват залежи процессом разработки.

Необходимые для выполнения этой задачи данные о неоднородности пласта обычно можно получить лишь после полного разбуривания сетки эксплуатаци­онных скважин (хотя бы даже и сравнительно редкой).

Поэтому единственно правильный и рациональный способ проектирования систем размещения скважин в реальных неоднородных нефтяных пластах — двухстадийное разбуривание. На первой стадии бурят добывающие и нагнета­тельные скважины по сетке, рациональной для этого режима работы в условиях однородного пласта. Эти скважины должны обеспечить необходимый уровень добычи нефти, по крайней мере, в первые 10−15 лет и вовлечь в разработку ос­новную, наиболее монолитную часть пласта. Совокупность таких скважин может быть названа основным фондом скважин.

Данные бурения, геолого-геофизические и гидродинамические исследования этих скважин, а также опыт их эксплуатации дадут необходимые сведения о неоднородности пластов, на основании которых можно приступить ко второй стадии разбуривания залежи. Основная цель этих скважин − более полное во­влечение пласта в разработку главным образом за счет охвата неработающих или плохо работающих участков и, следовательно, повышение коэффициента нефтеотдачи. Скважины, разбуриваемые на второй стадии, можно назвать ре­зервными, так как они бурятся в помощь основным скважинам и лишь тогда, когда выясняются места, где они необходимы.

В зависимости от степени неоднородности пласта, соотношения вязкостей нефти и воды, плотности (или средней плотности) сетки основного фонда добывающих скважин, а возможно, также и от ряда других факторов число резервных скважин может изменяться в весьма широких пределах: от нескольких процентов по отношению к основному фонду до числа, сопоставимого, а в исключительных случаях, возможно, даже и большего, чем число скважин основного фонда.

Поэтому, чтобы правильно оценить технико-экономические показатели разработки за весь срок разработки или за сравнительно продолжительный период, нужно хотя бы приблизительно уже на стадии проектирования разработки установить число резервных скважин, которые следует пробурить на второй стадии разбуривания залежи.

Приведем некоторые принципиальные соображения о разновидностях резерв­ных скважин.

Рассмотрим вопрос о необходимости и целесообразности применения резерв­ных скважин в случае непрерывного пласта. В результате бурения и ввода в дей­ствие основного фонда скважин все участки нефтяной залежи такого пласта в той или иной степени будут вовлечены в процесс разработки. Правда, вследствие не­однородности пласта по проницаемости скорость процесса разработки на разных участках будет различной, но разрабатываться будут в основном все участки. В таком пласте в конечном счете при любом размещении скважин можно будет отобрать всю нефть, за исключением нефти, не отмываемой данной водой («связанной» нефти). Конечная нефтеотдача в этом пласте будет равна потенци­ально возможной при данном режиме нефтеотдачи. (Исключение здесь может составлять лишь нефть, содержащаяся в линзах низкой проницаемости, окруженных высокопроницаемыми породами, при условии гидрфобности пород).

Однако достижение потенциальной нефтеотдачи никогда не будет экономи­чески рентабельным, так как невыгодно эксплуатировать скважины до полного их обводнения.

В итоге, когда в последних скважинах обводнение достигнет предельного значения и дальнейшая эксплуатация будет нерентабельна, между этими сква­жинами останутся непромытые или плохо промытые участки — целики.

Между тем, если пробурить дополнительные специальные скважины по воз­можности в середине указанных участков, то из них можно будет извлечь опре­деленное количество дополнительной нефти еще до того, как эти скважины обводнятся до предела рентабельности их эксплуатации.

Понятно, что чем больше размеры этих целиков по площади и по толщине пласта, чем полнее коэффициент вытеснения и чем меньше стоимость скважин и затраты на их обслуживание, тем более эффективным будет бурение на них специальных скважин. Очевидно, существуют определенные соотношения между этими величинами, могущие служить критериями, определяющими условия це­лесообразности и экономической рентабельности бурения дополнительных сква­жин. Сейчас же ограничимся констатацией того факта, что на целики нефти, остающи­еся между последними эксплуатирующимися добывающими скважинами основ­ного фонда, может оказаться целесообразным бурение специальных дополнитель­ных скважин. Такие скважины могут буриться из фонда резервных. Указанные скважины называют обычно резервными скважинами первой категории. Целевое назначение этих скважин − повышение нефтеотдачи путем вовлечения в более интенсивный процесс разработки участков непрерывного пласта, недостаточно полно разрабатывающихся с помощью основного фонда добывающих скважин.

Рассмотрим прерывистый пласт, т. е. тот случай, когда на отдельных участ­ках нефтесодержащие коллекторы простираются на небольшие расстояния и со всех сторон окружены непроницаемыми или плохопроницаемыми породами. Такие формы залегания коллектора обычно именуются линзами, а иногда полу­линзами (если с одной стороны они выходят за пределы залежи).

Если линза вскрыта только одной скважиной, то нефть из нее будет извле­чена лишь в незначительных количествах за счет упругости; нефть водой в такой линзе не будет вытесняться. Чтобы линза разрабатывалась на режиме вытеснения, необходимо пробурить на нее хотя бы одну дополнительную скважину. Если первая скважина (из основного фонда) была добывающей, то вторая должна быть нагнетательной или наоборот. Если линза имеет большую толщину (большие запасы нефти), а стоимость сооружения и обслуживания скважин сравнительно невелика, может оказаться целесообразным пробурить на нее не одну, а несколько дополнительных скважин. Принято называть линзы, вскрытые одной скважиной основного фонда, линзами I вида. Такие линзы практически не разрабатываются при разбуривании залежи скважинами основного фонда, и лишь только с помощью дополнительных скважин из числа резервных скважин они могут быть вовлечены в разработку.

При внутрнконтурном заводнении в прерывистом пласте часть линз может быть вскрыта только нагнетательными скважинами. Эти линзы также не будут работать, так как пока продолжается разработка основного пласта скважины, вскрывшие эти линзы, работают как нагнетательные. Однако и после прекраще­ния закачки воды в эти скважины возможность использования части из них в ка­честве эксплуатационных весьма сомнительна. Кроме того, расстояние от нагне­тательных скважин до первого добывающего ряда обычно больше, чем между остальными добывающими скважинами. Поэтому указанные линзы могут иметь сравнительно большие размеры и, следовательно, содержать значительные за­пасы нефти. Консервация этих линз на долгие годы при наличии к тому же весьма сомнительной перспективы вовлечения их в разработку с помощью скважин, длительное время работавших в качестве нагнетательных, врядди целесообразна. Поэтому возникает вопрос о бурении на указанные линзы некоторого числа до­бывающих скважин из фонда резервных с целью вовлечения их в разработку.

Линзы, вскрытые только нагнетательными скважинами разрезающих рядов предложено называть линзами II вида.

В прерывистом пласте ряд линз может быть вскрыт только добывающими скважинами. Такие линзы называют линзами III вида. (Понятно, сюда не войдут линзы, вскрытые только одной скважиной, так как они уже отнесены к I виду). Линзы III вида могут быть вовлечены в разработку скважинами основного фонда лишь впоследствии, после выработки основного пласта. Однако ввиду того, что значительная часть запасов в таких линзах содержится за пределами фигуры стороны которой проходят через крайние скважины основного фонда, вскрывшие данную линзу, охват ее процессом вытеснения к моменту обводнения скважин до предела, за которым их эксплуатация становится нерентабельной, будет далеко не полным. Поэтому возникает вопрос о целесообразности повышения охвата про­цессом вытеснения линз III вида (а они могут быть весьма крупными) за счет бурения дополнительных скважин по периферийной части этих линз из фонда резервных скважин.

Кроме того, в прерывистом пласте могут быть линзы (их также можно назы­вать и полулинзами), которые, хотя и вскрыты как нагнетательными, так и добы­вающими скважинами, однако будут плохо охвачены процессом разработки, так как на них попало мало скважин основного фонда. На периферийной части таких линз может оказаться целесообразным, как и в случае линз III вида, буре­ние дополнительных скважин из числа резервного фонда. Условимся эти последние линзы называть линзами IV вида. Пласт (пропласток) с линзами всех четырех видов показан на рис.10.8.

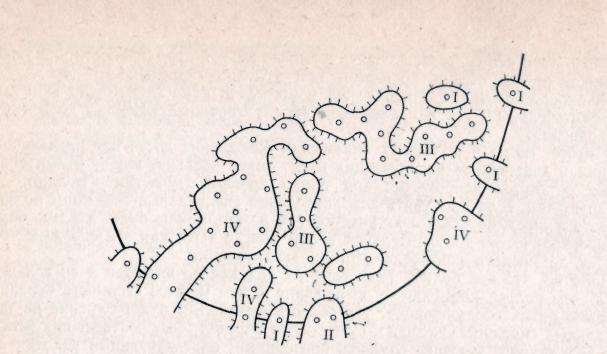


Рис.10.8 Разновидности линз пластов-коллекторов: I-IV – соответствующие виды линз

Резервные скважины, целевым назначением которых будут увеличение нефте­отдачи (путем повышения коэффициента охвата) прерывистого пласта и которые бурятся на линзы всех четырех видов, принято называть резервными скважинами второй категории.

Заметим, что линзы I (безусловно) и II (почти наверняка) видов без приме­нения резервных скважин второй категории в процессе разработки практически не участвуют ни в начальной стадии, ни в конце разработки. Линзы III вида с по­мощью скважин основного фонда можно вовлечь в процесс разработки лишь на более поздней стадии, т. е. когда в результате обводнения некоторых скважин по основной непрерывной части пласта эти скважины можно перевести под нагне­тательные для таких линз. И только линзы IV вида вовлечены в разработку с са­мого начала за счет скважин основного фонда.

Однако во всех случаях возникает вопрос об оптимальном моменте бурения резервных скважин второй категории. С одной стороны, их бурение выгодно отложить на более позднее время, так как техника бурения совершенствуется и стоимость скважин снижается. Кроме того, имеющееся оборудование и материальные средства можно использовать в другом месте и благодаря задержке буре­ния резервных скважин получить определенный народнохозяйственный эффект (следует учитывать, что конечная нефтеотдача на рассматриваемой залежи не зависит или почти не зависит от времени разбуривания резервных скважин). С другой стороны, резервные скважины второй категории − не только средство повышения конечной нефтеотдачи, но также и средство повышения уровня те­кущей нефтедобычи (средство интенсификации разработки рассматриваемой за­лежи). С этой точки зрения выгодно их бурить раньше. Определить оптимальный момент разбуривания резервных скважин в общем виде невозможно, так как он зависит от многих конкретных условий.

Отметим, что в ряде случаев главным целевым назначением части резервных скважин может быть повышение уровня текущей нефтедобычи. Эти скважины не способствуют повышению конечной нефтеотдачи, но ускоряют разработку залежи. Принято называть такие скважины резервными скважинами третьей категории.

Основная область возможного применения этих скважин, по-видимому, — линзы III вида. Действительно, в этих линзах могут содержаться значительные запасы нефти (по существу это небольшие обособленные залежи), а благодаря сравнительно большим значениям толщины и проницаемости из них можно полу­чить неплохие дебиты скважин, в то же время основной фонд скважин для их разработки может быть использован не скоро, вероятнее всего на заключительной стадии разработки − через 15, 20 или 30 лет. Между тем бурение одной или не­скольких скважин на такую линзу из числа резервных и закачка воды позволит получить из нее нефть, уже в начальной стадии разработки. Таким образом, при определенных конкретных условиях бурение резервных скважин третьей категории на линзы III вида будет вполне целесообразно.

При определенных условиях бурение резервных скважин третьей категории будет также целесообразно и на линзы IV вида, которые могут очень слабо раз­рабатываться вследствие плохого поступления в их воды из действующих нагне­тательных скважин основного фонда. Бурение же под нагнетание воды одной или нескольких дополнительных скважин из числа резервных может значительно ускорить разработку таких линз. В других случаях для улучшения разработки этих линз иногда целесообразно бурить дополнительные эксплуатационные сква­жины из числа резервных.

Размещение скважин основного фонда

На стадии проектирования систем разработки наши познания о залежи и коллекторе, как правило, позволяют исходить лишь из идеализированной за­лежи — расчетной схемы, в которой пласт считается однородным или, в лучшем случае, идеализированно неоднородным, а форма залежи либо простой геометри­ческой фигурой (полоса, круг, кольцо, сектор), либо суммой таких простых фи­гур. Поэтому для определения рационального размещения скважин основного фонда следует исходить из решений об оптимальном размещении скважин, полу­ченных для однородных пластов и простых геометрических форм залежи.

Для напорных режимов при полосовой и круговой формах залежи эта проб­лема была исследована как при ряде упрощающих допущений, так в последние годы и в более полной постановке с применением современных быстродействую­щих автоматических цифровых вычислительных машин. Последние исследования показали, что в настоящее время целесообразно пользоваться формулами и графическими зависимостями, полученными при гидродинамическом исследовании проблемы в упрощенной постановке, поскольку они достаточно близки к более точным решениям.

Основные выводы этих исследований:

1. Существует определенное соотношение расстояний между рядами (бата­реями) скважин и между скважинами в рядах, при котором обеспечиваются наи­лучшие технико-экономические показатели при заданном сроке разработки (заданном среднем уровне добычи) и при заданном числе скважин (заданных ресурсах) по сравнению с любыми другими вариантами размещения скважин. Поэтому для каждого числа скважин при заданном числе одновременно работающих батарей для данной залежи существует единственное наилучшее число всех батарей скважин. Это позволяет избежать повторения в каждом проекте большого числа различных вариантов размещения одного и того же числа скважин.

2. В залежах или выделенных при внутриконтурном заводнении блоках полосовой формы нужна более редкая сетка скважин в первом (от контура нефте­носности) ряду и более плотная их в последнем ряду. В остальных рядах расстоя­ния между скважинами и между рядами должны быть одинаковыми.

Физически это объясняется тем, что скважины первого ряда эксплуатируются (до их обводнения) всего лишь один этап в отличие от других, работающих более долго (два-три этапа), а скважины последнего ряда после обводнения всех преды­дущих рядов эксплуатируются один этап (без помощи скважин других рядов).

3. В залежах круговой формы сгущение сетки скважин (при неподвижном контуре питания с внешней стороны залежи, например, законтурное заводнение) должно постепенно увеличиваться от периферии к центру. Помимо указанных факторов здесь сказывается то обстоятельство, что по мере продвижения водо-нефтяного контакта к центру залежи сокращается площадь разработки и умень­шается число одновременно работающих скважин.

Практически рациональное размещение скважин определяется следующим образом.

В полосообразной залежи при условии одновременной работы рядов по два расстояния между ними и между скважинами в рядах должны быть одинаковы. Исключение составляют первый и последний ряды. В этом случае справедливы формулы

; , (10.29)

; , (10.30)

где: *a1* – расстояние от первого ряда до контура нефтеносности;

*a* – расстояние между остальными рядами;

*ak* – расстояние от последнего ряда до предпоследнего;

*n1* – число скважин в первом ряду;

*n* – число скважин в остальных рядах; nk – число скважин в последнем ряду.

Если в полособразной залежи ряды буду работать по три одновременно, то следует воспользоваться формулами

; , (10.31)

; , (10.32)

В остальных рядах расстояния между скважинами и между рядами должны быть одинаковыми. Поскольку значения *а1*, *аk* и *n1* мало отличаются соответ­ственно от *а* и *n*, их в первом приближении можно брать равными и только число скважин в последнем ряду увеличивать на ⅓ при работе рядов по два и на ⅔ при работе рядов по три.

Поэтому следует пользоваться следующей методикой проектирования рацио­нальных сеток добывающих скважин на полосообразных участках залежей.

Задавшись наиболее вероятным для рациональной разработки залежи числом рядов, определяем расстояния между всеми рядами по формуле

, (10.33)

где: *d* — ширина полоособразного участка при одностороннем напоре.

С помощью номограммы (рис.10.9) по значению  находим расстояния между скважинами 2σi, а следовательно, и число скважин.

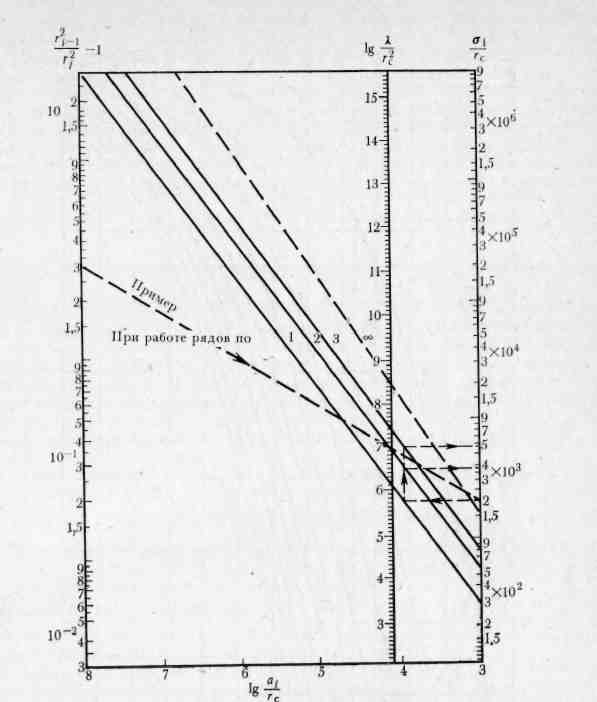


Рис.10.9 Номограмма расстояний между скважинами в рядах

Затем по приведенным формулам определяем *n1*, *nk* и *a1*, *ak*. За радиус скважины *rc* принимаем приве­денный радиус, учитывающий ее несовершенство.

Для круговых залежей или для участков, которые с той или иной степенью приближения можно представить в виде кольца либо секторов круга или кольца, решение получено в виде системы трансцендентных уравнений. Пользоваться этой системой для прямого решения практических задач невозможно. Поэтому построена расчетная диаграмма расположения рядов скважин (рис.10.10).

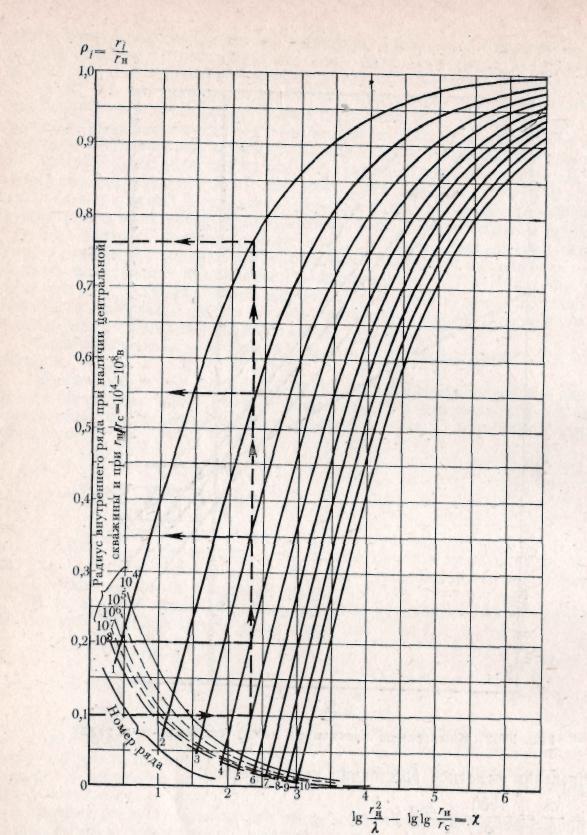


Рис.10.10 Расчетная диаграмма расположения круговых рядов скважин, *rн* — радиус контура питания; *rс* — приведенный радиус скважины; *ri* —радиус *i*-го ряда скважин; *λ1*  − параметр плотности сетки

Задаемся числом рядов скважин. Если известен радиус внутреннего ряда, то, поделив его на радиус начального контура нефтеносности, определим соот­ветствующее значение *r/rн*, на оси ординат. Затем проведем горизонтальную прямую до пересечения с кривой, номер которой соответствует числу рядов скважин, а отношение *rн/rс* наиболее близко к таковому для нашей залежи. От полученной точки проведем вертикаль, при пересечении которой с вышележащими соответ­ствующими кривыми на оси ординат определим радиусы всех остальных рядов (в долях от радиуса контура нефтеносности). Если радиус внутреннего ряда неиз­вестен, но известно, что залежь представляется полным кругом с центральной скважиной, тогда радиус внутреннего ряда определяется в точке пересечения ор­динаты одной из пяти нижних вспомогательных кривых с соответствующей основ­ной кривой. Дальнейшие операции полностью совпадают со случаем, описанным выше. Из той же диаграммы на горизонтальной оси находится параметр плотности сетки скважин *λ1*.Затем вычисляются  (*rс* − приведенный радиус скважин) и значения  для всех рядов.

Рассмотрим номограмму, представленную на рис.10.9. Соединив прямой точки на первой и второй (считая слева направо) вертикальных шкалах, соответ­ствующие вычисленным значениям, и продолжив ее до пересечения с третьей шкалой, найдем значения *а* для каждого ряда. Эти значения рациональны при работе рядов по одному. Чтобы получить расстояния между скважинами, наилуч­шие при- одновременной работе двух или трех рядов, нужно от точки пересечения на крайней правой шкале провести горизонталь до наклонной кривой ), а затем по вертикали вверх до кривых *2* или *3* вновь вернуться на шкалу σ. Этим путем определяют расстояния между скважинами во всех рядах.

Определение необходимого числа резервных скважин

Основная цель бурения резервных скважин первой и второй категории — увеличение конечной нефтеотдачи пласта. Одним из возможных критериев целе­сообразности бурения резервных скважин может служить себестоимость допол­нительной добычи нефти, которая не должна превышать определенный предел − предел рентабельной себестоимости, зависящей от качества добываемой нефти, местоположения данной залежи и др.

Непрерывный пласт. В таком пласте целесообразно бурение резервных скважин вдоль линии стягивания контуров нефтеносности. На основании анализа работ, проведенных рядом исследователей, количество нефти *g*, остаю­щейся в целиках между скважинами стягивающего ряда, можно выразить сле­дующим образом:

, (10.34)

где: *h* и *m* – соответственно средняя толщина и средняя пористость непрерывной части продуктивного пласта;

*α* - коэффициент перевода 1 м3 пластовой нефти в тонны;

*β* - коэффициент начальной нефтенасыщенности;

*l* – длина линии стягивания контуров нефтеносности;

*f* – коэффициент, зависящий от соотношения вязкостей нефти и воды;

*N* – число скважин в стягивающем ряду.

Из этой зависимости можно определить прирост извлекаемых промышленных запасов, приходящийся на одну дополнительную скважины:

, (10.35)

где: *Kв* – коэффициент вытеснения нефти водой.

Себестоимость дополнительной добычи нефти в первом приближении:

, (10.36)

где: *Зк* – средние капитальные затраты на бурение, оборудование и обустройство одной резервной скважины;

*Зэ* – средние текущие эксплуатационные затраты на обслуживание одной эксплуатационной резервной скважины за весь срок ее работы.

Очевидно, бурение *N* скважины в стягивающем ряду будет оправданно, если (*Ср* – предельно рентабельная себестоимость нефти рассматриваемой залежи).

Тогда оптимальное число скважин в стягивающем ряду

, (10.37)

Зная число скважин основного фонда *N0*, располагающихся на линии стягивающегося ряда, определим число необходимых резервных скважин

, (10.38)

Необходимо учитывать, что при выводе приведенных формул не учитывалось влияние неоднородности пород по проницаемости и пористости на образование целиков нефти между скважинами и на длину линии стягивания. Учет неодно­родности привел бы к увеличению размеров целиков нефти между скважинами стягивающего ряда. Однако, с другой стороны, при выводе приведенных формул предполагалось, что скважины отключаются после небольшого обводнения. Учет работы значительно обводненных скважин привел бы к уменьшению цели­ков нефти. Таким образом, обе эти неточности в какой-то мере компенсируются. Увеличение длины линии стягивания контуров нефтеносности в процессе проектирования точно установить невозможно. Ее можно определить лишь после расчета дебитов всех скважин основного фонда и толщин пласта на отдельных уча­стках, т. е. после разбуривания основной сетки скважин и определенного периода их эксплуатации. В этом случае учитываются как реальная неоднородность продуктивного пласта, так и особенности намеченной системы разработки. При проектировании длину линии стягивания контуров нефтеносности можно опреде­лить лишь исходя из формы залежи, считая пласт однородным. Затем ее увели­чивают на 20-40 % с учетом вероятной реальной неоднородности пласта.

*Прерывистый пласт*. В таком пласте целесообразно бурение резервных скважин второй и третьей категории. В настоящее время на стадии про­ектирования еще нельзя определить необходимое число скважин третьей ка­тегории до разбуривания и исследования скважин основного фонда. Число ре­зервных скважнн второй категории ориентировочно на основании изучения пре­рывистости пласта определить можно по аналогии с подобными разбуренными месторождениями.

Многие резервные скважины второй категории могут одновременно выпол­нять и функции резервных скважин третьей категории. Остановимся поэтому на методике определения необходимого числа резервных скважин второй катего­рии.

В качестве основного критерия, как и в случае непрерывного пласта, при­мем себестоимость нефти, дополнительно добываемой за счет резервных скважин. Причем себестоимость этой нефти не должна превышать предельно рентабельную себестоимость. Тогда для первой резервной скважины, бурящейся на линзу,

, (10.39)

где: *Vп* – промышленные запасы нефти в линзе в предположении стопроцентного охвата ее процессом разработки;

*Куд*– коэффициент, показывающий среднее отношение числа скважин, вскрывших линзу, на которую они бурились, к общему числу пробуренных скважин;

*Кохв* – коэффициент охвата линзы процессом разработки.

Определим число необходимых резервных скважин для линз различного вида.

Линзы I вида. Линза этого вида вскрыта одной скважиной основного фонда, которая эксплуатируется за счет других прослоев или пластов. Определим условия целесообразности бурения на эту линзу второй скважины из числа ре­зервных. Как правило, эта скважина работает как нагнетательная. Однако не исключено, что будет целесообразным пустить новую скважину как добывающую, а первую скважину из основного фонда перевести под нагнетание воды в рассма­триваемую линзу. Так или иначе, ставится вопрос будет ли оправдано бурение одной дополнительной резервной скважины? При этом необходимо учитывать, что размеры и протяженность линзы известны грубо ориентировочно. Это учиты­вается коэффициентом удачи. Как показали проведенные исследования для первой резервной скважины, бурящейся на линзу I вида, в среднем из двух скважин только одна будет удачной, т. е. для этого случая Куд = 0,5.

Отметим, что неудачные скважины могут использоваться по другому на­значению: в качестве пьезометрических, контрольных, наблюдательных или дополнительных добывающих скважин на основной пласт. В последнем случае можно получить некоторый прирост текущей добычи нефти, а, иногда и нефтеот­дачи.

Помимо вероятности непопадания скважин в линзу, необходимо также учи­тывать и неполноту охвата линзы процессом разработки.

Поскольку обе скважины в среднем расположены в линзе не наилучшим об­разом, а эксплуатация прекращается при неполном обводнении, существует какой-то средний коэффициент охвата линзы процессом вытеснения нефти водой. По данным исследований, для первой резервной скважины, бурящейся на линзу первого вида, *Кохв* = 0,5.

B этом случае нетрудно получить формулу, позволяющую определить ми­нимальные промышленные запасы нефти в линзе, на которую целесообразно провести одну резервную скважину

, (10.40)

При редкой сетке основного фонда эксплуатационных скважин и большой толщине продуктивного пласта на некоторые линзы I вида может оказаться выгодным пробурить еще две резервные скважины. Тогда минимальные про­мышленные запасы линзы, на которую помимо первой резервной скважины целе­сообразно пробурить еще две скважины

, (10.41)

Число всех резервных скважин для линз I вида

, (10.42)

где: *n* - число линз с промышленными запасами больше *VпI* ,

*а* - число линз с промышленными запасами больше *V′пI*.

Линзы II вида. Коэффициент охвата определяется из предположения, что в основной сетке скважин имеются две нагнетательные скважины или больше, расположенных в одном ряду, а все резервные скважины будут добывающими.

Как показали проведенные исследования, в этом случае приближенно можно принять

, (10.43)

где: *р* – число резервных скважин, вскрывших рассматриваемую линзу.

Минимальные промышленные запасы, которые должны содержаться в линзе для того, чтобы было на ней выгодно бурить *р* резервных скважин

, (10.44)

Тогда число резервных скважин, необходимых для бурения на линзу

 (10.45)

Линзы III и IV видов. Периферийная часть линз III и IV видов по существу аналогична линзам II вида. Поэтому описанная методика применима и к этим линзам, но в отличие от них в этом случае в формулах вместо полных запасов линз принимают промышленные запасы нефти в отдельных элементах их периферийных частей.

Таким образом, из описания методики определения резервных скважин второй категории ясно, что для этого необходимы достаточно подробные сведения о всех линзах. Такие сведения можно получить лишь после разбуривания скважин основного фонда. Следовательно, описанную методику непосредственно можно использовать лишь на стадии составления уточненного проекта разработки или проекта доразработки залежи.

На основании геологического изучения рассматриваемого пласта (залежи) необходимо будет подобрать наиболее близкое к нему по степени и характеру прерывистости уже разбуренное месторождение. Затем, подсчитав потребное число резервных скважин второй категории для этого месторождения, использовать полученные цифры в относительном виде уже для рассматриваемого месторождения.

*10.6 Расчет процессов нагнетания.*

При расчете процессов нагнетания определяют суммарный объем закачки, приемистость отдельных нагнетательных скважин и их число, давление нагне­тания, схему размещения нагнетательных скважин.

Сначала обычно устанав­ливают схему размещения скважин. Линию расположения нагнетательных скважин определяют в основном по технологическим и геологическим характеристикам. Задача заключается в под­боре такой схемы расположения нагнетательных скважин, при которой обеспечивается наиболее эффективная связь между зонами нагнетания и отбора и рав­номерное вытеснение нефти водой.

Один из основных методов обеспечения эффективной связи между зонами нагнетания и отбора − максимальное приближение линии нагнетания или от­дельных нагнетательных скважин к эксплуатационным скважинам. Однако такое приближение может привести к нарушению равномерности продвижения контура нефтеносности. В связи с этим в первые годы развития законтурного за­воднения стремились располагать нагнетательные скважины на некотором удале­нии за внешним контуром нефтеносности. Исследования процесса перемещения контура на электромоделях в однородных пластах давали основание размещать нагнетательные скважины на расстоянии от внешнего контура нефтеносности, равном не менее половины расстояния между соседними нагнетательными сква­жинами.

Однако со временем, когда выявилась значительная неоднородность реаль­ных продуктивных пластов, перешли к размещению нагнетательных скважин (при законтурном заводнении) непосредственно вблизи за внешним контуром нефтеносности. В настоящее время, как правило, для большинства случаев можно рекомендовать именно такое размещение. Лишь в некоторых случаях (например при небольшой залежи в монолитном пласте с очень высокой прони­цаемостью), когда для обеспечения нужных темпов разработки достаточно не­скольких нагнетательных скважин, их целесообразно несколько удалить от кон­тура с целью более равномерного воздействия закачки на все участки залежи. Напротив, в случае широких водонефтяных зон, простирающихся на несколько километров, наряду с нагнетательными скважинами, расположенными по пери­метру внешнего контура нефтеносности, целесообразно провести еще ряд нагне­тательных скважин вдоль внутреннего контура нефтеносности и «отрезать» тем самым чисто нефтяную часть залежи от водонефтяной части.

Схему размещения дополнительных нагнетательных скважин из резервного фонда следует определять во всех случаях в соответствии с конкретными усло­виями, выявленными в процессе разработки.

При использовании избирательной системы заводнения нагнетательные скважины следует размещать преимущественно в высокопроницаемых зонах.

Суммарный объем закачиваемого агента зависит от запроектированного отбора жидкости из залежи, от давления на линии нагнетания, а в большин­стве случаев также и от коллекторских и упругих свойств пластов (главным образом в законтурной области).

Для характеристики давления на линии нагнетания удобно пользоваться понятием «среднее давление на линии нагнетания». Под этим термином следует понимать то давление на линии нагнетания, если бы фактическая система нагне­тательных скважин была заменена расположенной на ее месте равнодебитной нагнетательной галереей.

При законтурном или приконтурном заводнении, если среднее давление на линии нагнетания  равно начальному пластовому *Рпл*. то при установившемся процессе объем нагнетаемой воды становится равным объему жидкости, добы­ваемой при эксплуатации. Если  > *Рпл*, то объем нагнетаемой воды склады­вается из объема, компенсирующего объем отбираемой из залежи жидкости, и объема потерь нагнетаемой воды в законтурную область, вследствие проявления перепада давления между контуром нагнетания и законтурной областью.

Если  < *Рпл*, то объем нагнетаемой воды будет меньше объема отбираемой при эксплуатации жидкости на объем воды, притекающей к залежи из закон­турной области.

Потери или уход (утечка) воды в законтурную область зависит от перепада давления между контуром нагнетания и законтурной областью, от строения пласта, его коллекторских и упругих свойств в законтурной области. Если в пла­сте на небольшом удалении от залежи имеются области питания, то утечку воды можно определить ко формулам для установившегося движения. Если же область питания отсутствует или находится на значительном удалении от залежи, то процесс движения жидкости в законтурную область будет неустановившимся и потери закачиваемой воды в законтурную область могут быть подсчитаны по формулам для неустановившегося (упругого) режима.

При искусственном водонапорном режиме, когда отбор нефти происходит при давлении в пласте выше давления насыщения, объем отбираемой жидкости, приведенный к пластовым условиям, должен равняться объему нагнетаемой жидкости, также приведенной к пластовым условиям, г. е. к пластовой температуре и давлению. Поскольку в этих условиях пластовая продукция состоит только из нефти и воды, а газ находится в растворенном состоянии, то можно написать следующее уравнение баланса расходов жидкостей, приведенных к пластовым условиям:

, (10.46)

где: *Qнаг* - объемный расход нагнетаемой воды при стандартных условиях (например, м3/г);

*bв* - объемный коэффициент нагнетаемой воды, учитывающий увеличение объема воды при нагревании до пластовой температуры и уменьшение ее объема при сжатии до пластового давления;

*Qн* - объемная добыча нефти (суммарный дебит) при стандартных условиях (дебит товарной нефти);

*bн* - объемный коэффициент нефти, учитывающий ее расширение за счет растворения газа, повышения температуры и незначительное сжатие от давления;

*Qв* - объемная добыча извлекаемой из пласта воды, измеренная при стандартных условиях;

*bв'* -объемный коэффициент извлекаемой минерализованной воды, который может отличаться от объемного коэффициента для пресной воды;

*Qут* - объемный расход воды, уходящей во внешнюю область (утечки);

*k* - коэффициент, учитывающий потери воды, при периодической работе нагнетательных скважин на самоизлив, при порывах водоводов и по другим технологическим причинам.

Из уравнения (10.46) находят расход нагнетаемой воды *Qнаг*. Очевидно, число нагнетательных скважин *nнаг*, их средний дебит *qнаг* и расход нагнетаемой воды *Qнаг* связаны соотношением

, (10.47)

Если по результатам опытной эксплуатации нагнетательных скважин или по результатам расчета известен их дебит *qнаг*, то из (10.47) определяют необходимое число нагнетательных скважин *nнаг*. Если *nнаг* предопределено схемой размещения скважин, то из (10.47) определяют средний дебит нагнетательной скважины qнаг, который зависит от гидропроводности пласта в районе нагнетательной скважины и от репрессии, т. е. от величины давления нагнетания воды.

Дебит нагнетательной скважины находят гидродинамическими расчетами всей системы добывающих и нагнетательных скважин или приближенно по формуле радиального притока, преобразованной для репрессии. Давление нагнетания и дебиты должны находиться в технически осуществимых пределах и не должны превышать возможностей технологического оборудования. Некоторое регулирование этих величин возможно воздействием на призабойную зону нагнетательных скважин для улучшения их поглотительной способности (кислотные обработки, гидроразрывы и др.).

Для оценки степени компенсации отборов жидкостей из пласта закачкой вводится понятие коэффициента компенсации.

Коэффициент текущей компенсации

, (10.48)

- отношение дебита нагнетаемой воды к дебиту отбираемых жидкостей, приведенных к пластовым условиям за единицу времени (год, месяц, сутки и т.д.). Этот коэффициент показывает, насколько скомпенсирован отбор закачкой в данный момент времени. Если *m*т < 1, закачка отстает от отбора и следует ожидать падения среднего пластового давления. Если *m*т > 1, закачка превышает отбор и давление в пласте должно расти. При *m*т = 1 должна наблюдаться стабилизация текущего пластового давления на существующем уровне, независимо, каким он был в начале разработки

В технологии добычи нефти часто пользуются такими понятиями, как «давление на линии нагнетания» и «давление на линии отбора». Введение этих понятий упрощает физическую картину фильтрации жидкости от линии расположения нагнетательных скважин к рядам добывающих скважин, а также позволяет однозначно характеризовать депрессию обусловливающую приток жидкости к линиям отбора. Давление на линии нагнетания - это среднеинтегральное давление в пласте вдоль линии нагнетательных скважин. Вокруг нагнетательных скважин образуются репрессионные воронки, обращенные вверх с наибольшим давлением (вершина воронки) на забоях нагнетательных скважин (рис.10.11).

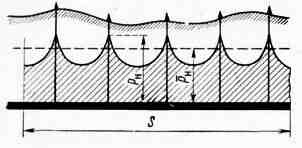


Рис.10.11. Изменение давления вдоль линии нагнетания

На рисунке ординаты заштрихованной части эпюры - абсолютные величины давлений в пласте, изменяющиеся вдоль *S*. Средняя ордината, т. е. высота *Рн* прямоугольника длиной *S* и площадью , - среднеинтегральное давление.

По определению

 (10.49)

где: *F* - заштрихованная площадь эпюры давлений.

Забойные давления нагнетательных скважин могут быть различны. Закон распределения давления вокруг забоя скважин близок к логарифмическому. Используя формулу для распределения давления при радиальном течении, можно построить кривые распределения давления между нагнетательными скважинами. Таким образом, по эпюре распределения давления вдоль линии нагнетания в реальном конкретном случае может быть определена площадь эпюры *F*, а по формуле (10.49) найдено давление на линии нагнетания. Существуют весьма простые расчетные методы определения давления на линии нагнетания, однако эти методы справедливы только при одинаковых забойных давлениях во всех нагнетательных скважинах, равных расстояниях между скважинами и однородном пласте. Расчетная формула имеет вид

, (10.50)

где: *Рн* - давление на забоях нагнетательных скважин (во всех скважинах одинаковое);

*Q* - суммарный дебит нагнетательного ряда;

*ω* - внутреннее фильтрационное сопротивление нагнетательного ряда

, (10.51)

где: *μ* - вязкость воды;

*k* - проницаемость;

*h* - толщина пласта;

*n* - число скважин в ряду;

*σ* - половина расстояния между нагнетательными скважинами;

*rпр* - приведенный радиус нагнетательной скважины.

Давление на линии отбора определяется аналогично, т. е. как среднеинтегральное давление вдоль линии добывающих скважин. В добывающих скважинах депрессионная воронка обращена вершиной вниз (рис.10.12).

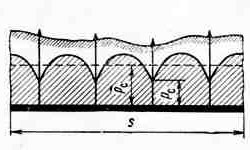


Рис.10.12. Изменение давления вдоль линии отбора

Давление на линии отбора равно

 (10.52)

где: *F* - заштрихованная площадь эпюры давлений.

При аналитических расчетах

, (10.53)

где: *Рс* - давление на забоях добывающих скважин данного ряда (одинаковые во всем ряду);

*Q* - дебит добывающих скважин данного ряда, расположенных в пределах длины *S.*

Среднее давление на линии нагнетания меньше забойных давлений в нагнетательных скважинах (*Рн' < Рн*), а среднее давление на линии отбора больше забойных давлений в добывающих скважинах (*Pс' > Pс*). Величина *Рн' - Pс' = ΔР*, называется депрессией между линией нагнетания и линией отбора. От величины этой депрессии зависит дебит добывающих рядов скважин, который увеличивается с ростом *ΔР*. Увеличение депрессии может быть достигнуто как за счет увеличения давления на линии нагнетания *Рн*, так и за счет снижения давления на линии отбора *Pс*.

Приемистость одной нагнетательной скважины

, (10.54)

где: *kв* – фазовая проницаемость для воды в призабойной зоне нагнетательной скважины, мкм2;

*h* – толщина пласта, см;

*Рзаб, Рн* – соответственно давление на забое нагнетательной скважины и давление на линии нагнетания, МПа.

Давление на забое нагнетательной скважины

, (10.55)

где: *Н* – средняя глубина скважины, м

*Рнас* – давление на выкиде насосов, МПа

*Ртр* – потери давления на трение в водоводах и в стволе скважины, МПа;

*μв* – вязкость нагнетаемой воды, мПа·с;

*ξ* – коэффициент, учитывающий загрязнение призабойной зоны нагнетательной скважины;

*rс* – приведенный радиус нагнетательных скважин.

Учитывая, что

, (10.56)

, (10.57)

где: *L* – длина участка линии нагнетания;

*n* – число нагнетательных скважин на выбранном участке;

*Qн* – суммарное количество закачанной воды на том же участке.

После несложных преобразований получим число нагнетательных скважин

, (10.58)

Уравнение (10.58) легко решить последовательным приближением. Задавшись интуитивно величиной n и подставив ее в правую часть, найдем первое значение n, подставив которое вторично в правую часть найдем второе значение и т.д.

**Тема 11. Разработка залежей, приуроченных к трещиноватым коллекторам**

В настоящее время с трещиноватыми коллекторами связано около 60 % залежей углеводородов и больше половины, миро­вой добычи нефти.

Трещиноватость — повсеместная рассеченность горных пород макро- и микротрещинами — присуща в той или иной степени всем (карбонатным и терригенным, кроме сыпучих) горным по­родам. Трещиноватыми коллекторами называют такие коллек­торы, фильтрационные свойства которых обусловлены преиму­щественно или в значительной степени трещиноватостью. Пус­тоты трещиноватых коллекторов представлены трещинами, ка­вернами и их сочетанием с порами. В зависимости от преобла­дания этих пустот различают разные группы трещиноватых коллекторов (трещиновато-кавернозные, трещиновато-пористые и т. д.).

Трещины выявляются как при разведке, так и при разра­ботке нефтяных месторождений. Размеры и густота трещин (ли­нейная плотность −число трещин, секущих единицу длины нор­мали, проведенной к поверхности трещин) зависят от литологии (вещественного состава) и толщины пластов, в которых эти тре­щины развиваются. По этому признаку выделяют трещины пер­вого порядка, которые секут несколько пластов, и трещины вто­рого порядка, ограниченные одним пластом. Трещины первого порядка имеют протяженность (длину) по простиранию пород (вдоль пласта) в пределах метров и сотен метров, а раскрытие (ширину) в пределах миллиметров − сантиметров. Трещины с большим раскрытием (условно более 100 мкм) относят к мак­ротрещинам, тогда как микротрещины − это трещины с ограни­ченной длиной и раскрытием. Исследованию по керну подда­ются микротрещины, так как при выбуривании он разрушается по макротрещинам.

На основе прямых исследований выделяют закрытые (заполненные твердым веществом − минералами, битумом) и открытые (заполненные флюидом − нефтью, водой, газом) трещины. Ширина закрытых трещин достигает 1−2 мм и более, иногда до сантиметров. Раскрытие открытых трещин по данным прямых измерений в основном составляет в аргиллитах 1−10, в карбо­натных породах 10−20 и песчаниках 20−30 мкм. Раскрытие трещин в пластовых условиях зависит, кроме типа породы, так­же от глубины залегания пласта и давления флюидов. На глу­бинах свыше 2000 м значения раскрытия трещин во всех разно­стях пород сближаются и обычно изменяются от 10 до 15 мкм. Порода, содержащая трещины в отличие от каверн и пор, ха­рактеризуется повышенной сжимаемостью вследствие сущест­венной зависимости раскрытия трещин от давления.

По возрастающей густоте трещин многие исследователи располагают горные породы в следующий ряд: песчаники, извест­няки, мергели, аргиллиты, т. е. густота трещин увеличивается с уменьшением размеров зерен обломочного материала.

Трещи­новатые коллекторы приурочены преимущественно к карбонатно-глинистым и карбонатным породам. По данным прямых из­мерений между густотой трещин и толщиной слоя (пласта) наблюдается обратно пропорциональная зависимость. С увели­чением толщины слоя до 0,1 м происходит резкое уменьшение густоты трещин до 20 − 70 м-1 в зависимости от состава пород; в интервале 0,1 − 0,4 м уменьшение густоты замедляется, а при толщине слоя от 0,4−0,5 м и выше густота трещин практически не изменяется и составляет 10−15 м-1. Густота трещин обычно не превышает 40 м-1 (исключая тонкослоистые разности), чаще всего, особенно для песчаников и известняков, она составляет 5−15 м-1. В продуктивном разрезе могут встречаться слои (пла­сты) с высокой степенью трещиноватости.

Трещиноватость и кавернозность увеличиваются от периферии структуры к своду и от подошвы до кровли пласта. Сеть трещин представлена обычно вертикальными или близкими к ним наклонными трещи­нами, объединенными в одну или несколько систем. Макротре­щины избирательно развиваются по более густой сетке микро­трещин и составляют с ними единую систему, подчиняющуюся общим закономерностям развития. При этом густота микротре­щин в 2−10 раз меньше густоты микротрещин. Если густота микротрещин колеблется от 10 до 100 м-1, что равнозначно расстоянию между микротрещинами (величина, обратная густоте) от 0,01 до 0,1 м, то густота макротрещин изменяется в основ­ном от 1 до 10 м-1 при расстоянии между макротрещинами от 0,02−0,1 до 0,2−1 м.

В каждой системе трещины имеют два основных направле­ния, пересекающиеся под углом, близким к 90°. Часто преобла­дает одна система с четко выраженной направленностью (ани­зотропия трещиноватости), в основном совпадающей с направ­лением одной из осей структуры, преимущественно с длинной осью.

Если нефть в пласте залегает в трещинах, разделяющих непористые и непроницаемые блоки породы, то модель такого пласта может быть представлена в виде набора непроницаемых кубов, грани которых равны *lж*, разделенных щелями шириной *bж*. Реальный пласт при этом может иметь блоки породы различной величины и формы, а также трещины различной ширины. Сечение реального пласта площадью ∆S показано на рис.11.1, где *i*-я трещина имеет длину *li,* и ширину *bi.* На рис.11.2 показано сечение модели этого пласта *∆S* площадью, представляющей собой набор квадратов со стороной *lж* и шириной трещин *bж.*

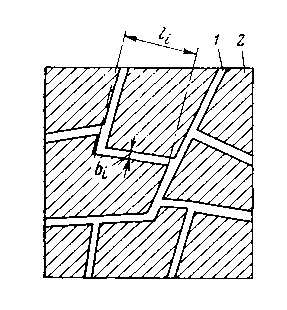


Рис.11.1.Сечение трещиноватого пласта: 1 - трещины; 2 – блоки породы

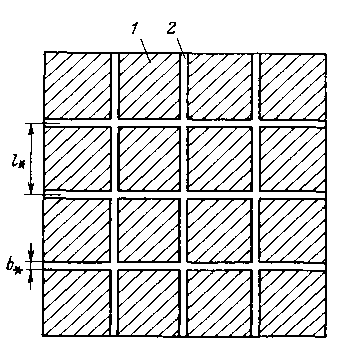


Рис.11.2.Сечение модели трещиноватого пласта площадью *∆S*: 1- блоки породы; 2 – трещины.

Рассмотрим наиболее существенные осредненные, а потому и вероятностно-статистические характеристики трещиноватого пласта.

Известно, что скорость *vi* течения вязкой жидкости в единичной трещине в направлении, перпендикулярном к плоскости (рис.11.1), определяется следующей зависимостью:

, (11.1)

Расход жидкости *∆q*, протекающий через сечение площади *∆S* в направлении *х*, выражается следующим образом:

, (11.2)

Введем понятие густоты трещин *Гт*, определяемой формулой

, (11.3)

а также средней ширины трещины *bж*. Тогда из (11.2), (11.3) получим выражение для скорости фильтрации в трещиноватом пласте

, (11.4)

Выражение (11.4) – аналог формулы Дарси для трещиноватых пластов. При этом проницаемость трещиноватого пласта

, (11.5)

Можно получить выражение для трещинной пористости mт, принимая ее равной «просветности» сечения трещиноватого пласта. Имеем

, (11.6)

В процессе разработки трещиновато-пористых пластов при упругом режиме изменение давления быстрее распространяется по системе трещин, в результате чего возникают перетоки жидкости между трещинами и блоками пород, т. е. матрицей, приводящие к характерному для таких пород запаздыванию перераспределения давления по сравнению с соответствующим перераспределением давления в однородных пластах при упругом режиме.

На разработку трещиноватых и трещиновато-пористых пластов может оказывать существенное влияние резкое изменение объема трещин при изменении давления жидкости, насыщающей трещины в результате деформации горных пород.

Один из наиболее сложных вопросов разработки трещиновато-пористых пластов связан с применением процессов воздействия на них путем закачки различных веществ, и в первую очередь с использованием обычного заводнения.

Возникает опасение, что закачиваемая в такие пласты вода быстро прорвется по системе трещин к добывающим скважинам, оставив нефть в блоках породы. При этом, по данным экспериментальных исследований и опыта разработки, известно, что из самой системы трещин нефть вытесняется довольно эффективно и коэффициент вытеснения достигает 0,8-0,85. Опыт также показывает, что и из матриц трещиновато-пористых пластов при их заводнении нефть вытесняется, хотя коэффициент нефтевытеснения сравнительно невелик, составляя 0,20−0,30.

Поясним, под действием каких же сил происходит вытеснение нефти водой из матриц трещиновато-пористых пластов. Одна из сил вполне очевидна, хотя до последнего времени и слабо учитывалась в расчетах процессов разработки. Эта сила обусловлена градиентами давления в системе трещин, воздействующими и на блоки породы.

Другая из сил связана с разностью капиллярного давления в воде и нефти, насыщающей блоки. Действие этой силы приводит к возникновению капиллярной пропитки пород, т. е. к замещению нефти водой в них под действием указанной разности капиллярного давления.

Капиллярная пропитка оказывается возможной, если породы гидрофильные. Капиллярная пропитка матрицы или блоков трещиновато-пористых пластов вполне объяснима не только с позиции действия капиллярных сил, но и с энергетической точки зрения, так как минимум поверхностной энергии на границе нефти с водой будет достигнут, когда нефть соберется воедино в трещинах, а не будет насыщать поры матрицы, обладая сложной, сильно разветвленной поверхностью.

Исследования показывают, что если взять блок породы трещиновато-пористого пласта с длиной грани *lж*, первоначально насыщенный нефтью, и поместить его в воду (аналогичная ситуация возникает, когда блок в реальном пласте окружен трещинами и в трещинах находится вода), то скорость *φ(t)* капиллярного впитывания воды в блок и, следовательно, вытеснения из него нефти, согласно гидродинамической теории вытеснения нефти водой с учетом капиллярных сил, будет зависеть от времени *t* следующим образом

, (11.7)

Из энергетических соображений можно считать, что скорость капиллярного впитывания пропорциональна скорости сокращения поверхности раздела между нефтью и водой, которая, в свою очередь, пропорциональна площади поверхности раздела. В этом случае можно считать, что

, (11.8)

где: β−некоторый коэффициент.

Если изучать реальные процессы извлечения нефти из трещиновато-пористых пластов под действием капиллярной пропитки, то, по-видимому, наиболее правильным будет сочетание гидродинамического и энергетического подходов. В этом случае для скорости капиллярной пропитки можно использовать формулу, предложенную Э. В. Скворцовым и Э. А. Авакян:

, (11.9)

где: *а* − экспериментальный коэффициент.

Из соображений размерности и физики процесса впитывания коэффициент β можно выразить следующим образом:

, , (11.10)

где: *kн*, *kв* −относительные проницаемости для нефти и воды;

*k* − абсолютная проницаемость;

σ − поверхностное натяжение на границе нефть — вода;

θ − угол смачивания пород пласта водой;

*μ*н − вязкость нефти;

*А* − экспериментальная функция.

Найдем выражение для коэффициента а исходя из того условия, что за бесконечное время количество впитавшейся в кубический блок с длиной грани *lж* воды равно объему извлеченной из него нефти. Имеем в соответствии со сказанным

, (11.11)

где: *sно* − начальная нефтенасыщенность блока породы;

η\* - конечная нефтеотдача блока при его капиллярной пропитке.

Если скорость капиллярной пропитки можно определить по формуле (11.9), то

, (11.12)

Из (11.11) и (11.12) получим

, , (11.13)

Перейдем к процессу вытеснения нефти водой из трещиновато-пористого пласта, состоящего из множества блоков породы. Будем полагать, как и выше, что эти блоки можно представить кубами с длиной грани *lж* (рис.11.3). Поскольку вытеснение нефти водой начинается с границы пласта *х*=0, то первые блоки, находящиеся у входа в пласт, будут пропитаны водой больше, чем более удаленные.

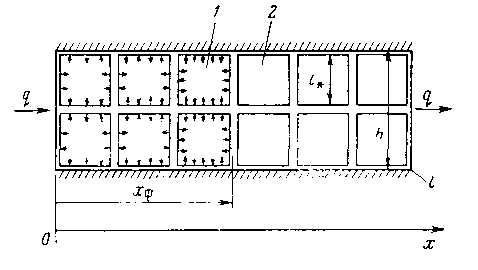


Рис.11.3 Схема заводняемого трещиновато-пористого прямолинейного пласта: 1 – блоки породы, охваченные капиллярной пропиткой; 2 – блоки породы, не охваченные капиллярной пропиткой

Весь расход воды *q*, заканчиваемой в прямолинейный пласт, уходит в определенное число блоков породы, так что в каждый момент времени пропитка их происходит в области 0 ≤ *x* ≤ *x*ф (*x*ф − фронт капиллярной пропитки). Этот фронт будет перемещаться в пласте со скоростью

, (11.14)

Если считать, что блоки породы в каждом сечении пласта начинают пропитываться в момент времени λ, то скорость впитывания воды необходимо исчислять от этого момента времени. Пусть в течение времени Δλ «вступило» в пропитку некоторое число блоков породы. Расход воды *Δq*, входящей в эти блоки, составит

, (11.15)

Скорость впитывания воды *φ(t)* определена для одного блока. Чтобы выразить ее как скорость впитывания воды в единицу объема трещиновато-пористого пласта, необходимо разделить *φ(t)* на *lж*, что и сделано в формуле (11.15). Следует еще раз отметить, что скорость пропитки в формуле (11.15) исчисляется с момента λ, в который к блоку с координатой *xф*(λ) подошел фронт впитывающейся в блоки воды.

Суммируя приращения расходов *Δq* в формуле (11.15) и устремляя Δλ к нулю, приходим к следующему выражению:

, (11.16)

Обычно бывает задан расход *q* и необходимо найти скорость продвижения фронта пропитки *υф*(λ). Тогда (11.16) представляет собой интегральное уравнение для определения *υф* (t).

Если учитывать, что скорость пропитки определяют по формуле (11.9), то с учетом (11.16), получим

, (11.17)

Решение интегрального уравнения (11.17) получаем с использованием преобразования Лапласа, которое имеет вид:

, (11.18)

Из (11.18) получим выражение для определения положения фронта пропитки

, (11.19)

Формула (11.19) позволяет определить время безводной разработки пласта t = t\*, при котором *x*ф(t\*) =*l*.

Для того чтобы рассчитать показатели разработки трещиновато-пористого пласта в период добычи обводненной продукции, можно поступить следующим образом. Будем считать, что этот пласт «фиктивно» простирается и при *х* > *l*, вплоть до бесконечности (см. рис.11.3). Расход воды *qф* затрачиваемый на пропитку фиктивной части пласта (при *х* > *l*), составит

, (11.20)

где *υф* (λ) определим по выражению (11.18), если в нем заменим *t* на *λ*. Таким образом получим

, (11.21)

Следовательно, расход воды, впитывающейся в трещиновато-пористый пласт в период *t* > t\*, или дебит нефти, получаемый в этот период:

, (11.22)

Дебит воды соответственно будет . Из приведенных выражений можно определить по общим формулам текущую обводненность продукции и нефтеотдачу.

Выражение (11.9) можно использовать для приближенных расчетов вытеснения нефти из трещиновато-пористого пласта в случае пропитки блоков, обусловленной не только капиллярными силами, но и градиентами давления в системе трещин. Так, согласно формулам (11.9) и (11.10), вытеснение нефти из блоков породы происходит под действием силы, определяемой с помощью произведения . При гидродинамическом вытеснении нефти из блоков породы вода поступает в эти блоки, а нефть из них вытесняется под действием градиента давления. Размерность *grad p* равна Па/м. Капиллярные и гидродинамические силы будут иметь одинаковую размерность, если взять вместо величину . Тогда

, (11.23)

В формуле (11.23), таким образом, учитывается пропитка блоков пород как за счет капиллярных сил, так и за счет градиентов давления в системе трещин.

*11.1 Контроль и регулирование разработкой нефтяных залежей*

**Контроль за процессом разработки**

Нефтяные месторождения представляют собой послойно и зонально-неднородные многопластовые объекты разработки, отличающиеся сложным геологическим строением. В связи с этим исключительно важно организовать эффективный контроль за выработкой запасов нефти, включающий контроль за продвижением закачиваемой воды по площади распространения коллекторов, за положением ВНК, степенью отмыва нефти из пластов, техническим состоянием скважин и температурным режимом залежи. Решение перечисленных задач осуществляется путем проведения комплекса промыслово-гидродинамических исследований (ПГИ), лабораторных измерений (ЛИ) и промыслово-геофизических исследований (ГИС).

Геолого-промысловые методы

Геолого-промысловые исследования проводятся с целью контроля за дебитами, приемистостью скважин, обводненностью продукции, изменением состава нефти, попутной воды, закачиваемой жидкости. Эти работы выполняются в промысловых условиях работниками нефтепромыслов, лабораториями цехов научно-исследовательских и производственных работ НГДУ.

По добывающим скважинам проводятся следующие работы:

• замер дебита жидкости и газа;

• отбор проб и определение обводненности продукции;

• отбор глубинных и поверхностных проб нефти и воды на химический анализ;

• замер буферного и затрубного давлений.

Отбор глубинных и поверхностных проб нефти, а также отбор газа на лабораторный химический анализ проводится ежегодно по специальным скважинам, количество которых составляет 10% эксплуатационного фонда. Анализ этих данных позволяет проследить за характером изменения параметров пластовой нефти в процессе разработки. Отбор проб воды, поступающей вместе с добываемой нефтью, проводится по всему обводненному фонду один раз в квартал. Полученные данные используются для установления причин обводнения скважин в процессе проведения геолого-промыслового анализа.

В НГДУ периодически проводятся анализы попутной воды, химические анализы нефти, газа и анализы глубинных проб нефти. Для отбора проб используются глубинные пробоотборники. По нагнетательным скважинам проводятся определение приемистости скважин. В цехах ППД проводятся замер температуры и определение КВЧ закачиваемой воды.

Гидродинамические методы

Важная информация о состоянии залежей может быть получена при проведении гидродинамических исследований. Гидродинамические исследования включают в себя комплекс работ по контролю за энергетическим состоянием перфорированных пластов, за изменением гидродинамических параметров при изменении режима работы скважин (гидропроводность, проницаемость, коэффициент продуктивности). Определение коэффициента продуктивности необходимо проводить в добывающих и нагнетательных скважинах по индикаторным кривым или кривым восстановления давления один раз в два года, исследования глубинными дебитомерами и расходомерами – один раз в год. По данным замеров пластового, забойного давлений ежеквартально составляются карты изобар. Измерения забойных давлений по старому фонду скважин производятся один раз в полугодие, по новому – один раз в квартал. Для определения гидропроводности и пьезопроводности проводятся межскважинные исследования с помощью волн давления.

Проводятся следующие виды работ:

По добывающим скважинам-

• исследования при установившемся режиме фильтрации и определение гидропроводности, пьезопроводности, коэффициента продуктивности;

• замеры Рпл ( Нст), Рзаб (Ндин);

• дебитометрия, влагометрия;

• определение Тпл;

• снятие индикаторных диаграмм;

По нагнетательным скважинам -

• исследования при установившемся и неустановившемся режиме фильтрации;

• определение кривой падения давления;

• замеры Рпл, Рбуф, Тпл;

• расходометрия.

В пьезометрических скважинах-

• замеры Рпл (Нст);

• отбор проб жидкости;

• термометрия.

В контрольных скважинах (неперфорированные)-

• термометрия;

• определение нефтеводонасыщенности геофизическими методами.

Промыслово-геофизические методы

Промыслово-геофизическими методами решаются задачи двух больших направлений:

- контроль за заводнением и степенью выработки продуктивных пластов;

- решение разнообразных технических задач (определение нарушения обсадных колонн, высоты подъема и качества цементажа, контроль изменения толщины колонны при длительной эксплуатации скважины, наличие заколонных перетоков жидкости, установление местоположения пакеров и забоев скважин и т.д.)

Для контроля за заводнением терригенных коллекторов широко применяются импульсные нейтронные методы НГМ+ННМт+ГМ+ИНГМ.

При этом в неперфорированных наблюдательных скважинах этот комплекс проводится один раз в год, а в зонах активного подъема ВНК и продвижения контуров нефтеносности – 2 раза в год. Для определения заводненных интервалов применяются нейтронные методы для выделения нефтеносных и водоносных пластов по разной скорости расформирования зоны проникновения, а также высокочастотные методы электрометрии: индукционный и диэлектрический каротаж для исследования скважин с креплением ствола в интервале продуктивных отложений стеклопластиковыми трубами.

Для выделения заводняемого пласта, из числа вскрытых перфорацией, рекомендуется также применять методы, позволяющие изучать состав жидкости и изменение скорости потока по стволу скважины в интервале пластов. Для этих целей проводятся измерения методом наведенной активности кислорода, гамма-плотностномером и механическим дебитомером. В последние годы нашло промышленное внедрение геофизическая аппаратура и методические приемы исследований в фонтанирующих и механизированных скважинах: малогабаритный скважинный генератор ИГН-2, ИГН-34, гамма-плотностномер, дебитомер СТД-1, СТД-2, глубинные дебитомеры различных конструкций. Для определения насыщенности пластов в обсаженных неперфорированных скважинах необходимо проводить исследования импульсным генератором нейтронов.

Для определения характера насыщенности пластов и выделения обводненных интервалов рекомендуется использовать информацию о скорости расформирования зоны проникновения, меченой индикаторными элементами, по данным импульсно-нейтронных методов. При этом индикаторы должны соответствовать следующим требованиям: быть безопасны для персонала и для окружающей среды; просты в обращении и дешевы; они не должны содержаться в пластовых жидкостях; не адсорбироваться на скелете горной породы; хорошо растворяться в прослеживаемой жидкости и не растворяться в других флюидах, насыщающих пласт.

В качестве индикаторной жидкости можно использовать водные растворы боропродуктов. Применение бора целесообразней, чем использование высокоминерализованной воды, так как микроскопическое сечение захвата тепловых нейтронов у бора в 23 раза выше, чем у хлора. Это позволяет по результатам временных нейтронных исследований при расформировании зоны проникновения промывочной жидкости выделить нефтеносные и водоносные пласты в обсаженных перфорированных пластах.

Для контроля за изменением нефтенасыщенности в процессе эксплуатации рекомендуется применять крепление скважин стеклопластиковыми трубами в интервале терригенного продуктивного горизонта в 10-12 % проектного фонда.

В результате проведенных промыслово-геофизических исследований может быть получена информация о текущей нефтенасыщенности в заводняемых зонах, проведены расчеты для получения данных о величине охвата пластов заводнением, а также построены на дату анализа карты разработки с отображением зон различной степени заводнения и т.д.

Для контроля за техническим состоянием эксплуатационных колонн рекомендуется проводить исследования по определению дефектов в конструкционных элементах скважины по причинам коррозии стальных труб, разрушения цементного камня и нарушения сцепления его с породой или с колонной, потеря цементным камнем герметичности из-за несоответствия прочностных характеристик тампонажного материала величине градиента давления. Для выявления перечисленных причин дефектов технического состояния эксплуатационных колонн рекомендуется проводить исследования методами цементометрии – акустической и гамма-плотностной, позволяющей изучать состояние цементного камня, и гамма-толщинометрии, предназначенной для диагностики технического состояния обсадной колонны; периодичность проведения исследований - 1 раз в два года.

Выявленные дефекты крепи скважин указывают на возможность возникновения затрубных циркуляций жидкости при наличии перепада давления между пластами. Наличие затрубных циркуляций в интервалах некачественного крепления скважины должны быть подтверждены реультатами исследований других методов. К таким методам относятся термометрия, кислородный каротаж и метод меченого вещества. Для определения наличия заколонных перетоков рекомендуется использование радонового индикаторного метода

Радон-222 - это одноатомный газ с периодом полураспада Т/2=3,823 сут, является чистым альфа-излучателем. При распаде радона-222 образуются гамма-излучающие дочерние продукты (Pb-214, Bi-214), которыми обусловлено более 99% интенсивности гамма-излучения. Радон лучше растворяется в органических жидкостях, чем в воде.

Радоновый индикаторный метод можно применять при любой конструкции и способе эксплуатации скважин, которые позволяют производить закачку меченого раствора и проводить измерения глубинным прибором ГК на кабеле.

Важным моментом при контроле за разработкой многопластовой залежи является получение информации о скорости и направлении фильтрационных потоков, данных о гидродинамической связи коллекторов по площади месторождения. Для этого рекомендуется применять индикаторные методы, основанные на закачке трития.

Тритий (3H) в настоящее время считается наилучшим трассирующим индикатором. Он является излучателем бета-лучей, имеет период полураспада 12,5 лет, хорошо растворяется в воде и нефтепродуктах (в бензоле), не сорбируется горными породами. Недостаток его – малая энергия излучения, из-за чего детектирование возможно только на пробах жидкости с использованием специальных лабораторных установок (жидкостной сцинтилляционный радиометр БЕТА).

Индикаторные методы могут быть использованы для оценки эффективности способов изоляции заводненных интервалов пластов. Для определения работающих интервалов и решения задачи об участии каждого из перфорированных пластов в работе скважины рекомендуется использовать механические и термокондуктивные расходомеры и дебитомеры. В меньшей степени подвержены искажениям из-за неоднородности состава потока показания механических расходомеров. Однако, они менее чувствительны к малым скоростям жидкости, чем термокондуктивные индикаторы. Поэтому рекомендуется их применять совместно. В случае малодебитных скважин необходимо применение пакерных устройств.

По результатам геолого-промысловых и гидродинамических исследований на промыслах и в НГДУ ведется необходимая геолого-промысловая документация. Она включает документацию по скважинам и по эксплуатационному объекту в целом.

По скважинам:

• паспорт скважины,

• эксплуатационная карточка добывающей скважины,

• эксплуатационная карточка нагнетательной скважины,

• карточка по исследованию скважины,

• технологический режим работы скважин,

• месячный отчет по эксплуатации скважин,

• месячный отчет по закачке,

• расшифровка фонда скважин.

По объекту

• паспорт,

• каталог координат,

• геологический каталог,

• карта текущего состояния скважин ( карта разработки),

• карта суммарных отборов и закачки по скважинам,

• карта изобар,

• графики разработки.

**Регулирование процесса разработки (РПР)**

Нефтяные месторождения после их выявления разведываются и подготавливаются к промышленной разработке.

После подготовки месторождения нужно составить достаточно эффективную технологическую схему

В процессе проектирования необходимо выбрать такую систему разработки, чтобы она обеспечила достаточные уровни добычи нефти, обеспечивающие полную окупаемость капитальных вложение в течение 5-6 лет и максимум прибыли на последующих стадиях разработки.

Таким образом, следует указать, что научно-обоснованный выбор системы разработки на стадии составления технологической схемы разработки является определяющим для всей дальнейшей разработки месторождения.

Нефтяные месторождения являются многопластовыми. По мере разбуривания залежей уточняется геологическое строение эксплуатационных объектов. Уже в период освоения залежей проектные решения требуется дополнять мероприятиями, необходимость которых вытекает из уточнения представлений об особенностях строения залежи, т.е. осуществлять регулирование разработки.

Цели регулирования процесса разработки подчинены требованиям, которые предъявляются к рациональным системам разработки. В первую очередь, с помощью регулирования должна быть обеспечена запланированная динамика добычи нефти по всем объектам месторождения.

Можно выделить три основные цели регулирования процесса разработки.

На начальной стадии разработки регулирование должно способствовать выводу всех объектов месторождений на максимальный проектный уровень отбора нефти за счет наиболее полного использования применяемой системы. Масштабы работ по регулированию разработки особенно возрастают в конце II и III стадии разработки, когда будет решаться задача сохранения максимального уровня добычи нефти возможно более длительное время и замедления темпов последующего снижения добычи.

Другой важной целью регулирования разработки является достижение по всем залежам месторождения проектного коэффициента нефтеизвлечения (КНИ). Последнее решается с помощью применения новых методов повышения нефтеизвлечения и ОПЗ скважин.

Третья цель регулирования – всемерное улучшение экономических показателей путем максимального использования фонда пробуренных скважин, сокращения затрат на закачку вытесняющего агента, уменьшения без ущерба для нефтеизвлечения отбора попутной воды.

Р.Х. Муслимов дает следующее определение регулированию разработки

Регулирование процесса разработки – это целенаправленное управление движением жидкости в пласте в соответствии с запроектированной системой разработки и постоянное ее совершенствование с учетом:

• изменения представления о геологическом строении объекта,

• путем установления оптимальных режимов работы скважин,

• использования новейших научно-технических достижений для улучшения ТЭП разработки за счет сокращения добычи попутной воды и закачки агента, создания условий для долговременной эксплуатации скважин и оборудования в целях достижения проектной нефтеотдачи.

Регулирование процесса эксплуатации залежи начинается после начала разбуривания залежи и начала добычи нефти.

Учитывая, что процесс разработки нефтяной залежи является сложным технологическим процессом с большим количеством взаимосвязанной информации, параметры которой изменяются во времени, применяются сложные и многообразные технические средства, в проектах разработки обязательно дожжен быть раздел, в котором формулируются основные цели и основные технологические, технические и экономические ограничения регулирования процесса эксплуатации залежей.

Необходимость постоянного регулирования процесса разработки определяется следующими обстоятельствами:

1) как было уже указано выше, обоснование системы разработки при проектировании производится по данным ограниченного числа скважин, геологическое строение залежи еще изучено слабо. С появлением новых данных возникает необходимость уточнения геологической модели месторождения;

2) в процессе разработки непрерывно меняется распределение запасов нефти и воды по площади и разрезу залежи. Это также требует постоянного развития ранее принятых технологических решений, перераспределения объемов добычи нефти и закачки рабочего агента между скважинами и участками залежи, принятия мер по вовлечению в разработку слабо дренируемых и не дренируемых запасов нефти, т.е. обширного комплекса мероприятия по регулирования процесса разработки с учетом постоянно меняющихся геолого-технических условий выработки запасов.

Цели регулирования разработки вытекают из требования обеспечения рациональной системы разработки, которые можно сформулировать так:

• улучшение динамики добычи нефти за весь период разработки;

• обеспечение максимального КИН за проектный срок разработки;

• максимально возможное ограничение затрат на эксплуатацию месторождения.

Классификация методов регулирования

Для регулирования процесса разработки применяется большое количество мероприятий и способов, которые можно объединить в две большие группы:

• регулирование через пробуренные скважины без изменения запроектированной системы разработки,

• регулирование путем частичного изменения системы разработки.

Регулирование через пробуренные скважины без изменения запроектированной системы разработки:

• увеличение гидродинамического совершенства скважин (дострел, ГРП, ОПЗ),

• изоляция или ограничение притока попутной воды в скважинах,

• выравнивание притока жидкости или расхода воды по толщине пласта,

• изменение режимов работы добывающих скважин (изменение закачки воды, перераспределение закачки по скважинам, ФОЖ, периодическая закачка, остановка скважин, изоляция пластов, нестационарное заводнение и др.)

• изменение режимов работы нагнетательных скважин (изменение отборов жидкости, отключение обводненных скважин, ФОЖ, периодическая эксплуатация, оптимизация забойных давлений и др.)

• совершенствование первичного и вторичного вскрытия пластов,

• бурение дублеров,

• одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) и закачка (ОРЗ).

2. Регулирование путем частичного изменения системы разработки:

• оптимизация размеров эксплуатационных объектов,

• оптимизация размещения и плотности сеток скважин (бурение дополнительных скважин на линзах, тупиковых зонах, на линиях стягивания контуров, ВНЗ, в слабопроницаемых пластах),

• совершенствование системы заводнения (дополнительное разрезание, ввод очагов, перенос нагнетания, оптимизация давления нагнетания),

• применение горизонтальных технологий (БС, БГС, ГС),

• применение ОРЭ скважин,

• применение МУН.

*11.2 Основы компьютерного моделировании строения залежей УВ и их разработки*

Построение трехмерных цифровых геологических моделей в настоящее время уже стало естественной составляющей технологических процессов обоснования бурения скважин и составления планов разработки месторождений углеводородов, включая оценку экономической эффективности предлагаемых геолого-технологических мероприятий. В значительной степени это связано с усложнением строения разрабатываемых месторождений и новыми технологиями добычи, например, бурением горизонтальных скважин.

Появление трехмерного *геологического* моделирования как самостоятельного направления оказалось возможным вследствие следующих основных факторов:

* разработки математических принципов и алгоритмов трехмерного моделирования;
* развития смежных областей геологического и геофизического знания – обработки и интерпретации 3D-сейморазведки, сиквенс-стратиграфии, а также трехмерного гидродинамического моделирования;
* появления достаточно мощных компьютеров и рабочих станций, позволяющих выполнять сложные математические расчеты с достаточным быстродействием и визуализацией результатов;
* разработки коммерческих программ, обеспечивающих цикл
* построения трехмерных моделей (загрузка, корреляция, картопостроение, построение кубов ФЕС, визуализация, анализ данных, выдача графики и др.);
* накопления обширного опыта двумерного геологического моделирования, подсчета запасов и нефтегазопромысловой геологии.

Развитие программных пакетов геологического моделирования обеспечивается, с одной стороны, появлением новых принципов и алгоритмов 3D-моделирования (нейронные сети, многоточечная статистика – MPS), с другой – расширением функциональности за счет включения и интеграции новых модулей (анализ данных сейсморазведки, сопровождение бурения горизонтальных скважин, апскейлинг). Таким образом, трехмерное цифровое геологическое моделирование продолжает оставаться интересным, увлекательным и экономически эффективным направлением нефтегазовой геологии.

*Гидродинамическое моделирование* Разработки в области численного гидродинамического моделирования и создания суперкомпьютеров всегда были взаимосвязаны: как только аппаратное обеспечение становилось мощнее, инженеры строили модели, которые были больше или сложней, в результате существующие компьютеры оказывались слишком медленными. Далее совершенствовались компьютеры, и снова усложнялись модели и т. д.

Исследования в численном моделировании начались в конце 50-х годов прошлого столетия как расширение концепции материального баланса. Некоторые фундаментальные концепции и математические методы, разработанные в течение первых двух десятилетий исследований, являются актуальными и сейчас (конечно-разностная дискретизация, IMPES, полнонеявный метод, формулизация моделей композиционной и «черной нелетучей нефти», модели скважин, и др.).

Несмотря на то, что теория численного моделирования была разработана относительно быстро, широкому внедрению моделирования в ежедневную работу инженеров препятствовала недостаточная компьютерная мощность. Так, до начала 80-х годов размеры типичных численных гидродинамических моделей редко превышали нескольких тысяч ячеек. Только, когда модели стали иметь приемлемый уровень детализации, гидродинамическое моделирование стало достаточно точным и могло использоваться в качестве основного инструмента для выполнения проекта разработки месторождений. С появлением мейнфреймов и суперкомпьютеров в 80-х годах и выпуском коммерческих симуляторов месторождений (например, первый релиз ECLIPSE был выпущен в 1983 г.), численное моделирование стало стремительно развиваться.

Начало XXI в. характеризуется экспонентным ростом доступной (и по цене) компьютерной мощности за счет появления параллельных вычислений на многопроцессорных компьютерах и невероятного роста мощности персональных компьютеров (ПК), которое было вызвано индустрией компьютерных приложений и игр.

Доступность массивных вычислительных ресурсов по цене также означает, что инженеры и исследователи могут использовать новые способы эксплуатации этой компьютерной техники.

**Основные виды исходных данных для цифрового геологического моделирования**

Помимо особенностей геологического строения месторождения количество и качество исходной информации в значительной степени определяют способы построения модели и получаемые результаты. Определим основной набор исходных данных:

1. Координаты устьев скважин, альтитуды, инклинометрия – используются для создания траекторий скважин в модели. Важно отметить, что в последнее время в старых скважинах в массовом порядке проводятся повторные измерения инклинометрии (гироскопы), которые необходимо обязательно собрать и учесть.

В случае, если необходимо в точности повторить в модели траектории скважин, рассчитанных маркшейдерской службой, рекомендуется создавать траекторию через позиционный каротаж (X, Y, Z), используя координаты устья и рассчитанные маркшейдерской службой приращения по трем осям. Таблицы поправок в инклинометрию используются для введения поправок в альтитуды скважин (для «подвижек» скважин) в предположении наличия погрешностей инклинометрии по результатам анализа структурных поверхностей и флюидных контактов.

2. Координаты пластопересечений, рассчитанные маркшейдерской службой – используются для контроля пластопересечений, рассчитанных в проекте после корреляции пластов, а также для создания искусственных вертикальных скважин в модели, когда отсутствуют данные инклинометрии.

3. Стратиграфические разбивки (маркеры), рассчитанные геологом в проекте – используются в качестве основы при формировании структурного каркаса.

4. Кривые ГИС – используются для корреляционных построений, выделения литотипов, оценки характера насыщения и ФЕС, фациального анализа, привязки данных сейсморазведки. Результаты интерпретации ГИС (РИГИС) используются при построении 3D модели для распространения свойств – построения кубов фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

5. Отбивки флюидных контактов в скважинах – используются для построения карт флюидных контактов и геометризации залежей. Интервалы перфорации, результаты испытаний и работы скважин, гидродинамического каротажа используются для обоснования и корректировки положения флюидных контактов.

6. Даты бурения и ввода скважин в добычу (под закачку), карты накопленных отборов и закачки – используются при отборе скважин с неискаженными влиянием разработки величинами начальной насыщенности Кн.

7. Сейсмические данные. Структурные карты и поверхности нарушений по данным сейсморазведки, бурения и других методов используются для формирования структурного каркаса. Карты или кубы сейсмических атрибутов используются для распространения ФЕС в межскважинном пространстве.

8. Уравнения петрофизических зависимостей «керн-керн» и «керн-ГИС», средние и граничные (min, max) значения коллекторских свойств, кривые капиллярного давления – получаются по результатам совместной интерпретации данных керна и ГИС, используются для расчета ФЕС с учетом литотипов, построения модели переходной зоны.

9. Количественные (определения Кп, Кпр, Кв) и качественные (описания) исследования керна. Применяются при настройке данных ГИС для последующей массовой интерпретации, а также при создании концептуальной модели.

10. Общие и геологические данные: карты эффективных и нефтенасыщенных толщин 2D (из отчета по подсчету запасов) – используются для контроля качества построения и, если требуется, корректировки 3D-модели. Сводная таблица подсчетных параметров и запасов УВ (из отчета по подсчету запасов) используется для контроля качества построения и, если требуется, корректировки 3D-модели.

Традиционно технология геологического моделирования 3D представляется в виде следующих основных этапов (рис.11.4):

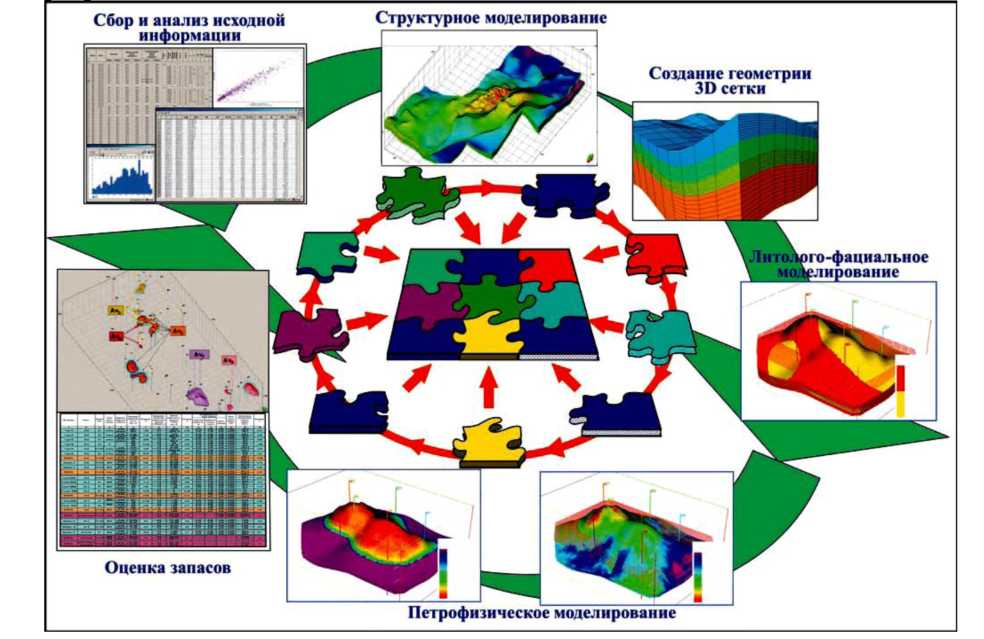


Рис.11.4 Основные этапы создания цифровой геологической модели 3D (по К.Е. Закревскому, 2009)

1. Сбор, анализ и подготовка необходимой информации, загрузка данных.

2. Структурное моделирование (создание каркаса).

3. Создание сетки (3D-грида), осреднение (перенос) скважинных данных на сетку.

4. Фациальное (литологическое) моделирование.

5. Петрофизическое моделирование.

6. Подсчет запасов углеводородов.

После загрузки исходных данных и создания рабочего проекта создается структурно-стратиграфический каркас модели. Для этого предварительно выполняется корреляция скважин (проставляются разбивки пластов в скважинах), прослеживаются опорные сейсмические горизонты, создается модель тектонических нарушений. На этой основе в рамках заданных границ участка моделирования и при выбранных горизонтальных размерах ячеек строится каркас, состоящий из горизонтов – стратиграфических границ пластов, посаженных на корреляционные разбивки и увязанных с поверхностями тектонических нарушений.

В рамках этого каркаса с учетом закономерностей осадконакопления для каждого пласта выполняется тонкая «нарезка» слоев, создавая таким образом трехмерную сетку (3D-грид). На ячейки сетки вдоль траекторий скважин выполняется перенос (осреднение) результатов интерпретации ГИС – кривых фаций, литологии, пористости, нефтенасыщенности и др. Иногда эта процедура называется ремасштабированием.

По этим скважинным данным, используя результаты интерпретации сейсморазведки в качестве трендовых параметров (если они есть), рассчитываются кубы свойств в ячейках сетки в межскважинном пространстве.

Вначале – дискретный куб фаций (литологии). Затем, с учетом вида распределения и пространственных закономерностей для каждой фации, строятся непрерывные кубы пористости Кп и проницаемости Кпр. Непрерывный куб нефтегазонасыщенности Кнг рассчитывается исходя из данных о свойствах пород (Кп, Кпр), пластовых флюидов и закономерностей капиллярно-гравитационного равновесия (модели переходной зоны). Правда, для некоторых типов пород переходная зона может и отсутствовать. Предварительно для каждого пласта строятся поверхности флюидных контактов.

На основе этих кубов ФЕС производится подсчет запасов углеводородов, проектирование скважин, модель передается гидродинамикам для фильтрационных расчетов. С появлением новой информации (бурение скважин, отстрел новых сейсмических кубов 3D, выполнение дополнительных исследований керна и др.) модель дополняется и корректируется. Другой причиной корректировки геологической модели могут служить замечания гидродинамиков, обоснованные результатами адаптации фильтрационной модели в процессе воспроизведения истории разработки.

**Основные исходные данные для создания гидродинамической модели**

Созданная ранее трехмерная геологическая модель обычно импортируется в гидродинамическую модель. В зависимости от размерности геологической модели, как правило, происходит уменьшение количества ячеек в гидродинамической модели, как минимум, в несколько раз.

Обычно пористость, горизонтальная проницаемость и начальная нефтенасыщенность соответствуют таковым, рассчитанным в геологической модели. Т. е., в ячейках, через которые проходят скважины, они соответствуют параметрам по ГИС. В остальных ячейках модели – трехмерная интерполяция в пределах пласта.

При создании гидродинамической модели обычно принимаются следующие условия и допущения:

* фильтрация флюидов трехмерная, двухфазная: нелетучая нефть с растворенным газом и минерализованная вода;
* расчет полей давления и насыщенности осуществляется по схеме разностного решения уравнений материального баланса совместно с уравнениями движения для каждой из фаз (закон Дарси, фильтрационная модель Баклея-Леверетта);
* водонапорная область модели задана путем охвата расчетной областью площади водонасыщенной законтурной области, при этом на удаленных гранях расчетной сетки выполняются условия непротекания;
* уровень ВНК принят горизонтальным;
* скелет пласта считается упруго-деформируемым;
* физико-химические свойства нефти зависят от пластового давления и заданы в табличном виде;
* начальное пластовое давление соответствует гидростатическому;
* гравитационные и капиллярные силы учитываются явным образом;
* скважины проходят через центр расчетного блока вертикально;
* значения коллекторских свойств (пористости, проницаемости, песчанистости) в ячейках, через которые проходят скважины, рассчитаны по каротажным диаграммам. Для остальных ячеек заданы путем трехмерной интерполяции в пределах каждого пласта.

Программное обеспечение для разработки нефтяных и газовых месторождений Eclipse разработано в компании Schlumberger.

Семейство симуляторов ECLIPSE предоставляет наиболее полный и робастный набор решений в индустрии для численного моделирования динамического поведения всех типов коллекторов, флюидов, степе-ней структурной и геологической сложности и систем разработки.

ECLIPSE покрывает полный спектр задач моделирования пласта, включая конечно-разностные модели для черной нефти, сухого газа, композиционного состава газоконденсата, термодинамические модели тяжелой нефти и модели линий тока. Выбирая различные дополнительные опции из широчайшего набора (например, моделирование метана в угольном пласте, контроль добычи по показателям теплотворности топлива, модель наземной сети сбора), вы дополняете возможности симулятора всем необходимым для полного удовлетворения потребностей для решения задач, расширяя и углубляя изученность проблем, связанных с разработкой месторождения. Симулятор ECLIPSE более 25 лет является эталоном коммерческой продукции для моделирования разработки благодаря непревзойденной широте возможностей, стабильности, скорости, масштабируемости параллельных вычислений и совместимости с множеством программных платформ.

Petrel Reservoir Engineering обеспечивает идеальную среду для работы инженера. Связка двух пакетов ECLIPSE + PETREL интегрирует все необходимые процессы вокруг задач моделирования, делает потоки обмена данными прозрачными, а интерфейс легким для восприятия.

ECLIPSE Blackoil Simulation Используйте трехфазную техмерную модель вкупе с расширенными возможностями моделирования скважин, управления режимами их работы и исчерпывающим набором моделей процессов МУН.

ECLIPSE Compositional Simulation Описывайте поведение флюида и фазовые переходы в пластовых условиях с помощью модели многокомпонентной смеси углеводородных и неуглеводородных компонентов.

ECLIPSE FrontSim Моделируйте многофазный поток методом линий тока; используйте улучшенную визуализацию потоков в пласте вдоль линий тока.

Для создания гидродинамической модели наиболее часто используют ECLIPSE Blackoil Simulation. ECLIPSE Blackoil является универсальным симулятором нелетучей нефти, который использует полностью неявную схему моделирования фильтрации для трехмерных задач. В модели нелетучей нефти предполагается, что флюид состоит из пластовой нефти, растворенного газа и воды. Также предполагается, что пластовая нефть и растворенный газ могут смешиваться в любых пропорциях.

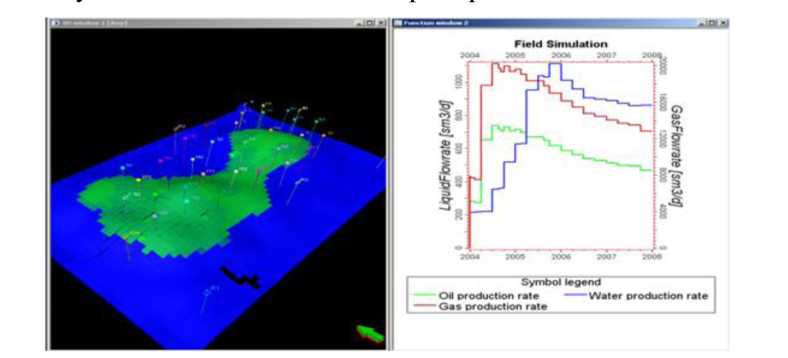


Рис.11.5. Программмный комплекс Eclipse

Данный симулятор широко используется для создания гидродинамических моделей при проектировании системы разработки залежей. За время его существования накоплен большой опыт применения; кроме того, в симулятор включено большое количество дополнительных инструментов. Стоит отметить, что программный комплекс моделирования Eclipse состоит из двух отдельных программ моделирования: ECLIPSE 100 специализируется на моделировании нелетучей нефти, а ECLIPSE 300 – на композиционном моделировании. ECLIPSE 100 – полностью неявный трехфазный трехмерный универсальный симулятор с газоконденсатной опцией. ECLIPSE 300 – композиционный симулятор, использующий кубическое уравнение состояния, коэффициенты распределения, зависящие от давления, и сводящаяся к модели нелетучей нефти

**Тема 12. Разработка газовых и газоконденсатных залежей**

Газовая промышленность относится к молодым и наиболее развивающимся отраслям. С каждым годом доля природного газа в топливном энергетическом балансе России увеличивается. Природный газ направляется как в различные отрасли промышленности, так и на бытовые нужды. Кроме того, с каждым годом растёт его доля в экспорте.

В настоящее время открыто до 700 и эксплуатируется около 200 газовых и газоконденсатных месторождений. По разведанным запасам природного газа Россия вышла на первое место в мире, составляют они более 22 трлн. м3, прогнозные запасы — более 90 трлн. м3. Наиболее крупные газовые месторождения находятся на севере Тюменской области (в том числе Уренгойское, Ямбургское и др.), начинается разработка газовых и газоконденсатных месторождений в Томской области.

Главной газодобывающей компанией России является РАО «Газпром», учрежденное в феврале 1993 года (до этого — государственный концерн).

РАО «Газпром» — крупнейшая газовая компания мира, доля которой в общемировой добыче составляет 22 *%.* Контрольный пакет акции РАО «Газпром» (40 %) находится в собственности государства.

Увеличение спроса на газ внутри России прогнозируется после 2000 г. Соответственно возрастет и его добыча: в период с 2001 г. по 2030 г. предполагается извлечь из недр 24.6 трлн. м3 газа, доведя к 2030 г. ежегодную добычу до 830 ... 840 млрд. м3. Перспективы увеличения добычи газа связаны с освоением месторождений севера Тюменской области (Надым-Пур-Тазовский район, п-ов Ямал), а также крупнейшего в Европе Штокмановского газоконденсатного месторождения (Баренцево море).

В Надым-Пур-Тазовском районе начата разработка Юбилейного, Ямсовейского и Харвутинского месторождений с суммарной годовой добычей 40 млрд. м3. В 1998 г. начата добыча газа на Заполярном месторождении, которую в 2015 г. планируется довести до 90 ... 100 млрд. м3.

На полуострове Ямал разведанные запасы газа в настоящее время составляют 10.2 трлн. м3. Ожидается, что максимальный уровень добычи газа на полуострове Ямал составит 200 ... 250 млрд. м3.

Широкомасштабное освоение Штокмановского газоконденсатного месторождения намечается после 2005 г. — в соответствии с потребностями европейского рынка и северо-западного региона России. Прогнозируемый уровень добычи газа здесь — 50 млрд. м3 в год.

Россия является крупнейшим в мире экспортером природного газа. Поставки «голубого золота» в Польшу начались в 1966 г. Затем они были организованы в Чехословакию (1967 г.), Австрию (1968 г.) и Германию (1973 г.). В настоящее время, природный газ из России поставляется также в Болгарию, Боснию, Венгрию, Грецию, Италию, Румынию, Словению, Турцию, Финляндию, Францию, Хорватию, Швейцарию, страны Балтии и государства СНГ (Белоруссию, Грузию, Казахстан, Молдавию, Украину). В 1999 г. в страны ближнего и дальнего зарубежья было поставлено 204 млрд. м3 газа, а прогноз на 2020 г. составляет 278.5 млрд. м3.

Важнейшими целями и приоритетами развития газовой промышленности России являются:

* увеличение доли природного газа в суммарном производстве энергоресурсов;
* расширение экспорта российского газа;
* укрепление сырьевой базы газовой промышленности;
* реконструкция Единой системы газоснабжения с целью повышения ее надежности и экономической эффективности;
* глубокая переработка и комплексное использование углеводородного сырья.

Приоритетное развитие газовой промышленности, в частности в сибирском регионе, обуславливает повышенные требования к разработке газовых и газоконденсатных месторождений.

Важнейшим аспектом разработки является установление и обоснование технологического режима эксплуатации скважин. Недостаточно обоснованные технологические режимы эксплуатации скважин, приводящие к снижению их дебитов по сравнению с проектными значениями, обуславливают завышение капитальных вложений и эксплуатационных расходов в процессе разработки.

В значительной степени правильность технологического режима эксплуатации скважин зависит от качества и количества исходной информации, получаемой газогидродинамическими методами исследования в процессах разведки и опытной эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений.

Важное значение имеют прогнозирование и своевременное изменение установленного технологического режима скважин. Поэтому знание современных газогидродинамических методов получения информации и научных основ установления оптимального технологического режима эксплуатации скважин необходимо для рационального освоения месторождений природного газа.

Под разработкой газовых, газоконденсатных, и газонефтяных залежей в нашем курсе понимается управление процессами дви­жения в пласте и к скважинам газа, конденсата, воды и нефти с целью добычи их и других ценных компонентов. Такое управле­ние достигается в результате реализации определенной системы разработки залежи.

Под системой разработки газовой, газоконденсатной и газо­нефтяной залежи понимают размещение на продуктивной пло­щади газоносности (нефтеносности) и структуре необходимого числа добывающих, нагнетательных, наблюдательных, пьезомет­рических скважин, порядок ввода их в эксплуатацию и поддер­жание определенных, допустимых технологических режимов экс­плуатации скважин.

Для отделения от газа воды, конденсата и ценных компо­нентов применяется соответствующая система обустройства про­мысла. Она включает поверхностное оборудование для сбора га­за, конденсата и воды, отделения конденсата, воды, очистки га­за от механических примесей, осушки газа. Система обустройства промысла в ряде случаев включает завод для переработки добы­ваемой продукции, а также дожимную компрессорную станцию для компримирования и подачи газа потребителю или в маги­стральный газопровод. В случае, например, Астраханского газодо­бывающего комплекса вся продукция месторождения подвергается обработке на газоперерабатывающем заводе. При разработке га­зоконденсатных месторождений с поддержанием пластового дав­ления система обустройства дополняется технологическими линия­ми для закачки в пласт сухого газа или воды. Аналогично об­устраивается промысел при разработке газонефтяных месторожде­ний.

Вряд ли требуется доказывать, что рациональная разработка залежей газа и нефти возможна лишь на научной основе.

Научный подход к разработке месторождений природных уг­леводородов подразумевает наличие критерия или определения, характеризующего такой подход. До недавнего времени опериро­вали следующим определением применительно к газовым и газокопденсатным месторождениям.

Под рациональной системой разработки месторождения природного газа и обустройства промысла понимается такая система, при которой обеспечивается заданный плановыми органами уровень добычи газа, ценных компонентов ( и конденсата ) с наибольшей народнохозяйственной эффективностью (с оптимальными технико-экономическими показателями и коэффициентами газо- и компонентоотдачи) при соблюдении условий охраны недр и окружающей сре­ды.

При этом годовые уровни добычи газа или, например, конденсата для рассматриваемого месторождения оптимизируются с точки зрения соответствующего газодобывающего района.

Под рациональной системой разработки месторождения природных углеводородов и обустройства промысла понимается такая система, при которой население страны, и местное население в частности, фирма-оператор получают наибольшие доходы, имеет место наименьший ущерб окружающей среде и недрам, наиболь­шие социальные последствия и гарантии.

Так видится сегодня понятие рациональности. Отсюда следу­ет, что такие важные показатели, как уровни отбора газа, неф­ти, конденсата не диктуются сверху, а определяются исходя из указанных факторов при конкретном проектировании и исследо­ваниях. Например, запасы газа и других компонентов в Астра­ханском месторождении могли бы, учитывая благоприятное гео­графическое положение, позволить добывать здесь 60-100 млрд.м3 газа в год. Однако экологические условия, социальная напря­женность в данном районе вряд ли позволят превысить годовой уровень добычи газа в 12 млрд. м3, по крайней мере в ближай­шие годы. Также проблема компонентоотдачи становится эконо­мической категорией, отражая затраты, получаемый доход, что в конечном счете зависит от мировых цен на углеводороды. Кроме того, требования охраны недр также подразумевают бережное к ним отношение.

Задача состоит в том, чтобы на основе получаемого по скважинам ограни­ченного объема информации составить наиболее полное представле­ние о месторождении в целом и сделать достоверный прогноз отно­сительно проходящих в нем процессов при различных системах раз­работки.

*12.1 Состав природных газов. Классификация природных газов. Классификация газовых залежей и месторождений.*

Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных УВ вида СnН2n+2.

В состав природных газов входят:

а) углеводороды - алканы CnH2n+2 и цикланы CnH2n;

б) неуглеводороды - азот N2, углекислый СО2, сероводород Н2S, ртуть, меркаптаны RSH.

в) инертные газы – гелий, аргон, криптон, ксенон.

Метан (СН4), этан (С2Н6) и этилен (С2Н4) при нормальных условиях (р = 0,1 МПа и Т=273 К) являются реальными газами и составляют сухой газ.

Пропан (С2Н6), пропилен (С3Н6), изобутан (i=С4Н10), нормальный бутан - (n=С4Н10), бутилены (С4Н8) при атмосферных условиях находятся в парообразном (газообразном) состоянии, при повышенных давлениях − в жидком состоянии. Они входят в состав жидких (сжижаемых, сжиженных) углеводородных газов.

Углеводороды, начиная с изопентана (i= С5Н12) и более тяжелые (17 ≥ n >5) при атмосферных условиях находятся в жидком состоянии. Они входят в состав бензиновой фракции.

Углеводороды, в молекулу которых входит 18 и более атомов углерода (от С18Н28), расположенных в одну цепочку, при атмосферных условиях находятся в твердом состоянии.

Классификация природных газов.

Природные газы подразделяют на три группы.

1. Газы, добываемые из чисто газовых месторождений. Они представляют собой сухой газ, практически свободный от тяжелых углеводородов.

2. Газы, добываемые вместе с нефтью. Это физическая смесь сухого газа, пропан-бутановой фракции (сжиженного газа) и газового бензина.

3. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений. Они состоят из сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат состоит из большого числа тяжелых углеводородов, из которых можно выделить бензиновые, лигроиновые, керосиновые, а иногда и более тяжелые масляные фракции. Кроме того, присутствуют N2, СО2, H2S, Не, Аг и др.

Искусственные газы получают из твердых топлив (горючие сланцы, бурый уголь) в газогенераторах, ретортах, тоннельных и прочих печах при высоких температурах, а иногда и при повышенных или высоких давлениях.

Залежи природного газа

Места скоплении природного газа в свободном состоянии в порах и трещинах горных пород называются газовыми залежами. Если газовая залежь является рентабельной для разработки, т. е. когда сумма затрат на добычу, транспорт и использование газа меньше полученного экономического эффекта от его применения, то она называется промышленной.

Газовым месторождением обычно называют одну залежь или группу залежей, расположенных на одной территории.

Наряду с чисто газовыми месторождениями встречаются так называемые газоконденсатные, в которых часть углеводородов находится в жидком состоянии или при снижении давления и температуры может сконденсироваться. Кроме того, имеются газонефтяные, газоконденсатонефтяные и газогидратные месторождения, углеводороды в которых находятся и в твердом состоянии в соединении с водой в виде гидратов.

Газовые залежи по геометрической характеристике (конфигурации) подразделяются на пластовые, массивные и литологически или тектонически ограниченные. Наиболее распространены пластовые и массивные залежи.

Основной формой пластовой залежи является сводовая (рис. 2.1), высшую точку которой называют вершиной, боковые (но отношению к длинной оси) стороны ее - крыльями, а центральную часть - сводом. Кровлей газоносного пласта называют верхнюю границу газоносного пласта с вышележащими непроницаемыми породами. Нижнюю границу газоносного пласта с нижележащими непроницаемыми породами называют подошвой газоносного пласта. Наикратчайшее расстояние между кровлей и подошвой пласта называется его мощностью. Если газовая залежь по всей площади подстилается водой, газонасыщенная мощность пласта определяется как расстояние от кровли до поверхности контакта газа с водой. Пластовые залежи обычно ограничиваются краевой пластовой водой. Если газовая залежь по газонасыщенной мощности меньше мощности самого пласта, то она ограничивается подошвенной водой.

Наряду с общей выделяют эффективную мощность, которая определяется путем исключения мощности непродуктивных, например глинистых, пропластков из общей мощности.

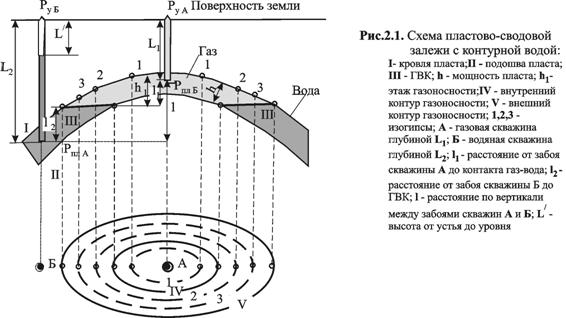


Рис.12.1 Схема пластово-сводовой залежи с контурной водой: I - кровля пласта; II – подошва пласта; III – газоводяной контакт; h – мощность пласта; h1 – этаж газоносности; IV – внутренний контур газоносности; V – внешний контур газоносности; 1,2,3 – изогипсы; А – газовая скважины глубиной L1; Б – водяная скважина глубиной L2; l1 – расстояние от забоя скважины А до контакта газ-вода; l2 – расстояние от забоя скважины Б до ГВК; l – расстояние по вертикали между забоями скважин А и Б; L′ - высота от устья до уровня

Основными параметрами газовой залежи являются:

а) отметка контакта газ-вода (ГВК), т. е. расстояние по вертикали от уровня океана до контакта газ − вода;

б) этаж газоносности, который определяется расстоянием по вертикали от высшей точки газовой залежи до ГВК;

в) внутренний контур газоносности, который представляет собой линию пересечения ГВК с подошвой газоносного пласта;

г) внешний контур газоносности, представляющий собой линию пересечения ГВК с кровлей продуктивного пласта.

В последние годы на практике широко применяют новые методы разведки газовых и газоконденсатных месторождений, сущность которых состоит в том, что с помощью первых разведочных скважин устанавливаются лишь основные параметры залежей, необходимые для составления проекта опытно-промышленной их эксплуатации. Если установлено, что залежь относится к газовой, то остальные параметры выясняются и уточняются в процессе опытно-промышленной эксплуатации месторождения с подачей газа потребителям. В результате этого не только значительно уменьшается число разведочных скважин, но и более правильно намечаются пути доразведки залежи. На разработку залежи существенно влияет положение газоводяного контакта, который определяется по данным каротажа или опробования скважин.

Классификация месторождений

*Месторождений по составу углеводородов*

а) газовые - нет тяжелых углеводородов (метан- 95-98%; относительная плотность ∆ρ≈0,56; при понижении температуры выделения жидких углеводородов не происходит);

б) газонефтяные - сухой газ + жидкий газ (пропан -бутановая смесь) + газовый бензин С5+ ( метан = 35−40%, этан = 20%, жидкий газ = 26-30%, газовый бензин = 5%, не углеводороды = 8-13%, ∆ρ ≈ 1,1);

в) газоконденсатные - сухой газ + конденсат (бензиновая, керосиновая, лигроиновая и, иногда, масляная фракции) (метан =75-90%, этан = 5-9%, жидкий газ = 2-5%, газовый бензин = 2-6%, не углеводороды = 1-6%, ∆ρ ≈ 0,7-0,9).

г) газогидратные - газ в твердом состоянии.

*Газоконденсатные месторождения по фазовым состоянию*

а) однофазные насыщенные - пластовое давление Рпл равно давлению начала конденсации Рк ;

б) однофазные ненасыщенные - Рпл > Рк;

в) двухфазные - Рк > Рпл;

г) перегретые - пластовая температура Тпл больше крикондентермы Тmax.

*Газоконденсатные месторождения по содержанию стабильного конденсата С5+ в 1м3 пластового газа подразделяются на следующие группы*:

I - незначительное содержание до 10 см3/ м3;

II- малое содержание от 10 до 150 см3/ м3;

III- cреднее содержание от 150 до 300 см3/ м3;

IV- высокое содержание от 300 до 600 см3/ м3;

V - очень высокое содержание свыше 600 см3/ м3.

*Газовые и газоконденсатные месторождения по содержанию нефти*

а) залежи без нефтяной оторочки или оторочкой непромышленного значения;

б) залежи с нефтяной оторочкой промышленного значения.

*Месторождений по величине начального пластового давления*

а) низкого давления- до 6 МПа;

б) среднего давления - от 6 до 10МПа;

в) высокого давления - от 10 до 30МПа;

г) сверхвысокого давления - свыше 30МПа.

*Месторождений по дебитности (максимально возможный рабочий дебит)*

а) низкодебитные - до 25 тыс. м3/сутки;

б)малодебитные - 25-100 тыс. м3/сутки;

в) среднедебитные - 100-500 тыс. м3/сутки;

г) высокодебитные - 500-1000 тыс. м3/сутки;

д) сверхвысокодебитные - свыше 1000 тыс. м3/сутки.

Изменение состава природного газа в процессе разработки.

Во время эксплуатации газовых скважин метан − газообразный и находится при температуре выше критической, этан − на грани парообразного и газообразного состояния, а пропаны и бутаны − в паровом. С повышением давления и понижением температуры компоненты, входящие в состав природных газов чисто газовых месторождений, могут переходить в жидкое состояние. При эксплуатации газоконденсатных месторождений с понижением давления до определенного значения (давление максимальной конденсации) обычно наблюдается переход тяжелых углеводородов в жидкое состояние, при последующем уменьшении давления часть их переходит обратно в газообразное состояние.

Это приводит к тому, что состав газа, а также состав и количество конденсата в процессе разработки газоконденсатных месторождений без поддержания давления изменяются, что следует учитывать при проектировании заводов по переработке газа и конденсата. Если газоконденсатные месторождения разрабатывают с поддержанием давления путем закачки газа в пласт (сайклинг-процесс), состав конденсата практически не изменяется, а состав газа может изменяться при прорыве сухого газа в эксплуатационные скважины. Если для поддержания пластового давления закачивают в пласт воду, состав газа и конденсата в процессе разработки остаются неизменными.

В процессе разработки газовых и газоконденсатных залежей предвестником обводнения по данным эксплуатации скважин по ряду месторождений является увеличение азота и редких газов (например, Шебелинское месторождение) или увеличение газоконденсатного фактора и минерализации, выносимой из скважины воды (месторождения Краснодарского края).

Таким образом, физико-химические свойства газа и его состав необходимо знать как на стадии разведки, так и при эксплуатации месторождения.

*12.2 Физические свойства природных газов. Тепловые свойства природных газов. Дросселирование газов. Гидратообразование.*

Газовые смеси характеризуются массовыми или молярными концентрациями компонентов. Для характеристики газовой смеси необходимо знать ее среднюю молекулярную массу, среднюю плотность или относительную плотность по воздуху.

**Молекулярная масса** природного газа:

, (12.1)

где: *Мi*  — молекулярная масса *i*-го компонента;

*Xi* − объемное содержание *i*-го компонента, доли ед. Для реальных газов обычно *М =* 16 - 20.

**Плотность газа** *ρг* рассчитывается по формуле:

, (12.2)

где: *VМ* − объем 1 моля газа при стандартных условиях. Обычно значение *ρг* находится в пределах 0,73 – 1,0 кг/м3. Чаще пользуются относительной плотностью газа по воздуху *ρг.в* равной отношению плотности газа *ρг*к плотности воздуха *ρв* взятой при тех же давлении и температуре:

, (12.3)

Если *ρг*и *ρв* определяются при стандартных условиях, то *ρг* **=** 1,293 кг/м3 и кг/м3.

**Объемный коэффициент пластового газа** *bг* представляющий собой отношение объема газа в пластовых условиях *Vпл.г* к объему того же количества газа *Vст* , который он занимает в стандартных условиях, можно найти с помощью уравнения Клайперона - Менделеева:

, (12.4)

где: *Рпл*, *Тпл*, *Рст*, *Тст* − давление и температура соответственно в пластовых и стандартных условиях.

Значение величины *bг* имеет большое значение, так как объем газа в пластовых условиях на два порядка (примерно в 100 раз) меньше, чем в стандартных условиях.

**Вязкость**  - свойство жидкостей и газов, характеризующих сопротивляемость скольжению или сдвигу одной их части относительно другой.

Коэффициент динамической вязкости *µ* характеризует силы взаимодействия между молекулами газа, которые преодолеваются при его движении.

Коэффициент кинематической вязкости. В расчетах наряду с абсолютной вязкостью газа применяют кинематическую вязкость *ν*, равную абсолютной вязкости, деленной на плотность газа:

, (12.5)

В газах расстояние между молекулами существенно больше радиуса действия молекулярных сил, поэтому вязкость газов – следствие хаотического (теплового) движения молекул, сопровождающее переносом от слоя к слою определённого количества движения, в результате медленные слои ускоряются, а более быстрые замедляются. Работа внешних сил, уравновешивающих вязкое сопротивление и поддерживающее установившееся течение, полностью переходит в теплоту.

В жидкостях, где расстояние между молекулами много меньше, чем в газах, вязкость обусловлена молекулярным взаимодействием, ограничивающим подвижность молекул. В жидкости молекула может проникнуть в соседний слой лишь при образовании в нём полости, достаточной для перескакивания туда молекулы. На образование полости (на “рыхление” жидкости) расходуется так называемая энергия активации вязкого течения.

При больших давлениях (больше 10 -15МПА) газы становятся не идеальными, так как средние расстояния между молекулами становятся сравнимыми с радиусом межмолекулярного взаимодействия, и природа вязкости газов становится аналогичной жидкости.

В идеальном газе вязкость *µ* не зависит от плотности (давления), а определяется величинами средней скорости и длиной свободного пробега молекул. Так как средняя скорость возрастает с повышением температуры *Т* (несколько возрастает также и длина свободного пробега), то вязкость газов увеличивается при нагревании (пропорционально корню квадратному от температуры) (рис.12.2). Присутствие неуглеводородных компонентов в газе повышает вязкость природного газа.

В жидкостях энергия активации уменьшается сростом температуры и понижением давления. В этом состоит одна из причин резкого снижения вязкости жидкостей с повышением температуры и роста её при высоких давлениях.

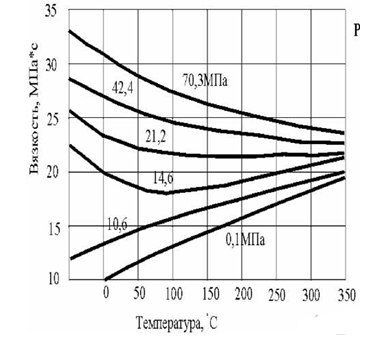


Рис.12.2 Вязкость природного газа при различных значениях давления и температуры

В силу того, что при больших давлениях газы приобретают свойства жидкости, то при давлениях больших 10-15МПа вязкость природных газов падает с ростом температуры (рис.12.2), но само значение вязкости повышается с ростом давления.

**Критическая температура и давление**. Для каждого газа существует температура, выше которой он не переходит в жидкое состояние при любых давлениях. Для метана критическая температура равна 82,1 °С, поэтому в недрах земной коры метан не может быть в жидком состоянии. Этан и пропан в земной коре могут находиться в жидком состоянии при давлениях выше критического, ниже которого, как бы ни была низка температура, газ не переходит в жидкое состояние.

Значения критических параметров Ркр и Ткр определяются:

, атм (12.6)

, К (12.7)

Приведенными параметрами состояния называются безразмерные величины, показывающие, во сколько раз действительные параметры состояния газа больше или меньше критических.

Приведенным давлением *Рпр* называется отношение рабочего (фактического) давления газа Р к его критическому давлению *Ркр*.

, (12.8)

Приведенной температурой *Тпр* называется отношение рабочего (фактического) абсолютной температуры газа *Т* к ее критической температуре *Ткр*.

, (12.9)

Диффузия – взаимное проникновение одного вещества в другое при их соприкосновении, что обусловлено движением молекул. Диффузия газов в пластовых условиях происходит через водонасыщенные поры и трещины пород. Явление диффузии газов играет существенную роль при формировании и разрушении залежей газа.

**Растворимость газов** при небольших давлениях подчиняется закону Генри, согласно которому количество растворенного газа прямо пропорционально давлению и коэффициенту растворимости. Коэффициенты растворимости газов в воде зависят от температуры и минерализации воды. При температурах до 90 °С эта зависимость обратная, при боле высоких температурах – прямая. С ростом минерализации воды растворимость газа падает.

Растворимость углеводородных газов в нефти примерно в 10 раз больше, чем в воде. Чем более жирный газ и более легкая нефть, тем больше растворимость в ней газов. Растворенный в нефти газ увеличивает объем нефти и уменьшает её плотность, вязкость и поверхностное натяжение. Если объем газа значительно превышает объем нефти, то при давлении более 25 МПа и температуре 95 °С наступает обратная растворимость – жидкие углеводороды растворяются в газе и могут полностью превратиться в газ. При понижении давления из смеси будет выпадать конденсат (жидкие углеводороды).

**Теплоемкостью** *С* называют количество теплоты, необходимое для нагревания единицы массы или объема вещества на 1° С.

Удельная теплоемкость - отношение теплоёмкости к единице количества газа. Для газов обычно различают теплоемкости при постоянном объеме *Сv* и постоянном давлении *Сp*. *Сv* связана с процессом, характеризующимся тем, что при неизменности объема вся энергия, сообщаемая газу в форме теплоты, затрачивается на увеличение внутренней энергии газа. *Сp* связана с процессом, характеризующимся тем, что, нагревая тело, предоставляют ему возможность расширяться при неизменном давлении. Таким образом, часть сообщенной телу теплоты идет на производство работы расширения. Поэтому *Сp* > *Сv*.

Для идеальных газов между *Сp* и *Сv* существует следующее соотношение

, (12.10)

где: *R* — газовая постоянная.

В области давлений, где газы считаются идеальными, значения теплоемкостей постоянны. Однако для реальных газов значения теплоемкости изменяются в зависимости от давления и температуры.

Для смеси газов теплоемкость определяется по сумме теплоемкости входящих компонентов по формуле

, (12.11)

где: *Сi* − теплоемкости отдельных компонентов смеси;

*yi* – объемное (молярное) содержание компонентов в долях единицы;

*n* – число компонент.

При изобарическом процессе молярная теплоёмкость неуглеводородных компонентов природных газов (азота, углекислого газа, сероводорода) равна примерно половине теплоёмкости углеводорода с одинаковой молекулярной массой при одной и той же температуре. Массовая теплоёмкость равна отношению молярной теплоёмкости к молекулярной массе газа *Мi* , т.е массе киломоля *i*-го компонента, кг/моль.

**Дросселирование** - расширение газа при прохождении через дроссель - местное сопротивление (вентиль, кран и т.д.), сопровождающее изменением температуры.

Отношение изменения температуры газа в результате его изоэнтальпийного расширения (дросселирования) к изменению давления называется дроссельным эффектом, или эффектом Джоуля - Томсона.

При охлаждении газа эффект считается положительным, при нагревании его − отрицательным. Изменение температуры при снижении давления на 1атм (0,1МПа) называется коэффициентом Джоуля - Томсона. Этот коэффициент изменяется в широких пределах и может иметь положительный или отрицательный знак.

Изменение температуры газа в процессе изоэнтальпийного расширения при значительном перепаде давления на дросселе называется интегральным дроссель-эффектом. Это изменение можно определить по соотношению

, (12.12)

Интегральный коэффициент Джоуля-Томсона для природного газа изменяется от 2 до 4 К/МПа в зависимости от состава газа, падения давления и начальной температуры газа. Для приближенных расчетов среднее значение коэффициента Джоуля-Томсона можно принять равным 3 К/МПа.

**Влажность природных газов.** Природный газ в пластовых условиях всегда насыщен парами воды, так в газоносных породах всегда содержится связанная, подошвенная или краевая вода.

Влажность газа характеризуется концентрацией воды в паровой фазе системы газ – вода. Обычно она выражается массой паров воды, приходящейся на единицу массы сухого газа (массовая влажность) или числом молей паров воды, приходящейся на моль сухого газа (молярная влажность).

Абсолютная влажность *W* характеризуется количеством водяного пара в единице объема газовой смеси, приведенной к нормальным условиям (Т = 273К, р = 0,1МПа), измеряется в г/м3 или кг/1000м3.

Относительная влажность – отношение абсолютной влажности к максимальной, соответствующей полному насыщению парами воды, при данной температуре и давлении (в %). Полное насыщение оценивается в 100%.

Факторы, определяющие влагосодержание природных газов: давление, температура, состав газа; количество солей, растворенных в воде, контактирующей с данным газом.

Присутствие углекислого газа и сероводорода в газах увеличивает их влагосодержание. Наличие азота приводит к уменьшению влагосодержанияю, так как он способствует уменьшению отклонения газовой смеси от идеального газа и менее растворим в воде. С увеличение плотности (или молекулярной массы газа), за счет роста количества тяжелых углеводородов, влажность газа уменьшается из-за взаимодействия молекул тяжелых углеводородов с молекулами воды. Наличие в пластовой воде растворенных солей уменьшает влагосодержание газа, так как при растворении солей в воде снижается парциальное давление паров воды.

При уменьшении температуры происходит уменьшение влагосодержания, а при падении давления его увеличение.

**Гидратообразование.** Природный газ, насыщенный парами воды, при высоком давлении и при определенной положительной температуре способен образовывать твердые соединения с водой – гидраты.

Особое значение гидратообразование приобретает при добычи газа из месторождений Сибири и Крайнего Севера. Низкие пластовые температуры и суровые климатические условия этих районов создают благоприятные условия для образования гидратов.

Гидраты природных газов представляют собой неустойчивое физико-химическое соединение воды с углеводородами, которое с повышением температуры или при понижении давления разлагается на газ и воду. По внешнему виду − это белая кристаллическая масса, похожая на лед или снег.

Гидраты относятся к веществам, в которых молекулы одних компонентов размещены в полостях решетки между узлами ассоциированных молекул другого компонента. Такие соединения обычно называют твердыми растворами внедрения, а иногда соединениями включения.

По современным представлениям молекулы гидратообразователей в полостях между узлами ассоциированных молекул воды гидратной решетки удерживаются с помощью Вандер-Ваальсовых сил притяжения.

Увеличение процентного содержания сероводорода углекислого газа приводит к повышению равновесной температуры гидратообразования и понижению равновесного давления. Например, при давлении 50атм для чистого метана температура образования гидратов составляет 6 оС, а при 25-ом содержании H2S она достигает 10 оС.

Природные газы, содержащие азот, имеют более низкую температуру образования гидратов, т. е. в этом случае гидраты становятся менее устойчивыми. Например, если в природном газе с относительной плотностью 0,6 отсутствует азот, гидраты его при температуре 10 °С остаются устойчивыми до давления 34 атм, если же в газе содержится 18% азота, равновесное давление гидратообразования снижается до 30 атм.

Для образования гидратов в жидких углеводородных газах требуются более высокое давление и более низкие температуры. В отличие от природных газов выделение гидратов в жидких углеводородных газах сопровождается увеличением давления системы (в замкнутом объеме). Кроме того, как и в природных газах, в этом случае выделяется теплота, в результате чего повышается температура системы. Поскольку объем остается постоянным, с увеличением температуры в системе растет и давление.

Разложение гидратов жидких углеводородных газов сопровождается уменьшением объема и, следовательно, понижением давления. Образование гидратов в жидких углеводородах идет несравнимо труднее, чем в газообразных. Чтобы начался этот процесс, требуется выдержать систему при соответствующих условиях в течение некоторого времени и в основном в условиях равновесия. Однако при отрицательных температурах после появления мелких кристалликов льда гидраты начинают образовываться быстро. Гидраты жидких углеводородных газов легче воды.

*12.3 Технологический режим работы газовой скважины. Свободный и абсолютно свободный дебит.*

Под технологическим режимом эксплуатации понимается режим, при котором поддерживается определённое соотношение между дебитом скважины и забойным давлением или его градиентом. С математической точки зрения технологический режим эксплуатации скважин определяют граничные условия на забое, знать которые необходимо для интегрирования дифференциального уравнения фильтрации газа к скважине.

*Принципы выбора оптимального режима*. При установлении технологического режима эксплуатации используют исходные данные, накопленные в процессе поиска залежи, разведки и опытной эксплуатации месторождения. Эти данные являются результатами геологических, геофизических, газогидродинамических, газоконденсатных исследований и лабораторного изучения образцов коллекторов и насыщающих их жидкостей и газов.

В частности, как правило, газовые залежи неоднородны но площади и по разрезу, их емкостные и фильтрационные параметры, запасы определяются неточно, в начальный период разработки отсутствует достаточное число скважин для получения достоверной информации.

На технологический режим эксплуатации влияет множество факторов, причем влияние различных факторов может быть как однонаправленным, так и разнонаправленным. Поэтому при недостаточно глубоком изучении этих вопросов установленный режим может оказатся неправильным.

Для установления наиболее обоснованного технологического режима работы скважин необходимо учесть:

• географические и метеорологические условия района расположения месторождения, наличие слоя многолетней мерзлоты, форму, тип, размер и режим залежи; емкостные и фильтрационные параметры пластов, глубину и последовательность их залегания, наличие гидродинамической связи между пропластками; запасы газа, конденсата и нефти (при наличии нефтяной оторочки), наличие и активность подошвенной и красных вод;

• условия вскрытия пласта в процессе бурения, свойства промывочной жидкости, степень загрязнения призабойной зоны промывочной жидкостью; устойчивость пласта к разрушению, влияние изменения давления на параметры пласта, водогазонефтенасыщенность пластов, их давления и температуры; совершенство скважин но степени и характеру вскрытия пласта;

• состав газа, конденсата, нефти (при наличии оторочки) и воды, наличие в составе газа коррозионно-активных компонентов – H2S, СО2, ртути и др.; наличие отдельных пропластков и характер их изменения по толщине и по площади, наличие органических кислот в пластовой воде; влагосодержание газа, физико-химические свойства газа, конденсата, воды и нефти и их изменение по площади и по разрезу;

• конструкцию скважин, оборудование забоя и устья скважины; схему сбора, очистки и осушки газа на промысле и условия очистки, осушки и транспортировки газа; характеристики применяемого скважинного и промыслового оборудования;

• условия потребления газа по темпу отбора, неравномерность потребления, теплотворную способность газа.

Нередко влияние одного фактора противоречит другому, что не позволяет учесть всю совокупность факторов. Поэтому для установления технологического режима эксплуатации газовых скважин с учетом "всех" факторов должны быть обоснованы и рекомендованы соответствующие принципы и математические критерии. Такие принципы и критерии могут быть реализованы путем обобщения по группам различных факторов. Причем, используя накопленный опыт установления технологического режима эксплуатации газовых скважин, заблаговременно можно исключить часть факторов, связанных с условиями вскрытия, свойствами промывочной жидкости, совершенством скважины, образованием пробок, техникой и технологией сбора, осушки и очистки газа и др. Тогда к основным факторам, влияющим на технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, можно отнести следующие:

• деформацию и устойчивость к разрушению продуктивного разреза;

• наличие активной подошвенной или контурной воды, способной по сверхпроницаемым пропласткам сравнительно быстро обводнить скважины, вскрывшие газоносную толщину, включая сверхпроницаемый пропласток;

• условия вскрытия пласта, степень и характер вскрытия с учетом близости контактов газ-нефть или газ-вода;

• возможность образования жидкостных или песчано-жидкостных пробок в процессе эксплуатации;

• наличие коррозионно-активных компонентов в составе добываемого газа и пластовой воды, концентрацию этих компонентов, давление, температуру и скорость потока по стволу скважины;

• многопластовость, различие составов газов, давлений и температур отдельных пропластков, наличие или отсутствие гидродинамической связи между ними и последовательность их залегания, одинаковость уровня газоводяных контактов, неоднородность разреза по прочностным и фильтрационным признакам.

По мере истощения залежи, продвижения подошвенной и контурной воды, снижения дебита газа во времени, уменьшения пластового и забойного давлений наступает время, когда установленный режим не обеспечивается, и тогда необходимо изменить выбранный технологический режим эксплуатации. Вновь устанавливаемый технологический режим эксплуатации также обосновывается, как и в начале разработки месторождения.

Одним из простейших (с точки зрения установления и поддержания в процессе разработки залежи) технологических режимов эксплуатации газовых скважин является режим максимально допустимой депрессии на пласт. Этот распространенный на практике режим математически записывается в виде:

, (12.13)

где: *Рк(t)* — пластовое давление в районе рассматриваемой скважины в момент времени *t*;

*Рc(t)* — забойное давление в той же скважине в момент времени t;

*δ* −допустимая депрессия на пласт.

В результате исследования скважины при различных отборах устанавливается такая максимально допустимая депрессия на пласт, при которой еще не происходит разрушения коллектора и выноса в скважину частиц породы продуктивного пласт. Время (t) в (12.13) соответствует моменту проведения исследования скважины.

Согласно прогнозным расчете, при дальнейшей разработки месторождения и падении пластовых около скважин забойное давление в некоторой конкретной скважине изменяется во времени так, чтобы тождественно выполнялось равенство (12.13).

Режим максимально допустимой депрессии в условиях рыхлых коллекторов, строго говоря, не оптимален. В подобных случаях целесообразнее поддерживать на поверхности перфорационных каналов максимально допустимый градиент давления. Именно градиенту давления, а не депрессии на пласт пропорциональна разрушающая скелет породы сила.

Для совершенной по степени и характеру вскрытия скважины режим допустимого градиента давления *с* на стенке скважины характеризуется следующей формулой

, (12.14)

где:  

*А* и *B* – коэффициенты фильтрационных сопротивлений в уравнении притока газа к скважине;

*Rк* – радиус удельной зоны дренирования скважины.

Для несовершенной по степени и характеру вскрытия скважины

где: *Fс* – суммарная площадь поверхности перфорационных отверстий;

β - коэффициент, учитывающий извилистость поровых каналов.

По результатам исследования скважины определяются максимальный дебит и соответственно такое минимальное забойное давление, при котором коллектор не разрушается.

При разработке месторождений природных газов происходит падение пластового давления. В газоконденсатных месторождениях падение давления приводит к выпадению в пласте конденсата.

В настоящее время считается, что большая часть выпавшего в пласте конденсата практически не может быть извлечена. В определенной мере это связано с окончанием разработки месторождения при некотором конечном допустимом пластовом давлении. При значительном содержании конденсата в газе потери конденсата можно сократить поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа или воды. При поддержании пластового давления для эксплуатационных скважин путем расчетов определяются и задаются значения забойных давлений из условия сокращения потерь конденсата в пласте.

При разработке газоконденсатных месторождений с активным водонапорным режимом также возможно поддержание требуемого забойного давления в скважинах для уменьшения потерь конденсата. Однако в большинстве подобных случаев отбор из месторождения будет с течением времени уменьшаться.

При значительном содержании конденсата в газе раннее падение добычи из месторождения иногда может быть оправданным. Следовательно, при разработке газоконденсатных месторождений допустимым технологическим режимом эксплуатации скважин можно считать режим заданного во времени забойного давления

, (12.15)

Эта зависимость изменения во времени забойного давления определяется технико-экономическими расчетами. Частным случаем такого режима является режим допустимого постоянного во времени забойного давления .

В ряде случаев технологические условия потребления газа, например местным потребителем, приводят к необходимости поддержания заданного во времени дебита скважин или заданного давления на устье скважин. Следовательно, условия потребления газа могут диктовать следующие технологические режимы эксплуатации скважин: режим заданного давления на устье скважины

, (12.16)

Технологический режим заданного давления на устье скважины поддерживают исходя из требования дальнего транспорта газа по магистральному газопроводу при отсутствии дожимной компрессорной станции или задержке ее строительства.

Свободный дебит – это дебит, который давала бы совершенная скважина при давлении на устье равном 0,1МПа. Свободный дебит характеризует скважину.

, (12.16)

где: *a* и *b* – коэффициенты фильтрационного сопротивления зависящие от параметров призабойной зоны пористой среды и конструкции забоя скважины;

θ - параметр

 (12.17)

*S* – безразмерный параметр;

*zср* – средний коэффициент сжимаемости газа;

*Tср* – средняя температура газа по стволу скважины;

*λ* – коэффициент сопротивления;

*Dэф* – эффективный диаметр труб, по которым движется газ.

Абсолютно-свободный дебит. Абсолютно-свободный дебит – это дебит, который бы давала бы совершенная скважина при давлении на забое равном 0,1МПа. Абсолютно-свободный дебит характеризует продуктивные возможности пласта

, (12.18)

**Тема 13 Способы эксплуатации газовых скважин**

*Требования к конструкции газовой скважины*

Газовые и газоконденсатные месторождения залегают в земной коре на различных глубинах: от 250 до 10 000 м и более. Для извлечения углеводородных компонентов пластового флюида на поверхность бурятся газовые и газоконденсатные скважины. Газовые скважины используются для: 1) движения газа из пласта в поверхностные установки промысла; 2) защиты вскрытых горных пород разреза от обвалов; 3) разобщения газоносных, нефтеносных и водоносных пластов; 4) предотвращения подземных потерь газа.

Газовые скважины эксплуатируются в течение длительного времени в сложных, резко изменяющихся условиях. Действительно, давление газа в скважинах доходит до 100 МПа, температура газа достигает 523 К, горное давление за колоннами на глубине 10 000 м превышает 250 МПа. В процессе освоения, исследований, капитального ремонта и во время эксплуатации скважин резко изменяются давление, температура, состав газа, движущегося в скважине.

Скважины - дорогостоящие капитальные сооружения. В общих капитальных вложениях в добычу газа удельный вес капитальных вложений в строительство скважин может составлять 60—80% в зависимости от глубины залегания месторождения, геологических условий бурения скважин, географических условий расположения месторождений.

Долговечность работы и стоимость строительства скважин во многом определяются их конструкциями.

Конструкцией скважины называют сочетание нескольких колонн обсадных труб различной длины и диаметра, спускаемых концентрично одна внутри другой в скважину. Колонны обсадных труб скрепляются с породами геологического разреза цементным камнем, поднимаемым за трубами на определенную высоту.

Конструкция скважины должна обеспечивать: доведение скважины до проектной глубины; осуществление заданных способов вскрытия продуктивных горизонтов и методов их эксплуатации; предотвращение осложнений в процессе бурения и эксплуатации; ремонт скважины; выполнение исследовательских работ; минимум затрат на строительство скважины, как законченного объекта в целом.

Конструкция добывающих газовых скважин зависит от многих факторов, в частности от пластового давления и отношения его к гидростатическому, геологических условий бурения, геолого-физических параметров пласта, физических свойств пластового флюида, разности давлений между пластами, технологических условий эксплуатации скважин, режима эксплуатации пласта, экономических соображений.

Физические свойства газа - плотность и вязкость, их изменение в зависимости от явления и температуры существенно отличаются от плотности и вязкости нефти и ты. Во многих случаях плотность газа значительно меньше плотности нефти и воды, а коэффициент динамической вязкости газа в 50-100 раз меньше, чем у воды и нефти. Различие плотностей газа и жидкостей вызывает необходимость спуска кондуктора в газовых скважинах на большую глубину чем в нефтяных, для предотвращения взрыва газом горных пород, загрязнения водоносных горизонтов питьевой воды, выхода газа на дневную поверхность.

Малая вязкость газа вызывает необходимость принимать особые меры по созданию герметичности как обсадных колонн, так и межтрубного пространства газовых скважин. Герметичность колонн обсадных труб достигается различными способами: применением резьбовых соединений на концах труб и муфтах со специальной трапецеидальной формой поперечного сечения с тефлоновыми уплотнительными кольцами, использованием фторопластовой уплотнительной ленты, герметизирующих уплотнительных составов для муфтовых соединений. Герметичность заколонного пространства скважин обеспечивается применением цементов определенных марок, дающих газонепроницаемый, трещиностойкий цементный камень.

Колонну НКТ спускают в скважину для: 1) предохранения эксплуатационной обсадной колонны от абразивного воздействия твердых примесей и коррозийных агентов, содержащихся в газе; 2) контроля за условиями отбора газа на забое скважины; 3) создания необходимой скорости движения потока газа для выноса на поверхность твердых частиц и жидкости с забоя; 4) равномерной выработки газонасыщенных пластов большой толщины по всему вскрытому интервалу; 5) проведения ремонтных работ и интенсификации притока газа из пласта в скважину.

Определение диаметра по условию выноса с забоя на поверхность твердых частиц заданного размера *d* и плотности ρ.

, (13.1)

Здесь:  (13.2)

где: ρ0 – плотность газа при стандартных условиях;

u0p ≈ 2,5 –4 м/сек - скорость витания частиц диаметром 0,1мм и плотностью 2500кг/м3 (обычно принимается);

*Q* – дебит, приведённый к стандартным условиям (тыс. м3/сут) ;

*Р* – давление (0,1 МПа); индекс “0” - стандартные условия и “c” - забойные условия.

Определение диаметра по условию выноса с забоя на поверхность жидких частиц диаметр определяется по формуле (13.1), но

 (13.3)

Определение диаметра по условию обеспечения минимальных потерь давления в стволе скважины

, (13.4)

где: *Ру* – устьевое давление.

Если диаметр, полученный по формуле (13.4), больше диаметра, определенного из условия обеспечения выноса твердых и жидких частиц на поверхность (13.1), то принимается диаметр, определенный по последнему условию. Если же диаметр окажется меньше вычисленного из условия необходимости выноса примеси па поверхность, то его можно также увеличить до размеров последнего. При этом потери давления по стволу скважины уменьшаются. Таким образом, если существует опасность разрушения пласта или подтягивания воды, необходим вынос на поверхность жидкости и продуктов разрушения пласта. Если же дебиты скважины ограничены другими факторами, то расчет ведется из условия снижения потерь давления до минимально возможного значения с технологической и технической точек зрения.

Во время разработки месторождения при уменьшении пластового давления диаметр НКТ увеличивают, колонны малого диаметра извлекают из скважины и заменяют колоннами большего диаметра. В завершающий период разработки при отсутствии поступления воды и твердых взвесей в скважину возможна эксплуатация скважин по металлической обсадной колонне.

При наличии одного продуктивного горизонта в скважину спускают одну колонну фонтанных труб. Если несколько продуктивных горизонтов решено эксплуатировать раздельно, но одной системой скважин, в последнюю спускают две или даже три колонны фонтанных труб, при этом они могут быть спущены концентрично или параллельно с применением разобщителей (пакеров).

Фонтанные трубы, изготавливаемые из высококачественной стали длиной 5−12 м с внутренним диаметром 33−152 мм, позволяют ускорить процессы освоения скважины после бурения и ее глушения перед работами по интенсификации добычи газа или ремонтными работами, осуществлять контроль за состоянием ствола скважины без спуска в них глубинных приборов. Глубину спуска таких труб в скважину определяют по продуктивной характеристике пласта (или пластов) и технологическим режимам эксплуатации скважины. Обычно их целесообразно спускать до нижних отверстий перфорации.

Эксплуатация газовых скважин в условиях обводнения и образования песчаной пробки.

Основной метод добычи газа и газового конденсата — фонтанный, так как газ в продуктивном пласте обладает достаточно большой энергией, обеспечивающей его перемещение по капиллярным каналам пласта к забоям газовых скважин. Как и при фонтанном способе добычи нефти, газ поступает к устью скважины по колонне фонтанных труб.

Добычу газа ведут из одного пласта (однопластовые месторождения) и из двух и более пластов (многопластовые месторождения).

Эксплуатация газовых скважин связана с необходимостью обеспечения заданного дебита газа и газового конденсата. Это зависит во многом от состояния призабойной зоны скважины, степени ее обводненности, наличия в составе газа и конденсата агрессивных компонентов (сероводорода, углекислого газа) и других факторов, среди которых важное значение имеет число одновременно эксплуатируемых продуктивных пластов в одной скважине.

При значительных пескопроявлениях продуктивного пласта на забое скважины образуются малопроницаемые для газа песчаные пробки, существенно снижающие дебит скважин. Например, при равенстве проницаемостей пласта и песчаной пробки дебит скважин составляет всего 5 % дебита скважины газа незасоренной скважины.

Основные задачи, решаемые при эксплуатации газовых скважин с пескопроявлениями на забое: с одной стороны, предотвращение образования песчаных пробок за счет ограничения дебита скважин; с другой стороны, выбор такого дебита скважины, при котором обеспечивался бы вынос частиц песка, проникающих на забой, на поверхность, к устью скважины. Наконец, если снижение дебита скважины для предотвращения образования песчаных пробок окажется намного меньше потенциального дебита скважины, то необходимо решать вопрос о защите призабойной зоны скважины от попадания песка и образования песчаных пробок с сохранением высокого дебита скважины.

При эксплуатации газовых скважин в условиях обводнения призабойной зоны следует учитывать такие отрицательные последствия, как снижение дебита скважины, сильное обводнение газа, опасность образования большого объема кристаллогидратов и др. В связи с этим необходимо постоянное удаление воды из призабойной зоны скважины.

Применяют периодическое и непрерывное удаление влаги из скважины. К периодическим методам удаления влаги относят: остановку скважины (периодическую) для обратного поглощения жидкости пластом; продувку скважины в атмосферу или через сифонные трубки; вспенивание жидкости в скважине за счет введения в скважину пенообразующих веществ (пенообразователей). К непрерывным методам удаления влаги из скважины относят: эксплуатацию скважин при скоростях выходящего газа, обеспечивающих вынос воды с забоя; непрерывную продувку скважин через сифонные или фонтанные трубы; применение плунжерного лифта; откачку жидкости скважинными насосами; непрерывное вспенивание жидкости в скважине.

При эксплуатации газовых скважин может быть осложнение — гидратообразование. Пары воды конденсируются и скапливаются в скважине и газопроводах. При определенных условиях каждая молекула углеводородного газа (метан, этан, пропан, бутан) способна связать 6 – 17 молекул воды, например: СН46Н2О; С2Н8; 8Н2О; С3Н8; 17Н2О. Таким образом, образуются твердые кристаллические вещества, называемые кристаллогидратами. По внешнему виду гидраты напоминают снег или лед. Это устойчивые соединения, при нагревании или понижении давления, быстро разлагающиеся на газ и воду.

Образовавшиеся гидраты могут закупорить скважины, газопроводы, сепараторы, нарушить работу измерительных приборов и регулирующих средств.

Борьба с гидратами, как и с любыми отложениями, ведется, в направлениях их предупреждения и ликвидации. Следует всегда отдавать предпочтение методам предупреждения гидратообразования. Если безгидратный режим не возможен, то применяются ингибиторы гидратообразования: метиловый спирт СН3ОН (метанол), хлористый кальций, гликоли (этиленгликоль, ди- и триэтиленгликоль).

Методы увеличения производительности газовой скважины.

Дебит отдельных скважин можно в значительной мере увеличить за счет как внедрения методов интенсификации притока газа, так и улучшения техники и технологии вскрытия пласта усовершенствования оборудования, используемого при эксплуатации скважин.

Методы интенсификации притока газа к забою скважины и ограничения на их применение.

• гидравлический разрыв пласта (ГРП) и его различные варианты - многократный ГРП, направленный ГРП, ГРП на солянокислотной основе и т.д.;

• соляная обработка и её варианты;

• гидропескоструйная перфорация и её сочетания с ГРП и соляной обработкой.

Методы интенсификации не рекомендуется проводить в скважинах с нарушенными эксплуатационными колоннами; с колоннами некачественно зацементированными; в обводнившихся скважинах или в тех, которые могут обводниться после проведения в них работ по интенсификации; в приконтурных скважинах и в скважинах, вскрывших маломощные (2-5м) водоплавающие залежи.

Работы по интенсификации на газовых месторождениях, как правило, начинают тогда, когда месторождение вступает в промышленную разработку.

Более рационально их проводить на стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации.

Способы усовершенствования техники эксплуатации скважин:

- раздельная эксплуатация двух объектов одной скважиной;

- эжекция низконапорного газа высоконапорным;

- применение плунжерного лифта для удаления с забоя воды;

- подача на забой поверхностно-активных веществ для очистки скважин от поступающей из пласта воды;

- усовершенствование конструкции подземного оборудования в коррозийных скважинах и установка в них разгрузочных якорей, пакеров, глубинных клапанов для ввода ингибиторов в фонтанные трубы, комбинирование труб разного диаметра и т.д.

* 1. *Особенности притока газа к забою скважины.*

Скважина является одним из важнейших элементов системы разработки месторождений природных газов. Из скважин добывают газ и конденсат. Скважины являются каналами связи с пластом, через которые осуществляется регулирование процессов, происходящих при разработке месторождений. В результате исследований скважин, наблюдения за их показателями эксплуатации добывается информация о параметрах призабойной зоны, газоносного и водоносного пластов и о процессах, происходящих в залежах газа при их разработке.

Первая особенность, свойственная притоку газа к скважине, — нарушение линейного закона фильтрации, обусловленное высокими скоростями фильтрации газа в призабойной зоне пласта. Дебит нефтяной скважины в 100 м3/сут считается достаточно высоким. Для газовой скважины за высокий может быть принят дебит в 1 млн. м3/сут. Пусть пластовое давление составляет 15 МПа, а забойное — 10 МПа. Тогда дебит газа, приведенный к забойному давлению, будет 10 000 м3/сут, т. е. скорость фильтрации газа в рассматриваемом случае вблизи забоя скважины на два порядка выше скорости фильтрации нефти.

Нарушение линейного закона фильтрации приводит к двучленному уравнению притока газа к скважине. В случае идеального газа это уравнение для некоторого момента времени t записывается в виде

, (13.5)

где: Рк(t) – пластовое давление в райне данной скважины на тот же момент времени;

*Рс(t)* − забойное давление в скважине в момент времени *t*;

*А* и *В* − коэффициенты фильтрационных сопротивлений;

*q(t)* − дебит скважины в момент времени *t*, приведенный к атмосферному давлению и пластовой температуре.

Под пластовым давлением в районе некоторой скважины будем понимать такое давление, которое установится на забое скважины в результате ее длительного простаивания. Поэтому под длительным простаиванием скважины понимается время, необходимое для выравнивания депрессионной воронки в районе рассматриваемой скважины (локальной депрессионной воронки).

Другая особенность притока газа к скважине − искривление линий тока. Это искривление происходит из-за несовершенства скважин по характеру вскрытия, а если скважина частично вскрывает продуктивный пласт, − то и вследствие несовершенства скважины по степени вскрытия. Несовершенство скважины по характеру и степени вскрытия находит свое отражение в повышенных значениях коэффициентов фильтрационных сопротивлений *А* и *В* в уравнении притока газа к скважине (13.5).

Следующая особенность притока газа к скважине обусловлена фильтрацией газоконденсатной смеси (двухфазная фильтрация). При разработке газоконденсатных месторождений, даже с поддержанием пластового давления, забойное давление в каждой i-ой скважине Рсi меньше давления начала конденсации *Рн.к*. Выпадение конденсата в призабойной и прилегающих зонах пласта изменяет фильтрационные сопротивления А и B в уравнении (13.5). С двухфазной фильтрацией в призабойной зоне приходится сталкиваться при обводнении продукции скважины контурной или подошвенной водой. Если не принимать специальных мер по удалению поступившей в скважину жидкости, то она может самозадавиться. Особенно ухудшаются условия эвакуации на поверхность притекающих к скважинам жидких флюидов в конечные годы разработки, когда дебиты по газу снижаются.

При эксплуатации скважин, вскрывших рыхлые, неустойчивые коллекторы, дебиты скважин приходится ограничивать, чтобы не допустить разрушения призабойной зоны пласта, выноса частиц породы и осложнения процесса эксплуатации скважины — образования песчаной пробки и эрозии оборудования. На особенности притока газа к скважине значительно влияет высота подвески насосно-компрессорных труб. Из опыта эксплуатации месторождений Краснодарского края считается целесообразным башмак НКИ устанавливать на уровне ниже перфорационных отверстий, что предотвращает образование на забое песчано-глинистых, жидкостных пробок.

Разработка месторождений природных газов сопровождается падением пластового и забойного давлений. Это приводит к деформации пласта. Лабораторные и промысловые исследования указывают на изменение (уменьшение) коэффициентов пористости и проницаемости пласта со снижением пластового давления. При этом существенно изменяется коэффициент проницаемости. Естественно, что вокруг скважин, дренирующих деформируемые коллекторы, помимо депрессионной воронки формируется «воронка пористости».

Деформационные изменения могут быть упругими, упругоплас­тическими и пластическими. В первом случае при восстановлении давления (закрытие скважины, закачка в пласт, например, газа при превращении залежи в хранилище) скелет пласта достигает первоначальной структуры. Значит, коэффициенты проницаемости и порис­тости при восстановлении давления приближаются к своим первона­чальным значениям. Во втором случае коллекторские свойства при восстановлении давления не достигают своих начальных значений. При пластических деформациях коллекторские свойства даже при возрастании пластового давления остаются на уровне, соответ­ствующем достигнутым минимальным давлениям в разных точках пласта.

При изменении пластового, а следовательно, забойного давления свойства газа начинают сказываться, например, на величине прогнозируемого дебита скважины. При не учете отклонения реальных газов от закона Бойля - Мариотта и изменения их вязкости вследствие изменения давления погрешности прогнозирования дебитов колеблются в пределах от 10 до 16% для метана и от 23 до 28% для природного газа рассмотренного состава.

При проходке скважин фильтрат промывочного раствора про­никает в призабойную зону пласта, продуктивные отложения глини­зируются. Аналогичные осложнения наблюдаются при глушении до­бывающих скважин перед проведением капитального ремонта, работ, по интенсификации притока. Хотя в дальнейшем призабойная зона и очищается от шлама, глинистой корки и осушается, но какое-то вре­мя все это отражается на притоке газа к скважине, на ее дебите. С разрушением и выносом глинистой корки продуктивность скважин существенно возрастает. Разная степень глинизации продуктивных пропластков определяет разновременность приобщения их к эксплуатации, неравномерность дренирования продуктивных отложе­ний по толщине. Эти факторы нельзя не учитывать при исследова­нии скважин, при проектировании, анализе и определении перспек­тив разработки месторождений природных газов.

К особенностям притока газа к скважине относятся также значительные потери давления в призабойной зоне пласта. Так, при расстоянии между скважинами 1500 м и  на преодоление фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта радиусом 10 м приходится 52,9% общих потерь давления, причем 18,8% этих потерь приходятся на призабойную зону радиусом 0,4 м.

С увеличением депрессии на пласт (характеризуемой ε ) потери давления вблизи скважины возрастают. Так, при тех же расстояниях между скважинами (1500 м), но при ε = 0 (что означает Рс = 0) на призабойную зону пласта радиусом 10 м приходится 71,9 % общих потерь давления против 52,9% при ε = 0,9.

Изменение расстояния между скважинами при неизменной депрессии не оказывает большого влияния на распределение потерь давления в пласте. Например, при увеличении расстояния между скважинами с 500 до 1500 м, т.е. в 3 раза, доля потерь давления от общих потерь, приходящаяся на призабойную зону радиусом 10 м, снижается с 60,4 до 52,9% (при ε = 0,9). В условиях несовершенной скважины, нелинейного закона фильтрации и нестационарного притока газа к скважине соответствующая доля общих потерь давления, приходящаяся на призабойную зону пласта, возрастает.

Б.Б. Лапук показал, что процесс фильтрации газа в пласте является практически изотермическим. Однако в призабойной зо­не пласта вследствие падения давления, за счет эффекта Джоуля-Томсона, снижается температура. Поэтому приток газа к скважине может сопровождаться образованием гидратов в призабойной зоне пласта, когда пластовая температура невысокая.

При эксплуатации газовых и нефтяных скважин имеют место отложения асфальто-смолистых веществ, парафина, солей как в фонтанных трубах, так и в призабойной зоне пласта, что снижает продуктивные характеристики скважин. Эксплуатация скважин, если не принимать специальных мер, может сопровождаться коррозией труб, внутрискважинного и другого оборудования. Для газовых скважин осложнения возникают при подтягивании конусов подошвенной во­ды. В случае дренирования нефтяной оторочки газовые и водяные конуса являются причиной снижения эффективности работы отдель­ных скважин и разработки месторождения в целом.

Эффективность притока газа или нефти к скважине зависит и от качества цементирования. Различные механические свойства продуктивных отложений по толщине определяют профиль, в частности, забоя скважины. Это означает, что толщина цементного кольца с глубиной изменяется. Следовательно, в результате перфорации полу­чается разная сообщаемость скважины с продуктивными пропластками. Аналогичное явление наблюдается и при неконцентричном расположении эксплуатационной колонны в стволе скважины. Нека­чественное цементирование может привести к образованию грифо­нов, к неконтролируемым утечкам газа в выше- или нижезалегающие горизонты.

Конструкция забоев скважин, параметры пласта и призабойной зоны и их изменение во времени определяют продуктивные характеристики скважин, следовательно, и необходимое число скважин для разработки месторождения. Особенности притока газа к скважинам необходимо учитывать при выборе и обосновании методов интенсификации притока газа к скважинам, воздействующих именно на при­забойную зону пласта.

Чем больше дебиты скважин, тем благоприятнее экономические показатели разработки месторождений природных газов. Скважины - дорогостоящие сооружения. Этим объясняется необходимость и целесообразность сооружения в высокопродуктивных отложениях мес­торождений высокодебитных добы­вающих скважин, т.е. с увеличенными диаметрами и дебитами. Заме­тим, что сам по себе диаметр скважины мало влияет на дебит. Одна­ко от диаметра эксплуатационной колонны зависит диаметр, а зна­чит и пропускная способность НКТ (скважины).

* 1. *Методика обработки результатов стационарного и нестационарного исследования газовой скважины. Фильтрационные сопротивления. Понятие о средней газовой скважины.*

Задача исследования пластов и скважин заключается в получении исходных данных для подсчета запасов газа, проектирования опытной эксплуатации, разработки, обустройства промысла, установления технологического, гидродинамического и термодинамического режима работы скважин и наземных сооружений, оценки эффективности работ по интенсификации и контроля за разработкой и эксплуатацией путем установления продуктивной характеристики скважин и параметров пласта.

Под продуктивной характеристикой скважины понимается совокупность следующих сведений:

1. Зависимость дебита газа от разности квадратов пластового и забойного давлений, характеризующая условия притока газа к забою скважины.

2. Значение коэффициентов фильтрационных сопротивлений и уравнение притока газа, которые используются для определения средних значений параметров призабойной зоны пласта и прогноза изменения дебита и давления во времени.

3. Зависимость дебита и забойной температуры от депрессии на пласт.

4. Зависимость дебита и устьевой температуры от давления на устье скважины.

5. Рабочие и максимально допустимые дебиты скважин, получаемые из анализа условий разрушения призабойной зоны скважины, скопления примесей на забое, образования гидратов, коррозии оборудования, подтягивания конусов воды, технических условий эксплуатации и т.д.

6. Свободный и абсолютно свободный дебиты скважины

7. Условия выноса жидкости (воды и конденсата), твердых частиц породы и степень очищения или засорения призабойной зоны скважины при различных депрессиях на пласт.

8. Зависимость изменения во времени дебита газа, температуры и давления после открытия скважины, служащая для определения периода стабилизации и параметров пласта.

9. Зависимость изменения во времени температуры и давления на забое и на устье после закрытия скважины, используемая для определения периода нарастания пластового (статического) давления и параметров пласта.

10. Проницаемость (проводимость) призабойной и дренажной зон скважины.

11. Емкость дренажной зоны скважин (произведение эффективной мощности на пористость и газонасыщенность).

12. Неоднородность пласта (наличие зон резко ухудшенной проводимости пласта).

Газогидродинамические методы исследования скважин делятся на исследования при установившихся (стационарных) и неустановившихся (нестационарных) режимах фильтрации.

К первым относят снятие индикаторной кривой, отражающей зависимость между забойным давлением и дебитом при работе скважины на различных установившихся режимах. Ко вторым относится снятие кривой восстановления давления (КВД) после остановки, снятие кривых стабилизации давления (КСД) и дебита при пуске скважины в работу на определённом режиме (с определённым диаметром шайбы, штуцера, диафрагмы).

**Газогидродинамические исследования скважин при установившихся режимах (метод установившихся отборов)**

Исследование скважин при стационарных режимах фильтрации, часто называемоес методом установившихся отборов, базируется па связи между установившимися забойными (устьевыми) давлениями и дебитом газа на различных режимах и позволяет определить следующее:

• зависимость дебита газа от депрессии на пласт и давления на устье;

• изменение забойного и устьевого давлений и температур от дебита скважин;

• оптимальные рабочие дебиты газа и причины их ограничений;

• уравнение притока газа к забою скважины;

* коэффициенты фильтрационного сопротивления, применяемые для определения продуктивной характеристики скважины и призабойной зоны пласта, расчета технологического режима и оценки эффективности методов интенсификации притока газа;

• абсолютно свободный и свободный дебиты газа, используемые для оценки возможностей пласта и скважины;

• условия разрушения призабойной зоны, скопления примесей на забое и их выноса из скважины; количество выносимых твердых частиц и жидкости (воды и конденсата) в зависимости от депрессии на пласт;

• технологический режим работы скважин с учетом различных факторов;

• изменение давления и температуры в стволе скважины в зависимости от дебита;

• коэффициент гидравлического сопротивления труб;

• эффективность таких рсмонтно-профилактических работ, как интенсификация, крепление призабойной зоны, дополнительная перфорация, замена фонтанных труб и др.

Методика проведения испытаний газовых скважин

1. Составляют подробную программу испытаний, подготавливают соответствующие приборы и оборудование (диафрагменный измеритель, породоуловитель, манометры), монтируют их на скважине. Породоуловитель используется для определения количества твердых примесей.

2. Для очистки забоя от жидкости и твердых частиц скважину продувают, измеряя с момента пуска дебит газа и давление на головке и в затрубном пространстве теми же приборами, что и при испытании. При этом надо учитывать возможный вынос из пласта значительного количества твердых частиц при высоких дебитах, что может явиться причиной разъедания оборудования, образования пробки на забое, а при наличии подошвенной или контурной воды – прорыва водяного конуса или языка в скважину.

3. Перед началом исследований методом установившихся отборов давление на устье скважины должно быть статическим Рст. Исследование проводится начиная от меньших дебитов к большим (прямой ход).

Скважину следует пускать в работу с небольшим дебитом до полной стабилизации давления и дебита. Первая точка индикаторной линии выбирается тогда, когда давление и дебит скважины на данной диафрагме (шайбе, штуцере) не изменяется по времени. Процесс стабилизации давления и дебита непрерывно регистрируется и полученное давление используется для определения параметров пласта.

После проведения соответствующих замеров давления на забое, на устье (в фонтанных трубах), в затрубном и межтрубном пространствах и температуры в необходимых точках, дебитов газа, жидкости и количества твердых частиц скважину закрывают. Давление в скважине начинает восстанавливаться. Процесс восстановления давления до рст также фиксируется непрерывно, что позволяет при соответствующей обработке определить параметры пласта по КВД (кривой восстановления давления).

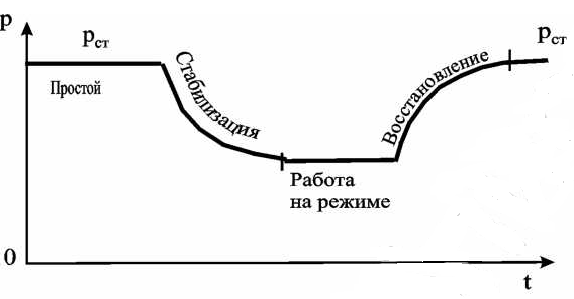
Полный цикл изменения давления во времени на одном режиме показан на рис.13.1. Исследование скважин проводится не менее чем на 5−6 режимах прямого и 2-3 режимах обратного хода. На всех режимах необходимо соблюдать условия, выполненные на первом режиме, и провести аналогичные замеры давления, температуры, дебита газа, жидкости и твердых частиц. Весь процесс снятия индикаторной линии при стационарных режимах фильтрации показан на рис.13.2.

Рис.13.1 Изменение давления прри исследовании скважины на одном режиме

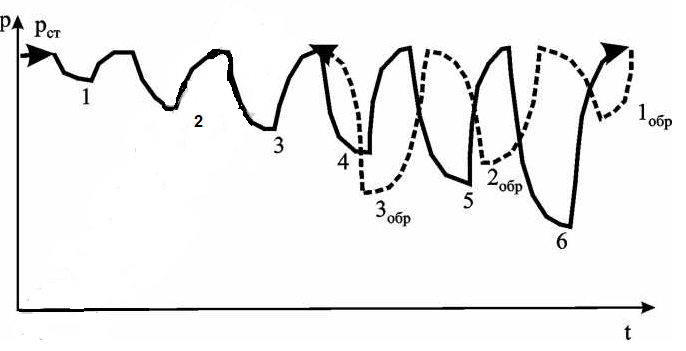


Рис.13.2 Изменение давления при исследовании скважин на стационарных режимах фильтрации 1-6 - прямой ход; 1обр- м2обр - обратный ход.

Уравнение притока газа к забою скважины характеризующее зависимость потерь давления в пласте от дебита газа – уравнение параболы (рис.3.3, кр.1), называемой индикаторной кривой.

, (13.6)

где: *Рпл* и *Рз* - пластовое и забойное давления;

*а* и *b* - коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пористой среды и конструкции забоя скважины;

*Q* - дебит газа в тыс.м3/сут (при атмосферном давлении и Тст).

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений

, (13.7)

, (13.8)

где: *l* - коэффициент макрошероховатости породы;

*С1 - С4* - коэффициенты, учитывающие несовершенство по характеру и степени вскрытия в линейной и квадратичной частях уравнения притока;

*Rпр*- приведённый радиус влияния скважины

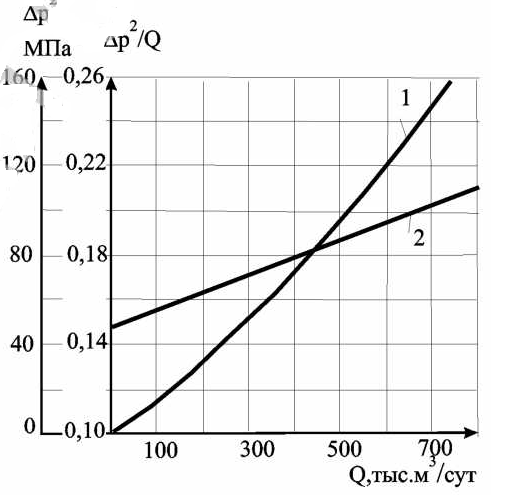


Рис.13.3 Индикаторные диаграммы в координатах: 1 - ; 2 - 

Зависимость от *Q* не линейна (рис.13.3, кр. 1), поэтому её линеаризуют путем деления на *Q*. Т.о. по результатам испытания для каждого режима вычисляют , полученные значения наносят на график (рис.13.3, кр.2), через нанесённые точки проводят прямую. Значения коэффициента *a* определяют по отрезку, отсекаемому этой прямой на оси ординат, а значение *b* - как тангенс угла наклона прямой к оси абсцисс. Коэффициенты а и b можно вычислить по методу наименьших квадратов.

Влияние изменения свойств газа и пористой среды от давления на коэффициенты фильтрационных сопротивлений (форму индикаторной кривой)

**Влияние различных факторов на форму индикаторной кривой**

Причины нарушения вида индикаторной кривой (ИК). Иногда получаемая зависимость отличается от двухчленной. Испытания в таких случаях необходимо повторить и если это невозможно, то следует использовать приближённые методы обработки результатов исследования.

Если изменения *k*,*l*,*h* от депрессии незначительны, то индикаторные кривые искажаются в меньшей степени и в таких случаях выявление причин искажения индикаторных кривых сопряжено с определёнными трудностями.

Часто могут встречаться случаи, когда степени влияния различных параметров могут компенсировать друг друга, и в конечном счете индикаторная кривая, несмотря на происходящие в процессе испытания изменения отдельных параметров, сохраняет стандартную форму.

Исходя из изложенного, при обработке индикаторных кривых следует обратить внимание на:

●наличие в разрезе пропластков с различными пластовыми давлениями;

● загрязнение призабойной зоны и возможное очищение этой зоны по мере роста депрессии;

● возможность выпадения и накопления в призабойной зоне конденсата;

● возможность образования песчаной или жидкой пробки;

● величины давления и депрессии на пласт, способные существенно изменить свойства газа на различных режимах;

●степень восстановления давления между режимами и стабилизации давления и дебита на режимах;

●возможность образования конуса воды или нефти из нефтяной оторочки;

● возможность образования гидратов.

Изменения давления и температуры на режимах приводят к изменению коэффициентов вязкости и сверхсжимаемости, а, следовательно, из-за вариации коэффициентов сопротивления *а* и *b*  к изменению формы индикаторной кривой. А именно, индикаторная кривая становится выпукла к оси *Q* (рис.13.4, кр.3).

Поэтому при переменных µ и z от давления формула притока (13.6) не поддаётся обработке для определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений.

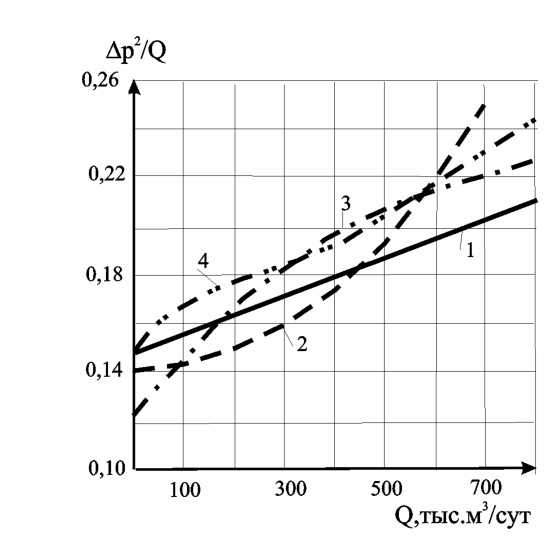


Рис.13.4 Качественный вид индикаторных диаграмм в зависимости от факторов влияния: 1 – стандартная; 2 – очищение призабойной зоны; 3 – реальные свойства газа, скапливание жидкости или породы на забое, неполное восстановление пластового и забойного давлений, 4 – многопластовая залежь.

Изменение температуры не пропорционально изменению депрессии, а намного меньше. В связи с этим, влияние изменения давления и температуры от режима к режиму на *µ* и *z* можно заменить на их изменение только от давления газа (изменение давления с 58,7 МПа до 25МПа приводит к уменьшению вязкости на 40%, а коэффициента сверхсжимаемости на 30%).

Нижние пределы давления и депрессии, с которых надо учитывать реальные свойства газа - Рпл>12 – 14 МПа, отношение .

Изменения проницаемости коллекторов необходимо учитывать при фильтрации газа в глубокозалегающих залежах и создании значительных депрессий на пласт, а также при наличии трещиноватости. фициент сжимаемости трещин.

Значительное изменение проницаемости (особенно в трещиноватых коллекторах) при изменении депрессии на пласт на различных режимах приводит к искажению результатов испытания.

Коэффициент макрошероховатости зависит от проницаемости и пористости и т.к. изменение давления незначительно влияет от пористости, то характер изменения *l* от давления приближенно можно принять таким же, как и коэффициента проницаемости от давления. В большинстве случаев по мере снижения давления коэффициенты *k* и *l*  уменьшаются. Чем меньше проницаемость и макрошероховатость пород, тем меньше их изменение от давления. При этом наиболее выражена зависимость указанных параметров для трещиноватых пород. Уменьшение коэффициентов *k* и *l* с падением давления приводит к увеличению коэффициентов фильтрационного сопротивления Т.о. индикаторная кривая вогнута к оси ** (рис.13.4, кр.3).

Увеличение депрессии ведет к разрушению пород и образованию пробок, но в тоже время скорость потока по мере увеличения депрессии на пласт растет. При наличии песчаной или жидкостной пробки увеличение скорости приводит к разрушению и постепенному уносу пробки. Коэффициенты *а* и *b* также увеличиваются и индикаторная кривая будет более крутой, чем при неизменных *а* и *b*. В координатах **от *Q* вместо прямой будет кривая, выпуклая к оси дебитов (рис.13.4, кр.3). Во время последующего выноса примесей с забоя при больших дебитах точки на индикаторной кривой будут располагаться ниже, так как перепад давления для их значений будет меньше, чем в первоначальных опытах.

Наличие песчаной пробки в скважине практически равносильно несовершенству скважины по степени вскрытия, с увеличением коэффициентов несовершенства при образовании пробки и их уменьшением при очищении забоя. По мере уменьшения высоты пробки с ростом депрессии происходит снижение величин *а* и *b* . Это приводит к искажению индикаторной кривой. В координатах **от *Q* вместо прямой будет кривая, вогнутая к оси дебитов (рис.13.4, кр.2).

**Исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации**

Исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации заключаются в снятиии и обработке кривых:

• нарастания (восстановления) забойного давления (КВД) после остановки скважины;

• стабилизации давления и дебита (КСД) после пуска скважины;

• перераспределения давления при постоянном дебите и дебита при постоянном забойном давлении;

• перераспределении давления в реагирующих скважинах при пуске или остановке возмущающей скважины (прослушивание скважины);

• изменение дебита и давления при эксплуатации скважины.

Параметры, определяемые с помощью нестационарных методов - проводимость и проницаемость *k* не только призабойной зоны, но и удаленных от скважины участков пласта; пьезопроводность; ористость *m* или произведение эффективной мощности на пористость; зоны с резко выраженной неоднородностью пласта( наличие экранов или зон ухудшенной проводимости); условия работы скважины, пластовое давление и т.д.

Скважину подключают к газопроводу или газ выпускают в атмосферу (если скважина перед этим была закрыта), регистрируя при этом изменение давления на головке, в затрубном пространстве и измерителе дебита. После достижения стабилизации скважину закрывают и снимают кривую изменения нарастания давления на головке и в затрубном пространстве в зависимости от времени.

Забойное давление определяют по давлению на устье расчетным путём, но предпочтительнее снимать кривые нарастания забойного давления с помощью дифференциальных, глубинных манометров. Снятие КВД на забое предпочтительно во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями и вскрывающих пласт с высокой температурой

Методика обработки КВД существенным образом зависит от темпа нарастания давления после остановки скважины, наличия соседних скважин и расстояния между ними. Если исследуемая скважина удалена от соседних работающих на 3-4км и продолжительность её работы незначительна, то данную скважину можно рассматривать в “бесконечном “ пласте. В противном случае процесс восстановления давления надо рассматривать как процесс, происходящий в пласте конечных размеров.

Условия применения - Т≥ 20 *t*, где *t*- время , необходимое для восстановления давления, *Т* - время работы скважины до снятия КВД.

Используемая зависимость:

, (13.9)

где: , (13.10)

 (13.11)

где: *Р3* и *Рз0* - текущее и начальное абсолютные забойные давления (до остановки скважины), МПа;

*Q0* - дебит скважины до остановки, м3/с;

*rс.пр*- приведённый радиус, м;

*t* - время восстановления давления, с;

*h* - эффективная толщина пласта, м;

*κ* - коэффициент пьезопроводности, м2/с ;

*m* - пористость, доли единицы;

*Рпл* - абсолютное пластовое давление, МПа;

*b* - коэффициент нелинейного сопротивления в двухчленной формуле стационарного притока к скважине (МПа/(тыс.м3/сут))2;

*µпл* - вязкость газа в пластовых условиях, мПа.с;

*zпл* - коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовых значениях давления и температуры; Тст=293 К; Рат=0,1МПа;

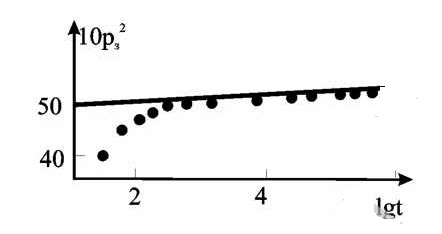


Рис.13.5 Кривая восстановления давления при Т≥ 20 *t*

Из прямой (рис.13.5) находятся коэффициенты: α-равный отрезку, отсекаемом на оси ординат, и β - тангенс угла наклона

По полученным значениям α и β определяют следующие параметры пласта:

• параметр проводимости

из β, (13.12)

• при известной эффективной мощности значение проницаемости;

• при известном коэффициенте *b* параметр

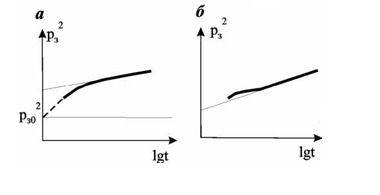
, (13.13)

при известном коэффициенте пьезопроводности - приведённый радиус скважины  и параметр скин-эффекта, характеризующий совершенство скважины и состояние призабойной зоны:

, (13.14)

Факторы, искажающие форму начальных участков КВД: наличие притока газа в скважину после её закрытия на устье. При этом начальный участок отклоняется вниз от прямой (рис.3.11, а). КВД начинается из точки с координатами  и .

* 1. Значительное отличие параметров призабойной зоны от параметров пласта, в том числе ухудшение их в результате выпадения конденсата и улучшение после работ по интенсификации. Если проводимость призабойной зоны лучше проводимости пласта, начальный участок отклоняется вверх от прямой (рис.13.6, б). В случае ухудшенных параметров призабойной зоны начальный участок отклоняется вниз и имеет вид, аналогичный КВД с влиянием притока (рис.13.6, а). Применение методов обработки с учетом притока в этом случае не выпрямляет начальный участок.
  2. Влияние границ пласта, т.е. соответствие принятых при обработке граничных условий характеру работы скважины в процессе исследования. На пример, при обработке КВД скважин, работающих в условиях ограниченного пласта, по формулам бесконечного, конечный участок искривляется (рис.13.6, в).



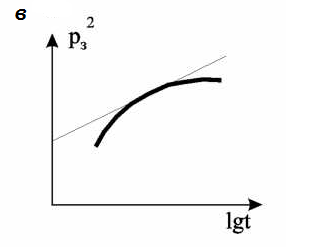


Рис.13.6 Влияние различных факторов на КВД

В процессе проектирования разработки газовых месторождений приходится прибегать к понятию о средней скважине, т. е. о такой расчетной скважине, взятой из реально существующих, по которой при заданной депрессии получают тот же расход газа.

Уравнение притока газа средней скважины имеет вид:

, (13.15)

Задача состоит в том, чтобы по данным о небольшом числе уже имеющихся скважин определить средневзвешенные значения коэффициентов *аср* и *bср*. Для этого депрессии и расходы принимают среднеарифметическими:

, (13.16)

, (13.17)

* 1. *Газовая залежь как единое целое. Удельные объемы дренирования. Режимы работы газовых пластов.*

На начальных этапах развития теории разработки нефтяных и газовых месторождений существовало представление об ограниченном радиусе действия (влияния) скважин. Из концепции ограничен­ного радиуса дренирования вытекало, что газовые скважины необ­ходимо располагать на расстоянии, не превышающем двойного ра­диуса действия скважин, во избежание оставления части газа неиз-влеченной. К настоящему времени доказана несостоятельность этого положения. Если не касаться вопросов о темпах и сроках разработки, о возможных коэффициентах газо- или нефтеотдачи, то можно утверждать, что теоретически любую залежь можно разработать да­же одной скважиной, не говоря уже о системе скважин.

Газовая залежь (если она тектоническими нару­шениями не разбита на отдельные блоки) представляет собой единое газодинамическое целое, вне зависимости от ее размеров.

Отбор газа из газовой залежи приводит к падению давления не только в газоносной, но и в водоносной части пласта. Об этом свидетельствуют результаты замеров давления или уровней воды в пье­зометрических скважинах. Падение же давления в области газоносности приводит, к поступлению воды в газовую залежь.

Если к одному и тому же водоносному бассейну приурочено несколько месторождений природного газа, то в процессе разработ­ки происходит их взаимодействие.

Итак, газовая залежь вместе с окружающим ее водоносным пластом или группа залежей в единой пластовой водонапорной системе представляют собой единую газогидродинамическую систему.

Опыт разработки месторождений газа и нефти в последние годы с особой четкостью высветил еще один аспект единства, а именно, что залежи газа и нефти, их коллектора и флюиды должны рассматриваться как единое целое с выше- и нижезалегающими горными по­родами.

Вместе с тем в теории проектирования и разработки месторождений природных газов полезно понятие об удельных объемах дре­нирования.

Для примера рассмотрим пласт прямоугольной формы, однородный по коллекторским свойствам и разрабатываемый тремя равнодебитными скважинами. Можно выделить в пласте две нейтральные линии - I и II (рис.13.7,а). Левее линии Iвесь газ, в том числе и из точки *а,* притекает к скв. 1, а правее линии I, в том числе и из точки *b,* течет к скв. 2. Следовательно, к каждой скважине газ притекает из соответствующего объема дренирования.

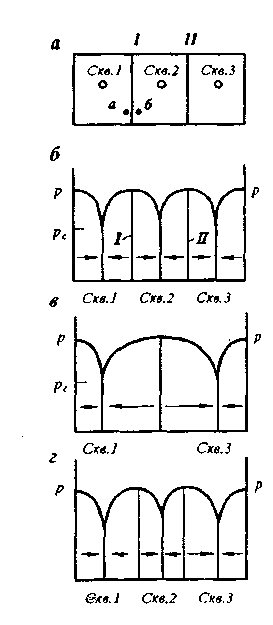


Рис.13.7. Схемы профилей давления в пласте при эксплуатации трех ( *б*), двух ( *в* ) равнодебитных и трех ( *г* ) разнодебнтных скважин ( а - схема распо­ложения скважин в пласте)

Вводимое понятие об удельных объемах дренирования не проти­воречит принципу, что газовая залежь представляет собой единую газодинамическую систему. Действительно, пусть распределение дав­ления в рассматриваемом пласте для некоторого момента имеет вид, изображенный схематично на рис. 13.7,б. Здесь, как и ранее, линии I и II - нейтральные. Пусть теперь скв. 2 остановлена. Тогда в пласте начинается процесс перераспределения давления. Через не­которое время распределение давления в пласте будет иметь вид, как на рис.13.7, в. Отключение скважины привело к перераспреде­лению удельных объемов дренирования.

Теперь нейтральная линия, т.е. линия (поверхность), разделяющая соответствующие объемы дренирования, проходит через скв. 2. Если, например, дебит ски. 2 уменьшить, то это также при­ведет к перераспределению давления и пласте и удельных объемов дренирования (см. рис.13.7, *г).*

Подобные рассуждения можно про­должить, но даже из этих простых при­меров ясен смысл понятия об удельных объемах дренирования.

Понятие об удельных объемах дре­нирования используется при определе­нии запасов газа, приходящихся на каждую скважину. Суммирование запа­сов, приходящихся на каждую скважину, позволяет устанавливать начальные за­пасы газа в пласте. В дальнейшем будет ясно, что введение понятий о «средней» скважине и удельных объемах дрениро­вания позволяет эффективно опреде­лять показатели разработки месторож­дений при газовом и водонапорном режимах, а также показатели разработки многопласговых месторождений.

Приведенные здесь рассуждения в полной мере справедливы для газоконденсатных и газонефтяных месторожде­ний.

**Режимы работы газовых пластов**

Под режимом газового месторождения понимается проявление движущих сил в пласте, обусловливающих приток газа к забоям скважин. Существуют два режима эксплуатации газовых месторож­дений: газовый и водонапорный.

Газовый режим

При газовом режиме (режиме расширяющегося газа) приток газа к забоям скважин обеспечивается за счет потенциальной энергии давления, под которым находится газ в продуктивном пласте. Ее запас обычно оказывается достаточным для довольно полной выработки залежи (сжимаемость газа на три порядка более сжимаемости воды и породы). Режим формируется при отсутствии влияния законтурной области и может иметь место в условиях как инфильтрационной, так и элизионной водонапорной системы.

При газовом режиме в процессе разработки залежи объем залежи практически не меняется. Некоторое уменьшение пустотного пространства залежи может происходить вследствие деформации пород-коллекторов или выпадения конденсата в пласте в результате снижения пластового давления.

Пластовое давление залежи Pпл в процессе ее разработки непрерывно снижается. Для газового режима характерно что, удельная добыча газа на 0.1 МПа снижения пластового давления обычно постоянна на протяжении всего периода разработки.

Режим обеспечивает достаточно высокие темпы добычи газа - по крупным залежам в период максимальной добычи до 8 – 10 % начальных запасов в год и более. Значительного поступления попутной воды в скважины обычно не происходит. Однако иногда, несмотря на неподвижность ГВК, в часть скважин поступает некоторое количество воды, что может быть связано с перемещением ее из водоносной части пласта по трещинам или по тонким высокопроницаемым прослоям, из водосодержащих линз, прослоев или каверн, имеющихся в объеме самой залежи, и с другими причинами. Выявление источника и путей поступления воды в скважины в таких случаях требует проведения специальных геолого-промысловых исследований. Значения коэффициента извлечения газа при газовом режиме обычно высокие — 0.9 – 0.97. Газовый режим характерен для многих крупных газовых месторождений нашей страны.

Упруговодонапорный режим

**Упруговодонапорный режим —** режим, при котором в процессе разработки залежи отмечается подъем ГВК, т.е. происходит внедрение в залежь краевой воды. При этом режиме напор краевой воды всегда сочетается с действием упругих сил газа.

Масштабы внедрения в залежь воды принято оценивать коэффициентом возмещения, который равен отношению объема воды, внедрившейся в залежь за определенный период времени, к объему газа в пластовых условиях, отобранному из залежи за этот же период. Так, при внедрении в залежь 0.2 млн. м3 воды в результате отбора 1 млн. м3 газа в пластовых условиях (при пластовом давлении 10 МПа на поверхности это составит около 100 млн. м3 газа) коэффициент возмещения будет равен 0.2. Повышенные его значения указывают на большую роль водонапорной составляющей режима.

При этом режиме при прочих равных условиях пластовое давление снижается медленнее, чем при газовом. Интенсивность падения давления возрастает при невысокой активности законтурной области (при приуроченности залежи к элизионной водонапорной системе, при пониженной проницаемости коллекторов и др.), с увеличением темпов добычи газа и под влиянием других причин.

Действие режима сопровождается постепенным обводнением части скважин, в связи с чем они рано (в то время, когда залежь еще имеет высокое пластовое давление) выходят из эксплуатации. Возникает необходимость бурения вместо них дополнительных скважин. Вследствие неоднородности продуктивных отложений и неравномерности отбора газа из прослоев с разной проницаемостью происходит опережающее продвижение воды в глубь залежи по наиболее проницаемым прослоям. Это приводит к появлению воды в продукции скважин, усложнению условий их эксплуатации и раннему отключению. В итоге коэффициенты извлечения газа часто бывают меньшими, чем при газовом режиме, диапазон их значений может быть весьма широким — от 0.5 до 0.95 в зависимости от степени неоднородности продуктивных пластов.

* 1. *Метод материального баланса и его применение для изучения газовых залежей. Газоотдача газовых пластов. Схемы расчетов газоотдачи при газовом и водонапорном режимах. Конденсатоотдача.*

Уравнение материального баланса для газовой залежи-основа метода определения запасов газа по данным об изменении добытого количества газа и средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства пластового давления. Уравнение материального баланса в той или иной форме записи используется при опреде­лении показателей разработки месторождений природного газа в условиях газового или водонапорного режима. Дифференциальные уравнения истощения газовой залежи применяются в расчетах пока­зателей разработки газовых месторождений в период падающей до­бычи газа. Приведем вывод этих широко распространенных уравне­ний.

**Газовый режим**

Согласно принципу материального баланса, начальная масса *Мн* газа в пласте равняется сумме отобранной к моменту *t* массы газа *Мдоб* и оставшейся на момент *t* массы газа *М*ост в пласте, т.е.

, (13.18)

Если обозначить начальный объем порового пространства через Ωн, а средний для залежи коэффициент газонасыщенности (отношение газонасыщенного объема к общему поровому объему зале­жи) через , то начальная масса газа в залежи до ее разработки будет

, (13.19)

Здесь *ρн* - плотность газа при пластовой температуре *Тпл* и начальном пластовом давлении.

Согласно уравнению состояния для реального газа

, (13.20)

где ρат − плотность газа при *Рат* и *Тпл* ,

*zн* и *z*aт *-* коэффициенты сверхсжимаемости газа при температуре *Тпл* и давлениях *Рн* и *Рат* со­ответственно.

Следовательно, начальная масса газа в пласте равняется

, (13.21)

По мере разработки газовой залежи давление в ней падает. Пластовая температура в процессе разработки газового месторождения остается (практически) неизменной. Тогда к некоторому моменту *t* при среднем пластовом давлении масса газа в пласте

, (13.22)

Пусть изменение во времени отбора газа из залежи в единицу времени определяется функциональной зависимостью . Тогда за время *t* суммарная масса отобранного газа составит

, (13.23)

С учетом выражений (13.21)-(13.23) уравнение материального баланса для газовой залежи в случае газового режима записывается в виде

, (13.24)

Здесь  - количество добытого газа к моменту t, приведенное к атмосферному давлению и пластовой температуре.

Обычно добытый из залежи объем газа вычисляется при стандартной температуре  и *Рат*. Добытое количеество газа, приведенное к стандартным условиям, обозначим . В этом случае уравнение матриального баланса принимает вид

, (13.25)

Коэффициент *zат* близок к единице. Уравнение материального баланса (13.24) можно получить интегрированием дифференциального уравнения истощения газовой залежи. Поступи наоборот. Из уравнения (11.24) получим дифыеренциальное уравнение истощения газовой залежи. Для этого продифференцируем по времени уравнение (13.23):

, (13.26)

С учетом выражения добытого количества газа (13.23) получаем следующее искомое уравнение

, (13.27)

Из уравнения (13.27) следует, что количество отбираемого в единицу времени газа в момент *t* пропорционально скорости (темпу) изменения приведенного среднего пластового давления в залежи на тот же момент.

**Водонапорный режим**

При водонапорном режиме формулировка принципа материального баланса следующая: начальная масса газа в пласте равняет­ся сумме добытой массы газа и массы газа, оставшейся в газонасы­щенном и обводненном Мобв объемах пласта.

Так как обводненный объем пласта равен , то в этом объеме при среднем коэффициенте остаточной газонасыщенности *αост* находится газ в количестве

, (13.28)

Следовательно, уравнение материального баланса для газовой залежи в условиях водонапорного режима с учетом неполноты вытеснения газа водой записывается в виде:

, (13.29)

Здесь  *-* среднее давление в обводненном объеме пласта;

 - коэффициент сверхсжимаемости при и *Тпл;*

*αост* − отно­шение защемленного объема газа (при давлении и температуре *Тпл*)к общему поровому объему обводненной зоны пласта.

По дан­ным лабораторных исследований, коэффициент остаточ­ной газонасыщенности зависит от давления в обводненном объе­ме, что и отражено в уравнении (13.29).

При среднем коэффициенте остаточной  суммарное количество воды *Qв(t),* поступившей в залежь к некоторому моменту *t,* распределится в объеме .

Тогда газонасыщенный объем (внутри контура газ-вода) ко времени *t* составит:

, (13.30)

Таким образом, под текущим газонасыщенным объемом (в 13.29) понимается его выражение согласно (13.30).

Не представляет труда из уравнения материального баланса (13.29) получить дифференциальное уравнение истощения залежи при водонапорном режиме.

Принципиальных затруднений для использования (13.29) и (13.30) при определении показателей разработки газовых месторождений в условиях водонапорного режима не имеется. Однако исполъзование указанных формул усложняет методику расчетов, что объясняется необходимостью определения *α*ост и учета изменения этого коэффициента от переменного давления *.* Кроме того, при анализе фактических данных затрудняется определение зависимости . Расчеты значительно упрощаются, если в (13.29) принять следующее допущение

, (13.31)

Условие (13.31) характеризует допущение о том, что газ защеляется при давлении, равном среднему пластовому давлению в зале­жи, и изменение коэффициента остаточной газонасыщенности опре­деляется изменением во времени среднего пластового давления, т.е. . Тогда из (13.29) с учетом (13.30) и (13.31) получим

, (13.32)

Важность уравнення (13.32) состоит в том, что для использования его, благодаря допущению (13.31), не требуется знания трудно опре­деляемой  обводненной зоны пласта и установления зависи­мости ее изменения во времени. Уравнение (13.32) обеспечивает высо­кую точность при прогнозных расчетах до отбора из залежи 50% и более от начальных запасов газа в пласте. При больших отборах не­обходимо использовать уравнения (13.29) и (13.30).

В ряде случаев, при значительной неоднородности пласта по коллекторским свойствам, в обводненной зоне может оставаться газ и виде макрозащемленных объемов. Тогда при анализе разработки в уравнении материального баланса его необходимо учитывать.

Практика разработки отечественных и зарубежных месторождений показывает, что коэффициент газоотдачи во многих случаях достигает 85−95%, в то время как коэффициент конденсатоотдачи изменяется от 30 до 75 %.

Основными физическими факторами, влияющими на коэффициент газоотдачи являются: 1) режим эксплуатации месторождения; 2) средневзвешенное по объему порового пространства пласта конечное давление в залежи; 3) площадная и по разрезу пласта неоднородность литологического состава и фациальная изменчивость пород пласта; 4) тип месторождения (пластовое, массивное); 5) темп отбора газа.

Газоотдача при газовом режиме

Если разработка некоторого месторождения экономически оправлана до конечного пластового давления , то извлекаемые запасы газа из пласта равняются

, (13.33)

Тогда конечный коэффициент газоотдачи, равный отношению извлекаемых запасов к начальным запаса газа *Qзап* с учетом уравнения (13.33) можно записать в виде:

, (13.34)

В некоторых случаях рентабельный отбор газа из месторождения определяется не , а средним давлением в дренируемой зоне пласта. Определение коэффициента газоотдачи по (13.34) возможно если режим месторождения газовый.

В случае **водонапорного** режима конечный коэффициент газоотдачи может быть оценен по уравнению

, (13.35)

Здесь Ωв и Ωн – обводненный и газонасыщенный поровые объемы на конец разработки залежи.

Уравнение (13.35) учитывает только микрозазещемленные объемы газа, остающегося в обводненной зоне пласта.

На коэффициенты газоотдачи, кроме рассмотренных, влияют и другие факторы: а) охват залежи вытеснением; б) размещение скважин на структуре и площади газоносности; в) глубина спуска колонны насосно-компрессорных труб.

Коэффициент газоотдачи больше у пород с большей пористостью и газонасыщенностью и меньшей проницаемостью:

, (13.36)

где: *α* - коэффициент газонасыщенности;

*m* - коэффициент эффективной пористости.

Влиянием коэффициента проницаемости на газоотдачу можно пренебречь. Коэффициент газоотдачи практически не зависит от вязкости газа и воды и поверхностного натяжения на границе фаз (при различных температурах), а также от давления вытеснения и скорости вытеснения газа водой. На этот коэффициент в основном влияют капиллярные процессы, происходящие при вытеснении газа водой, а также коллекторские свойства продуктивных горизонтов. Чем больше макро- и микронеоднородность пласта, тем меньше коэффициент газоотдачи.

Со снижением пластового давления в обводненной зоне пласта увеличивается коэффициент остаточной газонасыщенности, что приводит к уменьшению фазовой проницаемости для воды. Стабилизация коэффициентов остаточной газонасыщенности и фазовой проницаемости для воды происходит практически одновременно. После достижения критической газонасыщенности “защемленный” газ обретает подвижность и выходит в газонасыщенную часть залежи, что может существенно увеличить ее газоотдачу.

При разработке газовых и газоконденсатных залежей, приуроченных к однородным по коллекторским свойствам пластам, в целях увеличения конечной газоотдачи рекомендуется увеличивать темп отбора газа из них. В этом случае вода не успевает поступать а газовую залежь, в связи с чем резко сокращается количество “защемленного” ею газа.

В случае разработки неоднородных по коллекторским свойствам залежей их форсированная разработка может привести к избирательному обводнению, значительно снижающему газоотдачу месторождения в целом.

Существенно может снизить газоотдачу месторождений проведение капитальных и подземных ремонтов на заключительной стадии разработки залежи. В этот период эксплуатации глушение скважин глинистым раствором или другими задавочными жидкостями приводит к тому, что в большинстве случаев производительность их резко падает, а иногда скважины после ремонтных работ вообще не удается освоить.

Основными физическими параметрами, влияющими на коэффициент конденсатоотдачи, являются: 1) метод разработки месторождения (с поддержанием или без поддержания пластового давления); 2) потенциальное содержание конденсата (С5+) в газе; 3) удельная поверхность пористой среды; 4) групповой состав и физические свойства конденсата (молекулярная масса и плотность); 5) начальное давление и температура.

Наиболее высокий коэффициент конденсатоотдачи достигается при поддержании начального пластового давления в процессе отбора пластового газа. В этом случае он может достигать 85 % при поддержании давления с помощью газообразного рабочего агента и 75% − при поддержании давления при закачке воды в залежь.

Коэффициент конденсатоотдачи несцементированного песка или песчаника при вытеснении жидкого углеводородного конденсата водой при постоянном давлении можно рассчитать по уравнению

, (13.37)

где: ρнк - начальная конденсатонасыщенность пористой среды, доли единицы.

* 1. *Системы размещения скважин при разработке газовых залежей в условиях различных режимов.*

Рациональное размещение скважин на продуктивной площади имеет большое значение. На рассматриваемом газовом (газоконденсатном) месторождении могут быть приняты различные сетки размещения скважин. Сетка размещения скважин существенно влияет на все технико-экономические показатели разработки месторожде­ния и обустройства промысла. Рациональная система размещения скважин обосновывается технико-экономическими расчетами. Расчетам и анализу подвергаются различные возможные схемы размеще­ния скважин на площади газоносности. В теории и практике разработки месторождений природных газов широкое распространение получили следующие системы разме­щения скважин.

* + 1. Равномерное размещение по квадратной или треугольной сетке (рис.13.8).

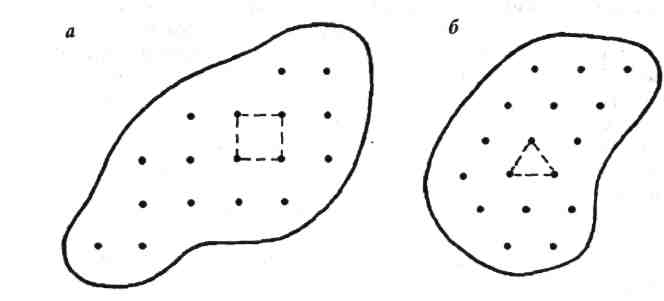


Рис.13.8. Схемы размещения скважин по равномерной сетке :

а - квадратная; б - треугольная сетка

2. Размещение скважин в виде кольцевых батарей или цепочек скважин (рис.13.9 и 13.10).

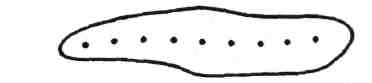


Рис.13.9. Схема размещения добывающих скважин в виде цепочки

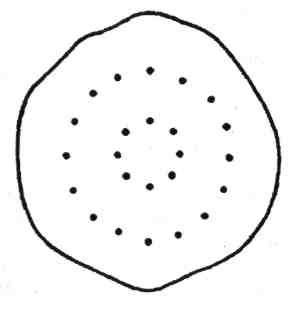


Рис.13.10. Схема размещения скважин в виде кольцевых батарей

1. Размещение скважин в центральной (сводовой) части залежи (рис.13.11).

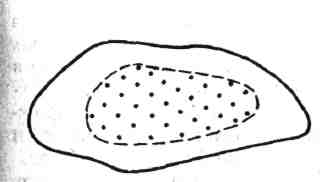


Рис.13.11 Схема размещения добывающих скважин в центральной (сводовой) части залежи

1. Размещение скважин в виде кустов (рис.13.12)

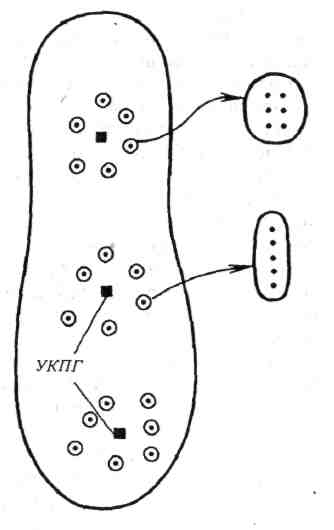


Рис.13.12. Схема размещения скважин в виде кустов

1. Неравномерное размещение скважин на площади газоносности (рис.13.13).

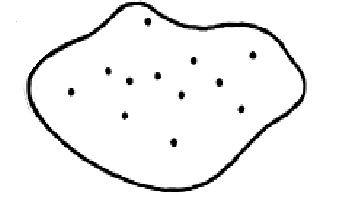


Рис.13.13. Схема размещения скважин по неравномерной сетке

С точки зрения теории проектирования разработки газовых месторождений, под равномерной сеткой понимается такая система размещения скважин на площади газоносности, когда в процессе разработки не образуется депрессионной воронки, т.е. пластовые давления вдали от каждой скважины примерно одинаковы и близки к среднему пластовому давлению на соответствующий момент. Тогда динамика дебитов газовых скважин определяется изменением во времени среднего пластового давления по залежи в целом.

Следовательно, геометрически равномерное размещение скважин на площади газоносности удовлетворяет отмеченному условию лишь при достаточной однородности пласта по коллекторским войствам. В случае существенной неоднородности пласта под равномерной сеткой размещения газовых скважин можно понимать такую, при которой приблеженно выполняется соотношение (Г.А. Зо­тов, 1966).

, (13.38)

Здесь *qi* – дебит *i*-й скважины;  - газонасыщенный объем дренирования *i*-й скважины.

При переменных во времени дебитах в (13.38) подставляются значения соответстующих добытых количеств газа по каждой скважине.

При разведке газовых и газоконденсатных месторождений для изучения их геологического строения бурят определенное число раведочных скважин, зависящее от степени неоднородности продуктивных отложений по коллекторским свойствам, от тектонического строения месторождения, его конфигурации и других факторов. С вводом месторождения в разработку большинство разведочных сква­жин переводится в добывающие. Следовательно, размещение разве­дочных скважин может значительно влиять на систему размещения добывающих скважин. Поэтому на практике наиболее распространена, схема неравномерного размещения скважин на площади газо­носности. В общем случае первые три схемы «искажаются» системой разведочных скважин. Иногда потребное число газовых скважин для разработки месторождения оказывается меньше числа разведочных скважин, переводимых в добывающие. Следовательно, здесь система размещения разведочных скважин целиком определяет соответ­ствующие технико-экономические показатели разработки месторож­дения. Такое положение довольно часто создается при разведке и разработке небольших по запасам месторождений природных газов.

На сетку размещения добывающих скважин влияют поверхностные условия. На газовых месторождениях севера Тюменской области лимитирующим фактором в определенной мере служит заболочен­ность части территории промысла. На сетку скважин Оренбургского месторождения повлияли населенные пункты, сельскохозяйственные угодья, а также пойменная зона р. Урал (с точки зрения интересов рыбного хозяйства). Аналогична ситуация на Астраханском место­рождении.

Необходимое число газовых скважин для обеспечения плана добычи газа, как правило, с течением времени увеличивается. При выборе, например, равномерной системы размещения скважин сетку скважин устанавливают исходя из необходимости размещения на площади газоносности потребного проектного числа скважин на определенный момент (на конец периода постоянной до­бычи газа или на конец бескомпрессорного периода). Тогда в любой другой момент, сетка скважин будет отличаться от равномерной в связи с постоянным добуриванием скважин. Поэтому классификация первых трех систем размещения скважин в определенной мере услов­на.

Рассмотрим кратко, в каких случаях какой системе можно отдать предпочтение.

1. Равномерное размещение скважин рекомендуется при разработке газовых (газоконденсатных) месторождений в условиях газо­вого режима и значительной однородности продуктивного пласта по коллекторским свойствам. В этих условиях при равномерном разме­щении скважин на площади газоносности пластовые давления в каждый момент изменяются отточки к точке пласта незначительно и близки к среднему пластовому давлению. Дебиты газовых скважин, при прочих равных условиях, определяются пластовым давлением. Поэтому дебиты газовых скважин при равномерном их размещении больше, чем при других сетках (при прочих равных условиях и однородности пласта по коллекторским свойствам). Это означает, что и необходимое число скважин для разработки месторождения оказывается минимальным.

При равномерной сетке размещения давления на устьях скважин близки между собой и падают медленнее чем при других схемах размещения скважин. Следовательно, при равномерном размещении скважин месторождение может дольше разрабатываться без дожимной компрессорной станции, а потребная мощность ее возрастает во времени медленнее. При рассматриваемой схеме размещения скважин отодвигается необходимость ввода установок искусственного холо­да. Вместе с тем при равномерном размещении скважин увеличивает­ся протяженность газосборных сетей и промысловых коммуникаций.

На основе проведенных исследований Е.М. Минский сделал сле­дующий вывод относительно равномерной сетки размещения сква­жин на площади газоносности. Пусть на месторождении прямоугольной формы и однородном по коллекторским свойствам рас­сматриваются системы равномерного размещения скважин (рис.13.14). В этом случае увеличение числа скважин в равномерной сетке уменьшает коэффициент фильтрационного сопротивления *А* в уравнении притока газа к скважине. Коэффициент фильтрационного со­противления *В* практически не зависит от числа скважин. Следовательно, один и тот же дебит скважин схемы *в* (см. рис.13.14) будет по­лучаться при меньшей депрессии на пласт, чем в схемах *а* и *б.* При этом все скважины схемы *в* находятся в одинаковых условиях, т.е. при сделанном допущении об однородности пласта по коллектор­ским свойствам эксплуатируются при одинаковых дебитах.

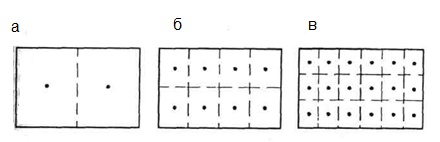


Рис.13.14 Схема уплотнения сетки скважин

Естественно, что увеличение числа скважин при сохранении их дебитов приводит к более быстрому истощению газовой залежи. Итак, увеличение числа скважин на газовом месторождении определяет непрерывное увеличение отбора газа из месторождения.

При относительно длительном разбуривании месторождения последующие скважины характеризуются меньшей продуктивностью. Одна из причин состоит в ухудше­нии условий бурения, заканчивания, цементирования и освоения скважин в условиях снижающихся пластовых давлений.

Постоянное число скважин может обеспечить постоянный отбор газа из месторождения лишь при увеличении в скважинах депрессии на пласт (в связи с расходом упругой энергии в процессе разработки газового месторождения). Сделанные здесь выводы не касаются случаев резкого изменения геометрии фильтрационных потоков при увеличении числа скважин на площади газоносности.

Считается, что при равномерном размещении скважин в условиях водонапорного режима будут интенсивнее обводняться скважины и месторождение.

С точки зрения теории разработки месторождений природных газов рассматриваемая схема размещения скважин наиболее проста. Расчетные методы определения показателей эксплуатации для дан­ной схемы также наиболее просты и разработаны.

2. Размещение скважин в виде кольцевых батарей или цепочек ис­пользуется при проектировании систем разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления закачкой сухого газа или воды.

При размещении скважин в виде кольцевых батарей или цепочек быстрее (чем при равномерном размещении) падают забойные и устьевые давления и дебиты скважин, раньше требуется ввод допол­нительных скважин для разработки месторождения. Газосборные си­стемы и промысловые коммуникации при рассматриваемой системе размещения отличаются компактностью.

Сква­жины, подключаемые к УКПГ, размещаются на площади сравни­тельно небольшого радиуса. В результате создаются условия для безгидратной эксплуатации системы сбора газа (малые длины шлейфов) (рис.13.12). Такое размещение скважин ускоряет освоение место­рождения, сокращает капитальные вложения в систему обустройства промысла.

Подчинение системы разработки месторождения нуждам системы обустройства промысла представляется спорным. При значительных глубинах залегания залежей газа перспективно бурение наклонных скважин. Это позволяет концентрировать устья скважин на заданной ограниченной площади промыслаи реализовывать требуемую сетку скважин на площади газоносности. Такой подход целесообразен при разработке месторожде­ний природных газов в шельфовых зонах.

3. Обосновывается и подтверждается расчетами целесообразность размещения добывающих скважин в наиболее продук­тивных зонах месторождения, в частности, в центральной, купольной части месторождения. В одном кусте несколько скважин, расположенных друг от друга на расстоянии 50 - 70 м, расстояние между кустами составляет около 1,5 км.

Основные доводы в пользу названной системы размещения скважин следующие. Предполагается, что при размещении скважин− в центральной части месторождения (часто в « сухом поле», т.e. там, где отсутствует контурная вода) продлевается период; безводной эксплуатации скважин. Нередко коллекторские свойства пласта ухудшаются к периферии месторождения. Поэтому размещение скважин в более продуктивной части месторождения обеспечивает вначале большие дебиты. Однако конечное необходимое число скважин для разработки месторождения, время ввода в эксплуатацию и потребная мощность ДКС зависят от «глубины» сформировавшейся общей депрессионной воронки. Следовательно, существует оптимальная зона разбуривания, обеспе­чивающая наилучшие технико-экономические показатели разра­ботки месторождения и обустройства промысла.

Для сопоставления рассматриваемых систем размещения скважин проанализируем следующий гипотетический случай разра­ботки месторождения.

Предположим, месторождение имеет круговую форму. Пласт од­нороден по коллекторским свойствам. Режим месторождения газовый. Рассматриваются три возможные системы размещения скважин.

1.Равномерное размещение на площади газоносности.

2.Однобатарейное размещение.

3. Размещение скважин в центральной зоне.

Скважины во всех вариантах размещения эксплуатируются при одинаковых допустимых депрессиях на пласт. Сопоставим распределения давления в пласте для трех вариантов размеще­ния скважин на момент, когда отобрано одинаковое количество газа. На рис.13.15 схематично изображены профили давления для рассматриваемых систем размещения скважин на гипотетическом месторождении.

Для всех трех вариантов размещения скважин имеем одина­ковое среднее пластовое давление (отобрано одинаковое количе­ство газа в каждом варианте). Однако забойные давления при этом могут существенно различаться. Из рис.13.15 следует, что забойные давления при равномерном размещении скважин больше, чем при батарейном Рс.б. и цетральном расположении скважин Рс.ц. т.е.

, (13.39)

В зависимости от соотношения радиуса батареи и радиуса области центрального размещения скважин это неравенство может иметь вид

, (13.40)

Это приводит к более быстрому снижению дебитов скважин, раннему вводу в эксплуатацию ДКС, установок искусственного холода для вариантов с батарейным и центральным размещени­ем скважин. Вследствие большей интерференции скважин для двух последних сеток (при одинаковой депрессии) дебиты скважин бу­дут меньше, а необходимое их число больше, чем при равномер­ном размещении скважин.



Рис.13.15. Профили пластового давления для вариантов равномерного, батарейного и центрального размещения скважин на залежи, однородной по коллекторским свойствам (при одинаковом добытом количестве газа)

Если коллекторские свойства пласта улучшаются к своду структуры, то, например, при размещении скважин в центральной зоне необходимое число скважин может получиться меньше по сравнению с другими вариантами. Если число батарей увели­чить, то показатели этого варианта разработки могут оказаться лучше, чем показатели размещения скважин в центральной зоне. При значительном числе батарей сетка размещения скважин при­ближается к равномерной и т.д.

Таким образом, если на некотором рассматриваемом месторождении ожидается газовый режим, то, как правило, нельзя заранее предугадать, какая из возможных систем размещения скважин будет эффективнее.

При водонапорном режиме для выбора оптимальной си­стемы размещения скважин на площади газоносности также сле­дует определить газогидродинамические и технико-экономические показатели различных систем размещения скважин. Однако в этом случае существенно усложняются газогидродинамические ме­тоды расчета.

При водонапорном режиме задача усложняется в связи с необходимостью детальной геологической информации о строении месторождения, коллекторских свойствах пласта и их изменении по площади залежи и толщине пласта. При водонапорном режиме предпочтение нельзя отдать сра­зу ни одной из рассматриваемых систем размещения скважин на площади газоносности. Распространенное мнение о преимуществе размещения скважин в центральной части залежи при водона­порном режиме не всегда оправдано.

Для примера рассмотрим гипотетическую залежь, подстилаемую контурной водой. Коллекторские свойства залежи неодно­родны по толщине пласта. Проанализируем две системы разме­щения скважин на залежи - равномерную и в центральной зоне (рис.13.16 *а,6).* Пусть при размещении скважин в центральной зоне скважины полностью вскрыли продуктивную толщу (рис.13.16, *б),* а при равномерном размещении скважин толщина вскры­та так, как показано на рис.13.16, *а.*

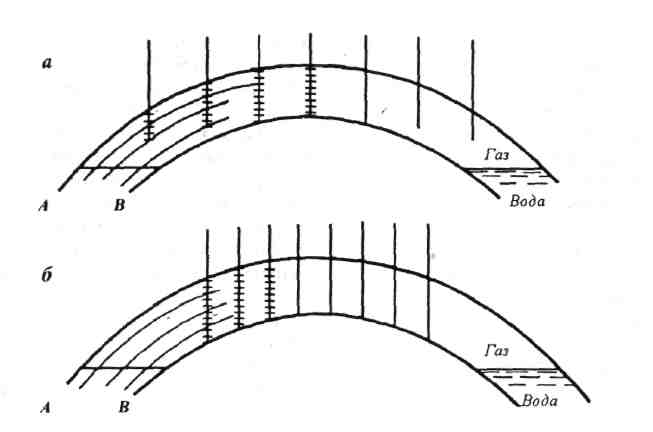
**

Рис.13.16. Схемы равномерного размещения скважин с избирательным вскрытием (*а*) и размещения совершенных по степени вскрытия скважин в центральной зоне (*б*)

Из рис.13.16, а, *б* следует, что скважины, размещенные в центральной зоне, подвергаются большей опасности быстрого обводне­ния по пропластку *В,* чем при равномерном размещении. В то же время сопоставляемые схемы размещения примерно равноценны, на­пример, в отношении обводнения по пропластку *А.* Следовательно, при водонапорном режиме имеет значение не только система размещения скважин на площади газоносности, но и характер размещения их на структуре и особенности вскрытия продуктивных отложений. Так, на месторождениях газа севера Тюменской области, согласно исследованиям О.Ф. Андреева, С.Н. Бузинова, Н.А. Букреевой, Н.Г. Степанова, Л.С. Темина, О.Ф. Худякова (1974) применяется схема дифференцированного по разрезу дренирования пласта (рис.13.17).

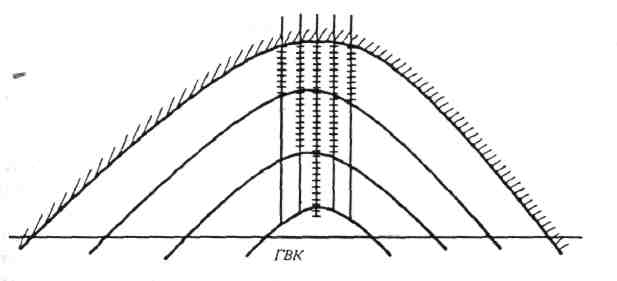


Рис.13.17. Схема дифференцированного дренирования водоплавающей залежи при кустовом размещении скважин

Равномерная система размещения скважин (не обязательно, как отмечалось, геометрически правильная сетка) может иметь и дру­гие преимущества перед системой размещения в центральной зо­не. В результате более высоких пластовых давлений в первом слу­чае дебиты скважин могут оказаться большими (на момент ра­венства отобранных количеств газа), необходимое число скважин - меньшим. По этой же причине в первом случае увеличивается продолжительность бескомпрессорного периода эксплуатации.

Система равномерного размещения скважин на площади газоносности при водонапорном режиме (как и при газовом) может оказаться предпочтительной при резкой литологической изменчивости продуктивных отложений. Эта система способствует приоб­щению к дренированию выклинивающихся пластов и пропластков, увеличению конечного коэффициента газоотдачи. Поэтому сква­жины первой очереди (необходимые для осуществления опытно-промышленной эксплуатации) следует располагать по достаточно равномерной сетке. Затем по мере изучения месторождения после­дующие скважины сосредотачиваются в более продуктивных зонах и зонах с наибольшими удельными запасами газа.

При размещении скважин в центральной или иной продук­тивной зоне в процессе разработки образуется общая депрессионная воронка. В начальный период разработки эта депрессионная воронка может способствовать отдалению момента обводнения скважин. Затем вода по мере поступления в залежь попадает в область все больших градиентов пластового давления. Это мо­жет в определенные моменты ускорить обводнение скважин и осложнить процесс разработки месторождения. Наибольшие ослож­нения возникают при неравномерном по толщине пласта про­движении воды в залежь.

При любой системе размещения скважин на площади газоносности необходимо выяснить возможность неравномерного дренирования продуктивных отложений по толщине. Путем специаль­ных исследований и работ по интенсификации притока газа к скважинам следует стремиться к приобщению всего продуктивного разреза к разработке. Это предотвратит преждевременное обвод­нение и выбытие некоторых скважин из эксплуатации, будет спо­собствовать получению наибольшего коэффициента газоотдачи, а также повышению дебитов скважин и замедлению темпов паде­ния их во времени.

Только учет всей наличной информации, исследование различных вариантов размещения скважин на площади газоносности обес­печат обоснованный выбор оптимальной системы разработки мес­торождения.

При качественном анализе систем размещения скважин мы не затронули неравномерную систему размещения, так как в зависимости от числа скважин, характера размещения их на пло­щади газоносности она имеет те или иные особенности рассмот­ренных систем размещения.

**Размещение скважин при разработке газоконденсатных залежей**

Все сказанное целиком относится и к газоконденсатным месторождениям при разработке их в режиме истощения. Отметим только, что варианты размещения скважин, приводящие к обрзованию «глубокой» общей депрессионной воронки, с точки зрения конденсатоотдачи, менеее эффективны. В таких случаях годовая добыча конденсата снижается во времени интенсивнее по сравнению с равномерным снижением пластового давления по всей продуктивной площади.

Относительно размещения добывающих и нагнетательных скважин на газоконденсатном месторождени, разрабатываемом с поддержанием пластового давления обратной закачкой сухого газа в пласт (сайклинг-процесс), имеются определенные рекомендации. Цепочки или батареи добывающих и нагнетательных скважин следует располагать на возможно больших расстояниях друг от друга для достижения наибольшего коэффициента охвата процессом вытеснения по площади.

Наилучшие результаты достигаются при раз­мещении скважин, например, вблизи границ пласта. Однако при этом не учитывается предстоящий период разработки месторож­дения на истощение. Так, скважины, расположенные вблизи гра­ницы раздела газ - вода, быстро обводнятся. Добавим, что уве­личение расстояний между добывающими и нагнетательными скважинами приводит к значительным потерям давления в пласте, а следовательно, к ретроградным потерям конденсата. Эти недо­статки в значительной мере устраняются, если добывающие и нагнетательные скважины при обратной закачке сухого газа располагать так, как в вариантах площадного заводнения неф­тяных месторождений (рис.13.18, 13.19).

Некоторые исследователи предлагают размещать нагнетательные скважины на своде, а добывающие - на периферии структу­ры. Считается, что в этом случае за счет разности плотностей сухого и жирного газов можно достичь увеличения коэффициен­та охвата. Однако расположение добывающих скважин на пери­ферии вследствие неравномерности дренирования по толщине и неоднородности пласта по коллекторским свойствам может при­вести к преждевременному их обводнению.

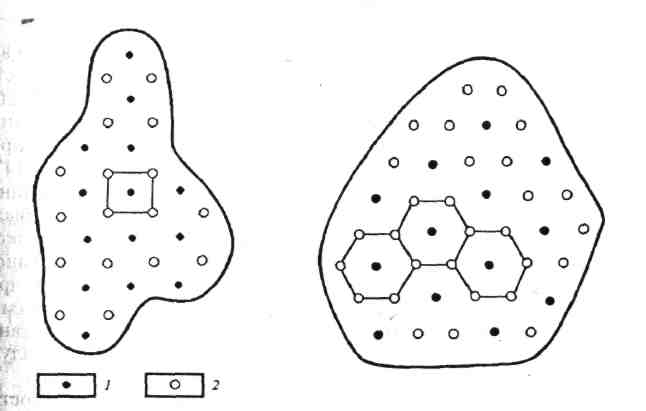


Рис.13.18. Пятиточечная схема размещения при обратной закачке сухого газа в пласт: 1 - нагнетательные; 2 – добывающие скважины

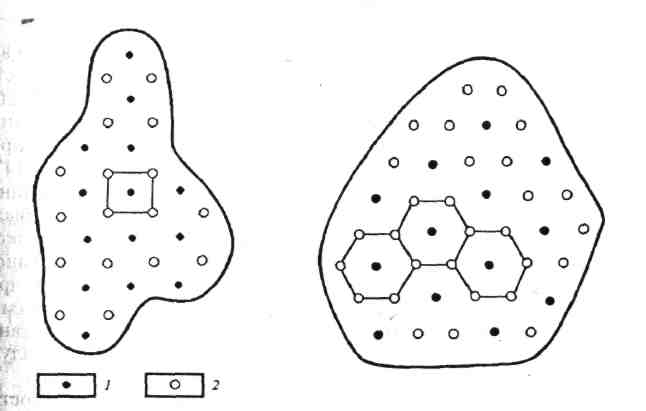


Рис.13.19. Семиточечная схема расположения скважин при обратной закачке сухого газа в пласт

Размещение же нагне­тательных скважин на периферии создает «барьер» давления, ко­торый препятствует поступлению воды в залежь.

При поддержании пластового давления закачкой воды в пласт можно рассматривать различные варианты размещения нагнетательных скважин, так же как при разработке нефтяных месторождений. Возможно поддержание пластового давления законтурным заводнением и различными разновидностями внутриконтурного заводнения.

**Определение показателей разработки при газовом режиме для периода нарастающей добычи**

В теории и практике разработки месторождений природного газа различают: *I* - период нарастающей добычи; *II* - период постоянной добычи; *III* - период падающей добычи. Эти периоды харак­терны в основном для средних, крупных и уникальных по запасам месторождений, служащих источником дальнего газоснабжения. Не­большие по запасам месторождения часто сразу разрабатываются с периода постоянной добычи газа, обычно небольшого по продолжи­тельности.

При разработке таких месторождений основным может оказаться период падающей добычи газа (линия 1 на рис.13.20). Встречаются случаи, когда месторождению присущ только период падающей добычи (линия 3) или имеют место периода нарастающей и падающей добычи (линия 2).

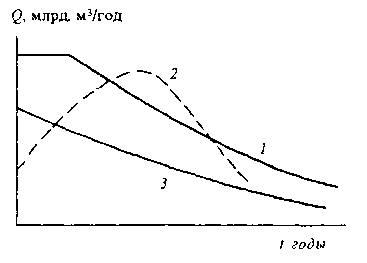


Рис.13.20. Примеры зависимостей изменения во времени годовых отборов газа из месторождений

При нарастающей добыче газа осуществляется разбуривание месторождения, обустройство промысла и вывод месторождения на постоянную добычу газа. Этот период связан также с вводом в эксплуатацию линейных компрессорных станций по трассе магистраль­ного газопровода. Он длится от 1-2 до 11 лет.

В период постоянной добычи в ряде случаев отбирается около половины начальных запасов газа месторождения. Этот период продолжается до тех пор, пока дальнейшее разбуривание месторождени или наращивание мощности дожимной компрессорной станции cтановится нецелесообразным, т.е. экономически неоправданным. Период постоянной добычи продолжается до суммарного отбора из месторождения около 60 - 70% запасов газа и более (с начала разработки).

Для периода падающей добычи газа характерно практически неизменное (или уменьшающееся в связи с обводнением) число добывающих скважин. Не исключено, что в некоторых случаях объем потребления и ресурсы газа в данном районе обусловят ввод в эксплуатацию определенного числа скважин. Однако эти скважины лишь в некоторой степени позволят поддерживать на более высоком уровне падающую добычу газа. Этот период продолжается до достижения минимального рентабельного отбора из месторождения.

Различие в характерах изменения основных показателей разработки для отмеченных периодов (рис. 13.21.) определяется в основном изменением во времени темпов отбора газа из месторождения.

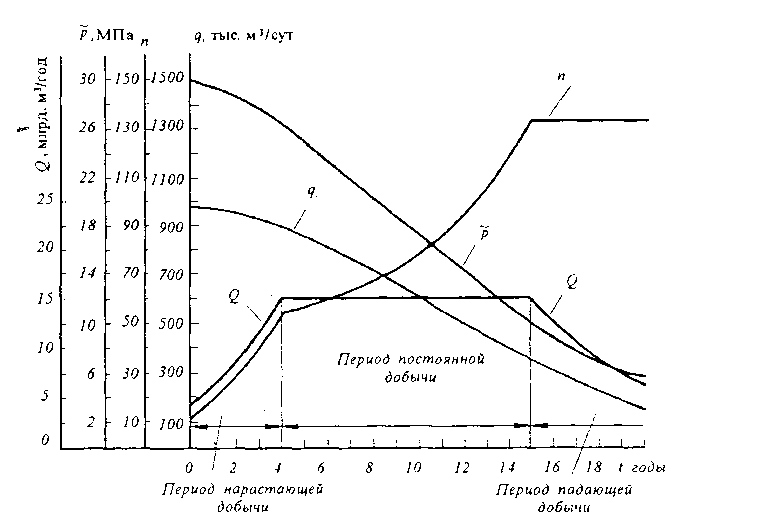


Рис.3.21. Изменение во времени прогнозных показателей разработки месторождения А при газовом режиме, равномерном размещении скважин на площади газоносност и пренебрежении реальными свойствами газа

Кроме того, на показатели разработки может значительно влиять режим месторождения. Всем отмеченным периодам присуще уменьшение во времени дебитов скважин, среднего пластового и забойного давлений. Следствие этого - увеличение во времени необхо­димого числа скважин в I и II периоды и уменьшение добычи газа из месторождения в III период разработки. При этом возможны откло­нения. Например, месторождения в период постоянной добычи газа могут разрабатываться и неизменным числом скважин - когда воз­можно увеличение депрессии на пласт, что позволяет поддерживать дебит скважин постоянным. Вследствие возрастающей разности давлений между водоносной и газоносной зонами пласта и снижения отбора газа из месторождения в период падающей добычи возможно не падение, а повышение среднего пластового давления в залежи.

Обычно наилучшие экономические показатели разработки месторождения и обустройства промысла приходятся на конец периода нарастающей, начало и середину периода постоннной добычи газа. Ухудшение экономических показателей добычи газа связано с увели­чением числа скважин, вводимых в эксплуатацию, и увеличением по­требной мощности дожимной компрессорной станции и установок искусственного холода, а также снижением отбора газа из месторож­дения (в период падающей добычи).

В период падающей добычи газа увеличивается число обводненных и выбывших из эксплуатации скважин, возрастает фонд скважин с обводненной продукцией. В условиях низких пластовых давлений затрудняется удаление конденсационной и пластовой жидкостей с забоев скважин, капитальный ремонт, вскрытие и освоение продук­тивного пласта. Газопромысловое оборудование (шлейфы, теплооб­менники, сепараторы) и НКТ могут забиваться плотными осадками солей, если не принимать меры по ингибированию добываемой про­дукции.

При разработке месторождения различают также периоды бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации. Эти периоды, как правило, характерны для месторождений, служащих источником дальнего газоснабжения. В настоящее время для дальнего транспорта газа используются трубы большого диаметра, рассчитанные на рабочее давление 7,5 или 5,5 МПа. Поэтому газ, поступающий с промысла наприем магистрального газопровода, должен иметь давление 5,5 или 7,5 МПа.

В начальные годы разработки месторождения пластовое давление бывает достаточным для внутрипромысловой транспортировки газа, обработки и подачи его на прием магистрального газопровода с требуемым давлением. Снижение пластового давления с определен­ного момента приводит к необходимости ввода в эксплуатацию установок искусственного холода или перехода к иным методам об­работки газа. Затем вводится в эксплуатацию дожимная компрессор­ная станция (ДКС). Рассмотрение работы ДКС в проектных доку­ментах по разработке месторождения необходимо потому, что время ее ввода в эксплуатацию, изменение ее мощности во времени связаны с выбираемыми и реализуемыми системами разработки месторожде­ния и обустройства промысла. К тому же технико-экономические показатели работы ДКС влияют на показатели разработки месторождения в целом.

Выделяют также период опытно-промышленной эксплуатации и период промышленной разработки месторождений природных газов. В период опытно-промышленной эксплуатации газ подается потребителю и одновременно происходит доразведка месторождения, подсчет запасов газа и подготовка исходных данных дня составления проекта разработки месторождения. Продолжительность опытнопромышленной эксплуатации газовых и газоконденсатных место­рождений составляет 2-3 года. В период промышленной разработки месторождения основная задача - надежное и оптимальное снабже­ние конкретных потребителей газом и другой продукцией.

Для газоконденсатного месторождения, если оно разрабатывается без применения методов поддержания пластового давления (разработка на истощение), также характерны отмеченные периоды. Если пластовое давление в газоконденсатном месторождении под­держивается в результате законтурного или внутриконтурного за­воднения, то периоды нарастающей, постоянной и падающей добычи газа могут отмечаться и здесь.

При разработке газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления закачкой сухого газа в пласт выделяют период консервации запасов газа. Это означает, что газ отбирают из месторождения с целью добычи конденсата. В период консервации запасов газ как товарный продукт потребителю не подается. Однако поддержание пластового давления в газоконденсатном месторожде­нии на начальном уровне не всегда оправдано. Иногда давление на­чала конденсации меньше начального пластового, т.е. до поддержа­ния давления допустим некоторый отбор газа. С экономической точ­ки зрения может быть целесообразной добыча конденсата как то­варного продукта при поддержании пластового давления на уровне, меньшем начального давления в пласте, или при падении его во вре­мени.

При разработке нефтегазоконденсатных месторождений имеют место период нарастающей добычи нефти, слабо выраженный пе­риод относительно постоянной добычи и основной по продолжи­тельности - период падающей добычи. Первый период является следствием разбуривания месторождения и обустройства промыс­ла. Весьма малая продолжительность периода постоянной добычи нефти связана с проблемами обводнения и загазования продук­ции эксплуатационных скважин из-за явлений конусообразования. Затем эти процессы протекают в нарастающих масштабах, что предопределяет снижение во времени отбора нефти из месторождения в целом при практически неизменном числе скважин. Добуривание скважин - экономически дорогостоющее мероприятие, что не позволяет идти на дополнительные капитальные и эксплуатационные затраты. На нефтегазоконденсатных месторождениях обычно число эксплуатационных и нагнетательных скважин значительно превышает фонд скважин на газовых и газоконден­сатных месторождениях. Поэтому добуривание десятков или со­тен скважин часто почти ничего не дает, а бурение большего числа скважин оказывается, экономически невыгодным.

Определение показателей разработки для периодов нарастающей и постоянной добычи газа

Итак, дана зависимость изменения во времени отбора газа из месторождения . Расчеты показателей разработки будем вести для отборов газа, из месторождения и дебитов скважин, при­веденных к атмосферному давлению и стандартной температуре. По­этому здесь под *Q* понимается отбор газа, приведенный к *Рат* и *Тст.* Известны запасы газа, начальные пластовые давление и тем­пература, допустимый технологический режим эксплуатации сред­ней скважины, уравнение притока газа к средней скважине.

Требуется определить изменение во времени среднего пластового и забойного давлений, дебита и потребного числа скважин. Определение этих показателей разработки газового месторождения методом последовательной смены стационарных состояний сво­дится, к решению системы уравнений:

• материального баланса для газовой залежи;

• технологического режима эксплуатации скважины;

• притока газа к забою скважины;

• связи потребного числа газовых скважин, отбора газа из месторождения *Q* и дебита газовой скважины *q.* Изменение во времени среднего пластового давления опреде­ляется по уравнению материального баланса для газовой залежи применительно к газовому режиму:

, (13.41)

В этом уравнении две неизвестные величины: и *.* Известно, что зависимость коэффициента сверхсжимаемости газа от давления для каждого месторождения определяется составом газа и пластовой температурой. На рис.3.22 приведена зависимость для газа следующего молярного состава, %: СН4 - 94,32; С2Н6 - 3,9; С3Н8 – 1,17; *i-*С4Н10 – 0,08; *n*-С4Н10 – 0,13; СО2 – 0,4.



Рис.3.22. Зависимости коэффициентов сверхсжимаемости z и динамической вязкости μ газа от давления.

Для вычисления пластового давления по формуле (13.41) мож­но использовать метод итераций (последовательных приближений). При вычислении пластового давления в момент *t* в уравнение (13.41) подставляется значение добытого количества газа на этот мо­мент времени. Это можно сделать, так как зависимость от вре­мени годового отбора газа из месторождения задана. В качестве первого приближения принимается значение коэффициента *z* в предыдущий момент - при давлении в момент *.* По форму­ле (13.41) с коэффициентом  вычисляется пластовое дав­ление на момент *t.* По вычисленному пластовому давлению уточняется коэффициент *z*. С уточненным коэффициентом по формуле (13.41) вновь определяется пластовое давление на момент *t* и т.д., до тех пор, пока пластовое давление в последней и пред­последней итерациях не будет отличаться на заданную погреш­ность ε (ε= 0,01 МПа). Аналогично определяются значения сред­него пластового давления на другие моменты времени, то есть находится первая искомая зависимость .

Другой способ определения изменения во времени среднего пластового давления заключается в следующем

Уравнение материального баланса записывается в виде:

, (13.42)

Вычисляется зависимость изменения во времени приведенно­го среднего давления  .

Зависимость  пересчитывается в зависимость *.* На рис.3.23. приведена зависимость от *р*,построен­ная по данным рис.3.22.

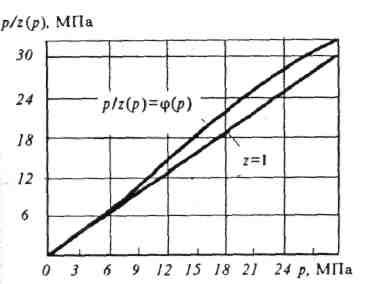


Рис.3.23. Зависимость приведенного давления от *р*

Пользуясь вычисленными значениями  по графи­ку зависимости  определяются соответствующие зна­чения пластового давления *р.* Использование зависимости позволяет вычисленные значения пластового давления от­нести к соответствующим моментам времени, т.е. определить искомую зависимость *.*

Пусть скважины эксплуатируются при технологическом режиме допустимой депрессии на пласт δ. Примем, что депрессии по скважинам одинаковы. Тогда имеем, что

, (13.43)

При использовании допущения режим заданной депрессии на пласт переписывается в виде

, (13.44)

При известной зависимости условие (13.44) позволяет вычислить вторую искомую зависимость изменения во времени забойного давления в скважинах.

Согласно исследованиям Г.А. Зотова, Ю.П. Коротаева, Е.М. Минского, уравнение притока реального газа к забою скважины записывается в виде

, (13.45)

или, при замене контурного давления Рк средним пластовым давлением, имеем

, (13.46)

Здесь *А* и *B* – коэффициенты фильтрационных сопротивлений, определяемые по данным испытания скважин;

; ; 

где: *μ(р)* и *μат* – коэффициенты динамической вязкости при *Тпл* и при давлениях *Р* и *Рат*;

 и  - прозведение соответственно при контурном (пластовом) и забойном давлениях.

При известных зависимостях  и  уравнение (13.46) представляет собой квадратное уравнение относительно дебита средней скважины. Решая его имеем:

, (13.47)

По найденному пластовому и забойному давлениям на момент времени *t* вычисляются соответствующие значения и *zср*. Вычисленные и *zср*, а также пластовое и забойное давления подставляются в формулу (13.47) и определятся, дебит средней скважины *q* в момент времени *t*. Подобным же образом вычисляются дебиты средней скважины на разные моменты и в результате находиться треться искомая зависимость - .

Найденная зависимость изменения во времени среднего дебита газовых скважин  и заданная зависимость отбора газа из месторождения по формуле

, (13.48)

Позволяют установить искомую зависимость во времени потребного числа скважин на разработку месторождения .

*13.6 Особенности разработки газоконденсатной залежи. Явления обратной конденсации. Особенности разработки газонефтяных и нефтегазовых залежей*

Основные особенности поведения газоконденсатных систем связаны с соответствующими фазовой диаграмме явлениями обратной конденсации и испарения. Эти особенности приводят к тому, что при снижении давления в газоконденсатной системе ниже давления насыщения начинается выпадение тяжелых углеводородов ( конденсата).

Фильтрационные течения газоконденсатных систем в пласте сопровождаются фазовыми переходами. Считается, что эти переходы происходят в условиях локального термодинамического равновесия. Если давление в газоконденсатном пласте в процессе разработки поддерживается на уровне начального (или давления на­чала конденсации), то фазовые переходы возникают лишь в зонах пласта, примыкающих к скважинам. Это приводит к необходимости учета изменения во времени, например, фильтрационных сопротивлений в призабойных зонах скважин.

Если газоконденсатное месторождение разрабатывается на истощение, то конденсат в пласте выпадает повсеместно. Однако выпадающий конденсат зачастую мало изменяет коэффициент газонасыщенности всего пласта. Следовательно, при разработке газоконденсатного месторождения на истощение (при малом удельном содержании конденсата в газе) фильтрационные течения могут рассматриваться в рамках однофазных течений, так как выпадающий конденсат неподвижен. Малая конденсатонасыщенность пласта приводит к небольшим изменениям его емкостных и фильтрационных параметров. Двухфазная фильтрация имеет место в призабойной зо­не пласта.

Фильтрационные течения газоконденсатных систем в пласте аналогичны течениям газированной жидкости. Эта аналогия позво­лила некоторым исследователям предложить модели фильтрации газоконденсатных систем и вывести соответствующие дифференциаль­ные уравнения. При этом они исходили из рассмотрения фильтрации бинарной системы, оправдавшей себя при исследовании газирован­ной жидкости. Интегрирование полученных дифференциальных уравнений позволило найти решение некоторых задач устано­вившегося притока газоконденсатных систем к скважине.

При решении проблемы максимизации добычи конденсата из пласта возникает необходимость поддержания пластового давле­ния в процессе разработки газоконденсатного месторождения. Эффективность и целесообразность поддержания пластового давления зависят от содержания конденсата в газе, общих запасов газа и конденсата, глубины залегания пласта, географического местоположения промысла, стоимости проходки скважин и сооружения объектов по поддержанию давления, извлечению и переработке конденсата и других факторов.

Поддержание пластового давления может осуществляться закачкой сухого (отбензиненного) газа или воды. Закачка сухого газа применяется в условиях, когда имеется возможность консервации запасов газа данного месторождения в течение определенного вре­мени. Возможность закачки воды зависит от наличия дешевых источников воды, приемистости нагнетательных скважин и степени рнеоднородности пласта по коллекторским свойствам.

Каждый из методов поддержания пластового давления имеет свои преимущества и недостатки. Наибольшее извлечение конденсата достигается при обратной закачке сухого газа в пласт (сайклинг-процесс) . При этом процессе имеются системы добывающих и нагнетательных скважин. Из добывающих скважин извлекается жирный газ. Через нагнетательные скважины в пласт закачивается сухой газ. При этом преследуется следующее. Во-первых, закачка сухого газа позволяет поддерживать пластовое давление на уровне начального (или давления начала конденсации). В результате ретроградные процессы не про­исходят до тех пор, пока поддерживается пластовое давление.

Во-вторых, сухой газ вытесняет к скважинам жирный газ. Данный положительный фактор превращается затем в свою противопо­ложность. Сухой газ по наиболее дренируемым участкам и пропласткам избирательно прорывается к добывающим скважинам. Наступает момент, когда рециркуляция газа становится нерента­бельной. Тогда разработка газоконденсатного месторождения про­должается на режиме истощения пластовой энергии.

Основной недостаток этого процесса - относительно длитель­ная (несколько лет) консервация запасов газа. Определенные пре­имущества в этом отношении имеет частичная закачка сухого газа, когда добывается конденсат с одновременной подачей некоторой доли добытого газа потребителю и закачкой остального сухого га­за обратно в пласт. При частичной закачке сухого газа только его часть (40 - 80 % общей добычи) закачивается обратно в пласт. По­этому при частичном поддержании давления оно уменьшается в процессе разработки с самого начала. Здесь выигрыш заключается в том, что запасы газа не консервируются, проигрыш - в достиже­нии меньшего конечного коэффициента конденсатоотдачи пласта (по сравнению с поддержанием давления на уровне начального).

Для закачки сухого газа требуются компрессоры высокого давления, что в некоторых случаях может быть ограничивающим фактором. При закачке сухого газа образуются целики жирного газа, происходит прорыв в добывающие скважины сухого газа по отдельным высокопроницаемым и дренируемым пропласткам. Это, естественно, снижает эффективность процесса закачки сухого га­за. Добыча конденсата после прорыва в скважины сухого газа па­дает во времени (при постоянном отборе газа из месторождения).

При разработке нефтяных месторождений с применением площадного заводнения для уменьшения обводнения и увеличения нефтеотдачи изменяют направление вытеснения в результате изме­нения режимов закачки и отбора, избирательного отключения сква­жин и т.д. Использование такого метода регулирования разработки при обратной закачке газа также может дать большой эффект в случае, если добывающие и нагнетательные скважины располагать, как в вариантах площадного заводнения нефтяных месторождений.

Пусть имеем два элемента пятиточечной системы поддержания пластового давления в газоконденсатной залежи (рис.3.24). Добывающими служат скважины *А, В, С, D, E, F,* нагнетатель­ными - *М* и *N.*

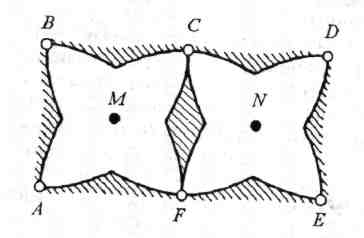
**

Рис.3.24. Границы раздела жирного и сухого газов при использовании в качестве нагнетательных скважин *М и N*

На рис.3.24 показаны положения границы раздела между жирным и сухим газами на момент прорыва сухого газа в добывающие скважины. Образующиеся при этом целики жирного газа заштрихованы. Для их вымывания требуется длительная про­качка сухого газа через пласт. Предположим, что добывающую скважину *F* превратили в нагнетательную.

На рис.3.25. она приве­дена вместе с соседними добывающими скважинами и примыка­ющими к ней целиками газа.

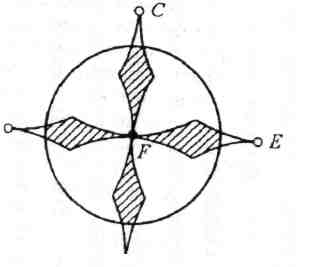


Рис.3.25. Граница раздела жирного и сухого газов (окружность) после перевода добывающей скважины *F* в нагнетательную

Границу закачанного сухого газа в скважину *F* изобразили в виде окружности (без учета языкообразования). Тогда заштрихованные участки на рис.3.25 характеризуют дополнительную добычу жирного газа из ранее сформировавшихся целиков газа.

Данным примером регулирования мы ограничимся, хотя мож­но было бы привести и другие аналогичные варианты воздействия на процесс обратной закачки сухого газа в пласт. Противопоказания процессу обратной закачки сухого газа в пласт - специфические особенности геологического строения залежи. Так, при резкой литологической изменчивости коллектора, неравномерной трещиноватости не обеспечивается высокий коэффициент охвата вытесне­нием жирного газа сухим. Сухой газ быстро прорывается в добы­вающие скважины, и эффективность процесса резко снижается.

При заводнении газоконденсатного пласта могут реализовать­ся законтурное или внутриконтурное заводнение (рис.3.26., 3.29.). В первом случае нагнетательные скважины располагаются за внеш­ним контуром газ - вода; во втором - в пределах площади газонос­ности. В последнем случае целесообразно нагнетание воды вблизи контакта газ - вода.

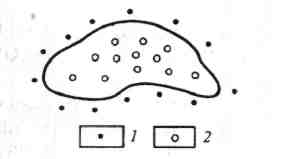


Рис.3.26.Размещение скважин при законтурном заводнении газоконденсатной залежи: 1 – нагнетательные скважины; 2 – добывающие.

При закачке воды возможно преждевременное обводнение залежи и скважин вследствие неоднородности параметров пласта по площади и толщине, а также неравномерного дренирования отдельных пачек, пропластков. Процесс неравномерного дренирования залежи в добывающих скважинах осложняется неравномерной за­качкой воды по вскрытой толщине пласта в нагнетательных сква­жинах. Кроме того, при закачке воды за фронтом вытеснения оста­ется газ при высоком пластовом давлении, что способствует сниже­нию коэффициентов газо- и конденсатоотдачи пласта.

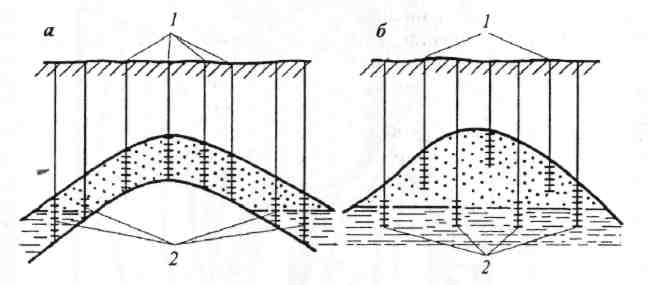


Рис.13.27. Схемы внутриконтурного заводнения газоконденсатной залежи при нали­чии контурной *(а)* или подошвенной (*б*) воды. Скважины: *1 -* добывающие; *2 –* нагнетательные.

Закачка воды имеет и положительные стороны. При закачке воды с самого начала разработки месторождения газ подается потребителю. Так как давление поддерживается на определенном уровне (оптимальное поддерживаемое давление как при закачке газа, так и при закачке воды определяется технико- экономическими расчетами), то оттягивается срок сооружения дожимной компрессорной станции. Постоянство поддерживаемого пластового давления также обеспечивает стабильную добычу конденсата.

Особенности газоконденсатных систем необходимо учитывать при проектировании систем сбора, транспортировки, извлечения конденсата и обработки газа. Эти особенности отражаются в расчетах движения двухфазных систем в стволе скважин и газо­сборных сетях, в установлении оптимальных технологических па­раметров, характеризующих работу установок обработки газа.

Большинство исходных геолого-физических данных, необходимых для проектирования разработки газоконденсатного место­рождения на истощение, аналогично исходным данным, исполь­зуемым при проектировании разработки газовых месторож­дений. При рассмотрении вариантов разработки газоконденсат­ного месторождения с поддержанием пластового давления закач­кой сухого газа или воды требуется большая степень достоверной информации о геологическом строении залежи, изме­нении коллекторских свойств по площади залежи и по толщине пласта, характеристика водонапорной системы и данные о пара­метрах водоносного пласта. К числу дополнительных исходных параметров относятся данные о приемистости нагнетательных скважин по газу или воде. Необходима также статистическая об­работка кернового материала. В результате определяется функция распределения проницаемости, позволяющая рассчитывать, на­пример, эффективность процесса обратной закачки газа.

Основные отличия в исходной информации, необходимой для проектирования разработки газоконденсатных месторождений, определяются особенностями поведения газоконденсатной системы при изменении давления и температуры. Эти особенности учитываются построением изотерм конденсации. При проектировании системы разработки месторождения и обустройства про­мысла наибольшее значение имеют пластовая изотерма конденсации и изотермы конденсации для различных возможных тем­ператур сепарации газа.

Пластовая изотерма конденсации определяет количество выпадающего в пласте конденсата в кубических сантиметрах из 1 м3 га­за при изменении среднего пластового давления в процессе разра­ботки месторождения. Пластовая изотерма конденсации характеризует потери конденсата в пласте при разработке месторождения на «истощение.

В результате экспериментов на бомбе PVT устанавливают зависимости от давления потерь и выхода конденсата. Определяют динамику выхода каждого компонента в отдельности. Находят конечный коэффициент извлечения конденсата при моделировании процесса разработки газоконденсатного месторождения в режиме истощения пластовой энергии.

При помощи изотерм конденсации в условиях различных температур сепарации газа определяется соответствующий каждой температуре выход конденсата. Технико-экономическими расчетами, основанными на учете добычи конденсата при различных температуpax сепарации, затрат на поддержание различных температур сепарации газа, а также температурного режима магистрального газо­провода устанавливается оптимальная температура сепарации газа. Различают изотермы стабильного и нестабильного конденсата. В зависимости от решаемых задач используется изотерма контакт­ной или дифференциальной конденсации. Процессы, проходящие в пласте при разработке газоконденсатного месторождения на исто­щение, в наибольшей мере соответствуют дифференциальной кон­денсации

Показатели разработки газоконденсатного месторождения на истощение

Газоконденсатные месторождения разрабатываются в режиме истощения пластовой энергии при небольшом содержании конденсата в газе, когда для дополнительного извлечения конденсата под­держивать давление в месторождении нецелесообразно, т.е. не рен­табельно.

Определение показателей разработки газоконденсатного месторождения на истощение мало отличается от соответствующих расче­тов для газовых месторождений. Для определения зависимости из­менения во времени давления в залежи можно воспользоваться результатами дифференциальной конденсации на бомбе PVT или уравнением материального баланса для газоконденсатной залежи .

Выпадение конденсата влияет на фильтрационные процессы в призабойной зоне скважин, на коэффициенты фильтрационных сопротивлений *А* и *В* вуравнении притока.

Следует чуть подробнее остановиться на уравнении притока газоконденсатной системы к скважине. Здесь отсутствует какой-либо устоявшийся подход к исследованию газоконденсатных скважин, к прогнозированию изменения в процессе разработки продуктивной характеристики скважины, в частности, изменения коэффициентов фильтрационных сопротивлений. Сложность задачи связана с постоянным выпадением конденсата в пласте и призабойной зоне. Выпа­дающий в призабойной зоне конденсат при определенной конденсатонасыщенности начинает притекать к скважине. Поэтому коэффи­циенты фильтрационных сопротивлений *А* и *В* вуравнении притока постоянно изменяются. При этом эти изменения необходимо согла­совать с динамикой, притекающей в призабойную зону газоконденсатной системы переменного во времени состава. В такой постановке задача притока газоконденсатной системы к скважине не имеет замкнутого аналитического решения. Поэтому наиболее строгий подход состоит, во-первых, в экспериментальном определении фазо­вых проницаемостей для газа и конденсата при пластовых давлениях и, во-вторых, в численном решении задачи нестационарного, неизо­метрического притока газоконденсатной смеси к системе эксплуата­ционных скважин в многокомпонентной постановке. При этом для газовой фазы учитывается отклонение от закона Дарси, а для кон­денсата принимается справедливость этого закона. Чаще по­ступали следующим образом. По данным исследований газоконденсатных скважин при установившихся режимах фильтрации находили уравнения притока к отдельным скважинам в начальные моменты освоения месторождения. Затем эти уравнения использовались в про­гнозных расчетах, например, на среднюю скважину. Газоконденсатные характеристики введенных в разработку месторождений оказы­вались такими, что указанный приближенный подход, в определен­ной мере, оправдывал себя.

Основное отличие в проектировании разработки газоконденсатного месторождения на истощение от разработки чисто газового месторождения заключается в том, что определяются следующие до­полнительные показатели разработки газоконденсатного месторож­дения.

* Возможные потери конденсата в пласте.
* Данные об изменении во времени добываемого количества и со­става конденсата и газообразной фазы в продукции залежи.

Ответ на первый вопрос позволяет установить целесообразность поддержания пластового давления или разработки месторождения на истощение пластовой энергии. Решение второй задачи необходи­мо при выборе метода переработки газа и конденсата и определе­нии направлений использования продуктов переработки.

Наиболее достоверные результаты применительно к указан­ным задачам получаются на основе исследований рекомбинированной пробы пластового газа в бомбе PVT. Необходимая для расчетов исходная информация, полученная в результате экспе­риментов на бомбе PVT для одной из газоконденсатных систем, приведена в качестве примера на рис.13.28 – 13.30.

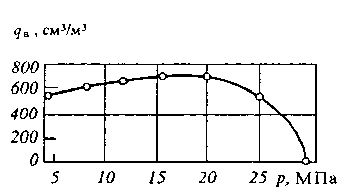


Рис.13.28. Пластовая изотерма кон­денсации

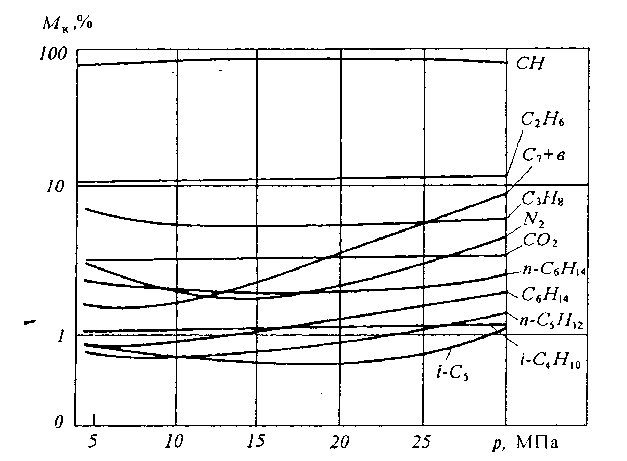


Рис.13.29. Изменение молярного содержания Мк добываемой продукции в процессе разработки газоконденсатного месторождени

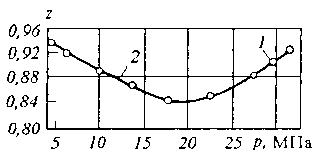


Рис.13.30. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости газа от давления. Данные: 1 -экспериментальные; 2 - расчетные

При этом данные, характеризующие залежь и газоконденсатную систему следующие: начальное пластовое давление 31,4 МПа, давление начала конленсации 30 МПа; пластовая температура 394 К, содержание конденсата (бутан плюс высшие) в газе в начальный момент времени при стандартных условиях 904 см3/м3.

*Расчет добычи конденсата*

Процессы, имеющие место в бомбе PVT отождествляются с процессами проходящими в газоконленсатной залежи при разработке ее на истощение. Это означает что давление на оси абсцисс (см.рис.13.28) отождествляется со средними давлениями в залежи или средними давлениями в зоне дренирования в разные моменты времени. Тогда количество извлекаемого из залежи стабильного конденсата за любой *i*-й достаточно малый период разработки залежи, приведенное к *Рат* и *Тст*, находится по следующей очевидной формуле:

, (13.49)

Здесь *ΔQкi* и *ΔQi* – соответственно добытые количества стабильного конденсата и газа за *i*-й интервал разработки (приведенные *Рат* и *Тст*);

*qкi* – среднее содержание стабильного конденсата в добываемом газе за рассматриваемый период;

 - среднее давление в залежи или дренируемой зоне пласта на середину *i*-го интервала.

Содержание стабильного конденсата в добываемом газе при некотором среднем пластовом давлении  равняется:

, (13.50)

Здесь  - начальное потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (при начальном давление *Рн*), в рассматриваемом примере ;

 - потери стабильного конденсата в пласте при давлении , определяется по изотерме дифференциальной конденсации, приведеной на рис.13.28. (в рассматриваемом случае).

Суммарное извлеченное из залежи количество стабильного конденсата *Qк* к *n*-му моменту определяется по формуле

, (13.51)

Очевидно, что суммарная добыча конденста существенным образом определяется суммарной добычей газа. Другими словами, коэффициент конденсатоотдачи зависит от коэффициента газоотдачи. Выполнил несложные преобразования выражения (13.51). Обе части соотношения (13.51) разделим на начальные запасы конденсата . Кроме того, правую часть умножим и разделим на суммарное добытое количество газа .

Тогда имеем

, (13.52)

или 

где: β - коэффициент газоотдачи

ηк – коэффициент конденсатоотдачи пласта

Физический смысл  - среднее содеражение конденсата в добытом с начала разработки газе.

Расчет текущего и конечного коэффициентов конденсатоотдачи целесообразно проводить по формуле (13.52) с использованием необходимых для этого эксперементальных данных исследований на бомбе PVT. Тогда в первом случае в формуле (13.52) *n* относится к текущему моменту времени, во втором – к конечному.

В формулу (13.52) входит коэффициент газоотдачи пласта. Он определяется системой разработки месторождения, режимом разработки.

**Особенности разработки нефтегазовых залежей**

Газонефтяные (нефтегазовые) залежи отличаются большим разнообразием по условиям залегания нефти и газа, по соотношению объемов нефтяной части и газовой шапки.

В зависимости от преобладания промышленных запасов тех или иных углеводородов (нефть, газ, конденсат) различают залежи газовые (Г), нефтяные (Н), газоконденсатные (ГК), нефтегазовые (НГ), газонефтяные (ГН), газонефтеконденсатные (ГНК), нефтегазокон­денсатные (НГК), и газоконденсатнонефтяные (ГКН). Смысл такой классификации состоит в отражении соотношения запасов уг­леводородов. Углеводороды, упоминаемые в начале, отличаются наименьшими запасами (в тоннах условного топлива или нефтяном эквиваленте), а отмечаемые в конце - наибольшими. Тогда, напри­мер, нефтегазовая (НГ) залежь характеризуется преобладанием в ней запасов газа над запасами нефти.

Приведенная классификация полезна, но требует уточнений. Выделение газовых, нефтяных и газоконденсатных залежей является очевидным. Названия “газонефтяная” или “нефтегазовая” залежь могут употребляться только в качестве сокращенных названий, ибо некорректно под этими названиями понимать соответственно нефтяную залежь с газовой шапкой или газовую залежь с нефтяной ото­рочкой. При наличии нефти нельзя оперировать понятием газовая шапка, ибо в газе этой шапки находится не газ, а газоконденсатная система. Поэтому из классификации залежи НГ и ГН целесообразно исключить. Тем более, что употребление таких “кличек” привело к пренебрежению ресурсами конденсата в практике нефтедобычи.

В теории и практике разработки месторождений природных газов выделяют газовые и газоконденсатные. В связи с тем, что не выделяют конденсатогазовые месторождения, то видимо не следует го­ворить о нефтеконденсатогазовой или газонефтеконденсатной зале­жах в том понимании, которое вкладывается классификацией.

Поэтому в дальнейшем изложении корректно будет оперировать понятиями газоконденсатнонефтяная (ГКН) или нефтегазоконденсатная (НГК) залежи. В первом случае утверждается, что запасы нефти в нефтенасыщенной зоне превышают суммарные запасы газа и конденсата в газоконденсатной шапке. Во втором случае запасы нефти в нефтяной оторочке меньше суммарных запасов газа и кон­денсата в газонасыщенной зоне залежи.

Нефтяные оторочки подразделяют на следующие типы в соответствии с условиями их залегания: краевые (или крылье­вые), подошвенные и промежуточные. Это основные типы, которые могут отличаться дополнительными особенностями. Теперь остановимся на проблемах, осложняющих процесс раз­работки нефтегазовых залежей.

Одна из основных проблем при разработке таких залежей связана с трудностями извлечения нефти из нефтяной оторочки. Она про­истекает от так называемой проблемы конусообразования.

При реализации системы вертикальных скважин нефтяная оторочка вскрывается в интервале несколько метров выше ВНК и несколько метров ниже ГНК. При использовании горизонтальных скважин ее ствол располагается на наибольшем отдалении от ГНК, в нескольких метрах от ВНК (рис.13.31).

Отбор нефти из таких скважин обусловливается пониженными давлениями вблизи интервалов дренирования. Поэтому газ газовой (точнее, газоконденсатной) шапки и подошвенная (или краевая) во­да прорываются к интервалу дренирования. Формируются конуса га­за и воды, которые имеют тенденцию к постоянному соответственно опусканию и подъему. В результате продукция добывающих скважин загазовывается и обводняется в прогрессирующих масштабах. Достаточно быстро дебит по нефти снижается до уровня, когда дальнейшая эксплуатация скважины становится нерентабельной. След­ствием этого является снижение отборов нефти из залежи и достиже­ние низкого значения коэффициента нефтеотдачи. Поэтому ряд из рассматриваемых в дальнейшем изложении систем и технологий раз­работки нефтегазовых залежей в той или иной мере рассчитаны на подавление этих негативных явлений.

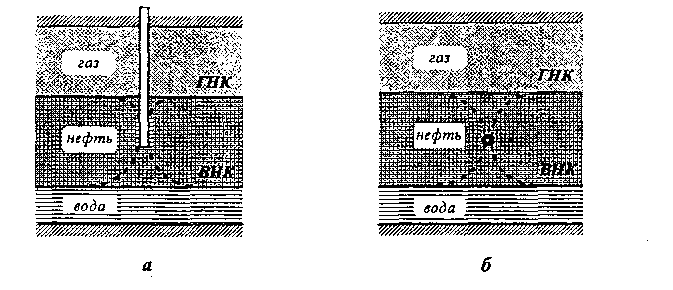


Рис.13.31. Формирование конусов газа и воды при дренировании нефтяной оторочки вертикальной ( а ) и горизонтальной ( б) скважинами

В теории и практике разработки месторождений нефти и газа до недавнего времени наличие и скорость естественного фильтраци­онного потока пластовой воды и угол наклона продуктивных плас­тов были в разряде так называемых малых параметров. Во многих или некоторых случаях это было справедливо. Действительно, часто можно было пренебречь наличием и скоростью естественного филь­трационного потока пластовой воды. Этот малый параметр может становиться весьма значимым. Напомним, что благодаря наличию естественного фильтрационного потока воды возможны не только смещенные в пространстве залежи газа и нефти, но и существование залежей углеводородов на моноклиналях, без наличия антиклинальной ловушки.

Продуктивные пласты обычно характеризуются весьма малыми углами наклона (около 1°). Естественно, что таким малым пара­метром, как угол наклона, часто пренебрегали. И правильно делали, рассматривая, например, процессы вытеснения одного флюида дру­гим в слоистых, горизонтальных продуктивных комплексах.

Однако в случае нефтегазовых залежей этот малый параметр становится принципиально значимым. Рассмотрим две совершенно одинаковые воображаемые антиклинальные ловушки, изображенные на рис.13.32.

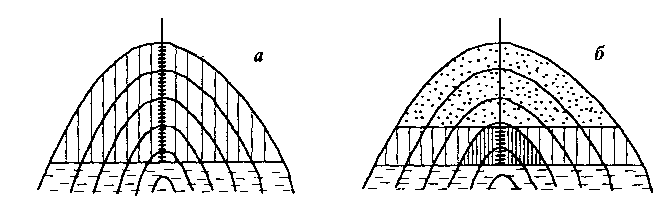


Рис.13.32. Схемы водоплавающей нефтяной (а) и нефтегазовой (б) залежей в однотипных ловушках

При этом левая ловушка заполнена только нефтью и здесь имеем водоплавающую нефтяную залежь. Правая ловушка является вместилищем нефтегазовой залежи. Обе ловушки представляют со­бой совокупность пропластков, разделенных друг от друга глинистыми прослоями. Допускаем также, что каждая залежь вскрыта од­ной скважиной так, как показано на рис.13.32.

Если не ограничивать себя ни дебитами, ни сроками, ни конечной нефтеотдачей, то можно полагать, что одна скважина в чисто нефтяной залежи за бесконечно долгое время задренирует все запасы нефти. Во втором случае скважина задренирует запасы нефти в пре­делах нефтяной оторочки, покрытой более густой штриховкой, т.е. до ближайшего глинистого раздела. Если слоистость пласта в преде­лах нефтяной оторочки была бы горизонтальной, то при указанных допущениях и здесь одна скважина задренировала бы все запасы нефти. Из этих простых рассуждений можно понять роль рассматри­ваемого малого параметра (угла наклона пластов) при разработке нефтегазовых залежей.

Теперь изобразим часть нефтяной оторочки в более крупном масштабе (рис.13.33).

На данный элемент нефтяной оторочки пробурено две скважины, одна из которых эксплуатационная и другая - нагнетательная. Эти скважины реализуют идею площадного заводнения.

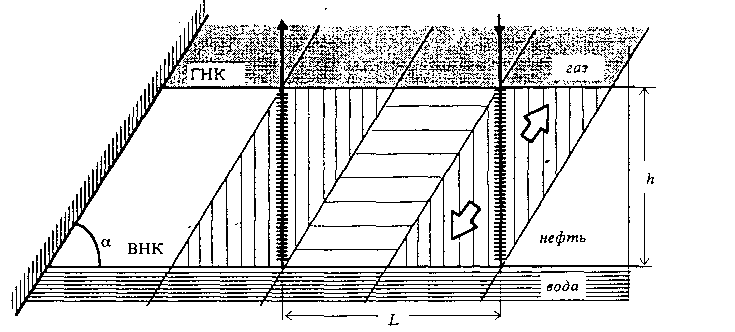


Рис.13.33. Фрагмент нефтяной оторочки е эксплуатационной и нагнетательной скважинами

Из рассмот­рения рисунка вытекает следующее. Добывающая скважина дрениру­ет только зону оторочки с соответствующей вертикальной штрихов­кой (для простоты не касаемся вопросов избирательного вскрытия нефтяной оторочки). Закачиваемая в пласт вода не вытесняет нефть в сторону добывающей скважины. Эта вода расформировывает запа­сы нефти нефтяной оторочки, оттесняя нефть в газовую шапку и в водонасыщенную зону пласта в направлении указанных соответ­ствующих стрелок. Запасы нефти, находящиеся в зоне оторочки с го­ризонтальной штриховкой, а также незаштрихованные, не охвачены как процессом дренирования, так и заводнения пласта. Аналогичные процессы расформирования нефтяной оторочки имеют место при иных технологиях воздействия, если не учитывать рассматриваемую “косую” слоистость.

При рассмотрении рис.13.32 и 13.33 не следует забывать, что при­водимые схематичные изображения выполнены в разных вертикальном и горизонтальном масштабах. Поэтому их надо домысливать, помня, что α=10.

Данные схематичные рассуждения показывают, что слоистая неоднородность продуктивных отложений по проницаемости может негативно сказываться на конечном коэффициенте нефтеотдачи. Мы рассмотрели крайний случай, когда пропластки изолированы друг от друга тонкими глинистыми включениями. В природе имеет место большее разнообразие, например, прерывистость пропластков. Кро­ме того, следует учитывать, что в разных точках каждого пропластка необходимо принимать в расчет две проницаемости - вдоль и попе­рек напластования. Сказанное позволяет утверждать, что в случае нефтяных оторочек требуется большая степень геолого-физической детализации, чем в случае нефтяной и тем более газовой залежей.

Приведем в дополнение хотя бы одну цифру, чтобы лучше чувствовать рассматриваемую проблему. Допустим, хотим найти такую величину расстояния между скважинами *L*, когда в пласте будут от­сутствовать неохваченные процессами воздействия запасы нефти (зоны пласта с горизонтальной штриховкой на рис.13.33). Пусть толщина нефтяной оторочки h = 10 м, а угол наклона пластов со­ставляет 2°. Нетрудно видеть, что искомое *L*= 286 м. Известно, что на практике применяются сетки скважин с гораздо большими расстояниями между скважинами. Только при α = 10 расстояние L = 571 м приближается к расстояниям между скважинами в реали­зуемых системах разработки.

Конусообразование и косая слоистость продуктивных пластов - это два главных фактора негативно сказывающихся на эффектив­ности разработки нефтегазовых залежей и конечной величине коэффициента извлечения нефти (КИН). Третий не менее важный фактор заключается в чрезмерных депрессиях и репрессиях на пласт соответ­ственно в добывающих и нагнетательных скважинах. Повышенные депрессии кроме конусообразования приводят к истощению запасов газа в газоконденсатной шапке. Поэтому чрезмерные темпы закачки, например, воды вызывают смещение нефтяной оторочки в газона­сыщенные коллектора, а значит размазывание запасов нефти.

Известно, что Природа не терпит насилия и хочет, чтобы с Нею считались. В случае нефтегазовых залежей этот тезис проявляется особенно ощутимым образом.

**Системы сбора газа на промысле. Промысловая подготовка газа к транспорту**

Существующие системы сбора газа классифицируются:

* по степени централизации технологических объектов подготовки газа;
* по конфигурации трубопроводных коммуникаций;
* по рабочему давлению.

По степени централизации технологических объектов подготовки газ**а** различают индивидуальные, групповые и централизованные системы сбора.

**При индивидуальной системе сбора** (рис.13.34,а) каждая скважина имеет свой комплекс сооружений для подготовки газа (УПГ), после которого газ поступает в сборный коллектор и далее на центральный сборный пункт (ЦСП). Данная система применяется в начальный период разработки месторождения, а также на промыслах с большим удалением скважин друг от друга.

Недостатками индивидуальной системы являются:

* рассредоточенность оборудования и аппаратов по всему промыслу, а, следовательно, сложности организации постоянного и высококвалифицированного обслуживания, автоматизации и контроля за работой этих объектов;
* увеличение суммарных потерь газа по промыслу за счет наличия большого числа технологических объектов и т.д.

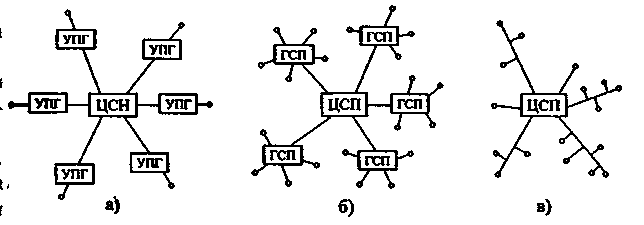


Рис.13.34 Системы сбора газа на промыслах

а) − индивидуальная; б) − групповая; в) − централизованная

УПГ — установка подготовки газа; ГСП — групповой сборный пункт; ЦСП — централизованный сборный пункт

**При групповой системе сбора** (рис.13.34, б) весь комплекс по подготовке газа сосредоточен на групповом сборном пункте (ГСП), обслуживающем несколько близко расположенных скважин (до 16 и более). Групповые сборные пункты подключаются к промысловому сборному коллектору, по которому газ поступает на центральный сборный пункт и далее потребителю.

Групповые системы сбора получили широкое распространение, так как их внедрение позволяет увеличить мощность и коэффициент загрузки технологических аппаратов, уменьшить число объектов контроля, обслуживания и автоматизации, а в итоге — снизить затраты на обустройство месторождения.

**При централизованной системе сбора** (рис.13.34, в) газ от всех скважин по индивидуальным линиям или сборному коллектору поступает к единому центральному сборному пункту, где осуществляется весь комплекс технологических процессов подготовки газа и откуда он направляется потребителям.

Применение централизованных систем сбора позволяет осуществить еще большую концентрацию технологического оборудования, за счет применения более высокопроизводительных аппаратов уменьшить металлозатраты и капитальные вложения в подготовку газа.

В каждом конкретном случае выбор системы сбора газа обосновывается технико-экономическим расчетом.

По конфигурации трубопроводных коммуникацийразличают бесколлекторные и коллекторные газосборные системы. При бесколлекторной системе сборагаз (подготовленный или нет) поступает на ЦПС со скважин по индивидуальным линиям. В коллекторных газосборных системах отдельные скважины подключаются к коллекторам, а уже по ним газ поступает на ЦСП.

Различают линейные, лучевые и кольцевые коллекторные газосборные системы (рис.13.35).

**Линейная** газосборная сеть состоит из одного коллектора и применяется при разработке вытянутых в плане месторождений небольшим числом (2 ... 3) рядов скважин.

**Лучевая** газосборная сеть состоит из нескольких коллекторов, сходящихся в одной точке в виде лучей

**Кольцевая** газосборная сеть представляет собой замкнутый коллектор, огибающий большую часть месторождения и имеющий перемычки. Кольцевая форма сети позволяет обеспечить бесперебойную подачу газа потребителям в случае выхода из строя одного из участков коллектора.

Задачами промысловой подготовки газа являются его очистка от мехпримесей, тяжелых углеводородов, паров воды, сероводорода и углекислого газа.

Природный газ, поступающий из скважин, содержит в виде примесей твердые частицы (песок, окалина), конденсат тяжелых углеводородов, пары воды, а в ряде случаев сероводород и углекислый газ. Присутствие в газе твердых частиц приводит к абразивному износу труб, арматуры и деталей компрессорного оборудования, засорению контрольно-измерительных приборов.

Конденсат тяжелых углеводородов оседает в пониженных точках газопроводов, уменьшая их проходное сечение.

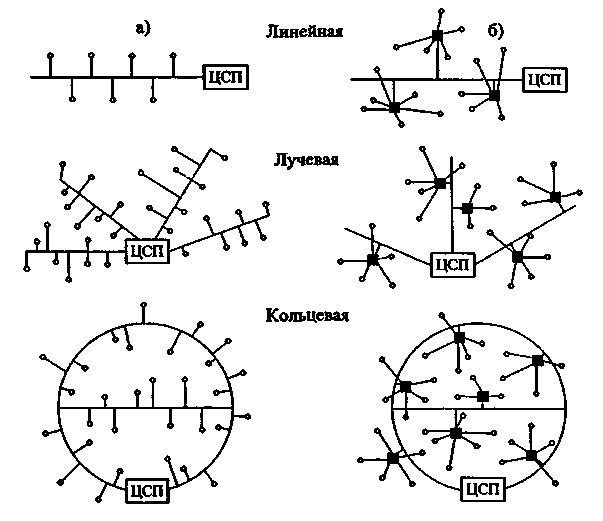


Рис.13.35 Формы коллекторной газосборной сети

Подключение скважин: а) — индивидуальное; б) — групповое

Наличие водяных паров в газе приводит к коррозии трубопроводов и оборудования, а также к образованию в трубопроводах гидратов — снегоподобного вещества, способного полностью перекрыть сечение труб.

Сероводород является вредной примесью. При его содержании большем, чем 0.01 мг в 1 л воздуха рабочей зоны, он ядовит. А в присутствии влаги сероводород способен образовывать растворы сернистой и серной кислот, резко увеличивающих скорость коррозии труб, арматуры и оборудования.

Углекислый газ вреден тем, что снижает теплоту сгорания газа, а также приводит к коррозии оборудования.

Для очистки природного газа от мехпримесей используются аппараты 2-х типов:

* работающие по принципу «мокрого» улавливания пыли (масляные пылеуловители);
* работающие по принципу «сухого» отделения пыли (циклонные пылеуловители);

На рисунке 13.36 представлена конструкция вертикального **масляного пылеуловителя.** Это вертикальный цилиндрический сосуд со сферическими днищами. Пылеуловитель состоит из трех секций:

* промывочной А (от нижнего днища до перегородки 5), в которой все время поддерживается постоянный уровень масла;
* осадительной Б ( от перегородки 5 до перегородки 6), где газ освобождается от крупных частиц масла;
* отбойной (скрубберной) секции В (от перегородки 6 до верхнего днища), где происходит окончательная очистка газа от захваченных частиц масла.

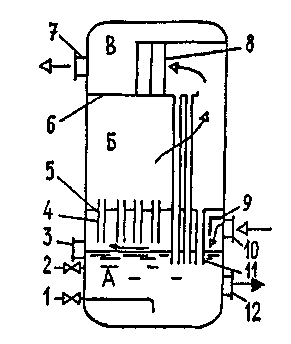


Рис.13.36 Вертикальный масляный пылеуловитель

1 — трубка для слива загрязненного масла; 2 — трубка для долива свежего масла; 3 — указатель уровня; 4 — контактные трубки; 5,6 — перегородки; 7 — патрубок для вывода газа; 8 — скруббер; 9 — козырек; 10 — патрубок для ввода газа; 11 — дренажные трубки; 12 — люк для удаления шлама

Пылеуловитель работает следующим образом. Очищаемый газ входит в аппарат через патрубок 10. Натекая на козырек 9, он меняет направление своего движения. Крупные же частицы мехпримесей, пыли и жидкости по инерции продолжают двигаться горизонтально. При ударе о козырек их скорость гасится, и под действием силы тяжести они выпадают в масло. Далее газ направляется в контактные трубки 4, нижний конец которых расположен в 20...50 мм над поверхностью масла. При этом газ увлекает за собой масло в контактные трубки, где оно обволакивает взвешенные частицы пыли.

В осадительной секции скорость газа резко снижается. Выпадающие при этом крупные частицы пыли и жидкости по дренажным трубкам 11 стекают вниз. Наиболее легкие частицы из осадительной секции увлекаются газовым потоком в верхнюю скрубберную секцию В. Ее основной элемент — скруббер, состоящий из нескольких рядов перегородок 8, расположенных в шахматном порядке. Проходя через лабиринт перегородок, газ многократно меняет направление движения, а частицы масла по инерции ударяются о перегородки, и стекают сначала на дно скрубберной секции, а затем по дренажным трубкам 11 в нижнюю часть пылеуловителя. Очищенный газ выходит из аппарата через газоотводящий патрубок 7.

Осевший на дно пылеуловителя шлам периодически (раз в 2 ... 3 месяца) удаляют через люк 12. Загрязненное масло через трубку 1 сливают в отстойник. Взамен загрязненного в пылеуловитель по трубе 2 доливается очищенное масло. Контроль за его уровнем ведется по шкале указателя уровня 3.

Наряду с «мокрым» для очистки газов от твердой и жидкой взвеси применяют и «сухое» пылеулавливание. Наибольшее распространение получили **циклонные пылеуловители**.

Схема, поясняющая работу циклонного пылеуловителя, приведена на рисунке 13.37. Газ входит в аппарат через патрубок 2 и попадает в батарею циклонов 3. Под действием центробежной силы твердые и жидкие частицы отбрасываются к периферии, затормаживаются о стенку циклона и выпадают в нижнюю часть аппарата, откуда выводятся через патрубок 6. А очищенный газ, изменяя направление движения, попадает в верхнюю часть аппарата, откуда выводится через патрубок 7.

В товарном газе содержание мехпримесей не должно превышать 0.05 мг/м3.

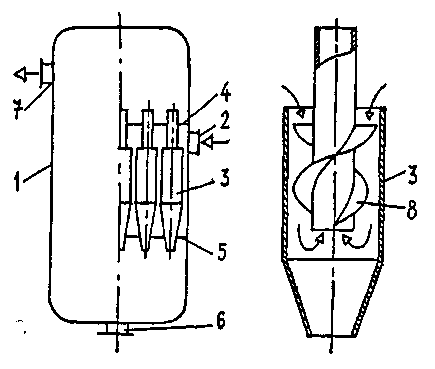


Рис.13.37 Циклонный пылеуловитель

1 — корпус; 2 — патрубок для ввода газа; 3 — циклон; 4, 5 — перегородки; 6 — патрубок для удаления шлама; 7 — патрубок для вывода газа; 8 — винтовые лопасти

Для осушки газа используются следующие методы:

* охлаждение;
* абсорбция;
* адсорбция.

Пока пластовое давление значительно больше давления в магистральном газопроводе газ **охлаждают,** дросселируя излишнее давление. При этом газ расширяется и в соответствии с эффектом Джоуля-Томсона охлаждается. Если пластовое давление понижено, то охлаждение газа производится на установках низкотемпературной сепарации. Эти установки очень сложны и дороги.

Технологическая схема **абсорбционной осушки** газа с помощью диэтиленгликоля (ДЭГ), приведена на рисунке 13.38.

Газ, требующий осушки, поступает в абсорбер 1. В нижней скрубберной секции он очищается от взвешенных капель жидкости и поднимается вверх, проходя через систему тарелок. Навстречу газу по тарелкам стекает концентрированный раствор ДЭГ, закачиваемый в абсорбер насосом 2 из емкости 3. Раствор ДЭГ поглощает пары воды. Далее газ проходит через верхнюю скрубберную секцию, где освобождается от захваченных капель раствора и выходит из аппарата.

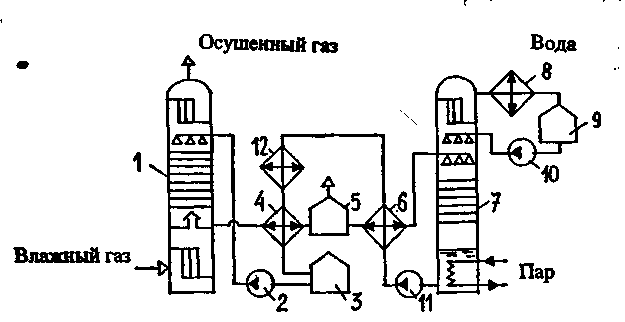


Рис.13.38 Принципиальная схема осушки газа методом абсорбции: 1 — абсорбер; 2, 10, 11 — насосы; 3, 9 — емкости; 4, 6 — теплообменники; 5 — выветриватель; 7 —десорбер; 8 — конденсатор - холодильник; 12 — холодильник

Остальная часть технологической схемы служит для восстановления абсорбента.

Недостатками абсорбционной осушки газа являются унос абсорбента и относительная сложность его регенерации.

Технологическая схема осушки газа **методом адсорбции** приведена на рисунке 13.39. Влажный газ поступает в адсорбер 1, где он проходит снизу вверх через слой адсорбента — твердого вещества, поглощающего пары воды и далее выводится из аппарата. Процесс осушки газа осуществляется в течение определенного (12 ... 16 ч) времени. После этого влажный газ пускают через адсорбер 2, а адсорбер 1 отключают и выводят на регенерацию. Для этого через регулятор давления 3 типа «после себя» из газовой сети отбирается сухой газ, и воздуходувкой 6 подается в подогреватель 7, где газ нагревается до температуры 180 ... 200 0С. Далее он подается в адсорбер 1, где отбирает влагу от адсорбента, после чего поступает в холодильник 4. Сконденсировавшаяся вода собирается в емкости 5, а газ используется для осушки повторно и т. д. Процесс регенерации адсорбента продолжается 6 ... 7 ч. После этого в течение около 8 ч адсорбер остывает.



Рис.13.39 Принципиальная схема осушки газа методом адсорбции: 1, 2 — адсорберы; 3 — регулятор давления типа "после себя"; 4 — холодильник; 5 — емкость; 6 — газодувка; 7 — подогреватель газа.

Осушку газа адсорбентами проводят, как правило, в тех случаях, когда необходимо достичь точку росы менее — 30 0С. В качестве адсорбентов используют бокситы, хлористый кальций в твердом виде, цеолиты, силикагель и др.

Очистка газа от сероводорода осуществляется методами адсорбции и абсорбции.

Принципиальная схема очистки газа от Н2S **методом адсорбции** аналогична схеме осушки газа адсорбционным методом. В качестве адсорбента используются гидрат окиси железа и активированный уголь.

Принципиальная схема очистки газа от Н2S **методом абсорбции** приведена на рисунке 13.40. Очищаемый газ поступает в абсорбер 1 и поднимается вверх через систему тарелок. Навстречу газу движется концентрированный раствор абсорбента. Роль жидкого поглотителя в данном случае выполняют водные растворы этаноламинов: моно-этаноламина (МЭА), диэтаноламина (ДЭА) и триэтаноламина. Температура кипения при атмосферном давлении составляет соответственно МЭА — 172 °С, ДЭА — 268 °С, ТЭА — 277 °С.

Абсорбент вступает в химическую реакцию с сероводородом, содержащимся в газе, унося продукт реакции с собой. Очищенный газ выводится из аппарата через скрубберную секцию, в которой задерживаются капли абсорбента.

На регенерацию абсорбент подается в выпарную колонну 2 через теплообменник 3. В нижней части колонны он нагревается до температуры около 100 °С. При этом происходит разложение соединения сероводорода с абсорбентом после чего Н2S, содержащий пары этаноламинов, через верх колонны поступает в холодильник 4. В емкости 5 сконденсировавшиеся пары абсорбента отделяются от сероводорода и насосом 6 закачиваются в выпарную колонну. Газ же направляется на переработку.

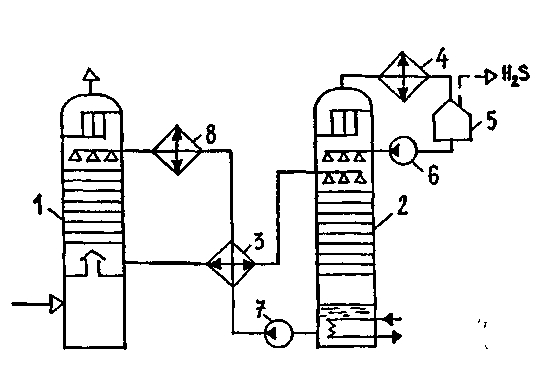


Рис.13.40. Принципиальная схема очистки газа от сероводорода: 1 — абсорбер; 2 — выпарная колонна (десорбер); 3 — теплообменник; 4, 8 — холодильник; 5 — емкость - сепаратор; 6, 7 — насосы

Горячий регенерированный абсорбент из нижней части колонны 2 насосом 7 подается для нового использования. По пути абсорбент отдает часть своего тепла в теплообменнике 3, а затем окончательно остужается в холодильнике 8.

Из полученного сероводорода вырабатывают серу.

Работа этаноламиновых газоочистных установок автоматизирована. Степень очистки газа составляет 99 % и выше. Недостатком процесса является относительно большой расход газа.

Обычно очистка газа от СО2 проводится одновременно с его очисткой от сероводорода, т.е. этаноламинами.

При высоком содержании СО2 (до 12 ... 15 %) и незначительной концентрации сероводорода применяют очистку газа водой под давлением (рис.13.41). Газ, содержащий СО2 подается в реактор 1, заполненный железными или керамическими кольцами Рашига, которые орошаются водой под давлением. Очищенный газ проходит в водоотделитель 2 и идет по назначению.

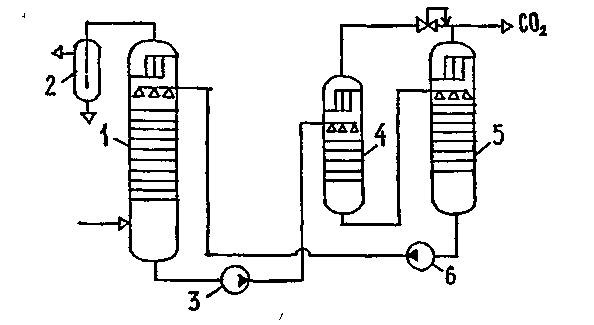


Рис.13.41 Принципиальная схема очистки газа от двуокиси углерода водой под давлением: 1 — реактор; 2 — водоотделитель; 3, 6 — насосы; 4 — экспанзер; 5 — дегазационная колонна

Вода, насыщенная углекислым газом, насосом 3 подается в экспанзер 4 для отделения СО2 методом разбрызгивания. Для полного удаления СО2 вода подается в дегазационную градирню 5, откуда насосом 6 возвращается в емкость 1.

Выделяемый углекислый газ используется для производства соды, сухого льда и т. п.

**Подземное хранение газа**

Современные системы газоснабжения — совокупность сложных, дорогих, размещенных на значительных расстояниях сооружений. Все они представляют собой технологически единый комплекс, эксплуатирующийся непрерывно и с полной нагрузкой.

Для системы снабжения городов и промышленных предприятий характерна неравномерность потребления газа. Это объясняется тем, что потребители расходуют его неравномерно по временам года, месяцам, неделям, суткам.

Например, зимой газа расходуется всегда больше, чем летом; в дневное время, как правило, больше, чем ночью; в холодные и напряженные с точки зрения производства дни потребность в газе увеличивается по сравнению со среднегодовой в 5−10 и более раз. Для покрытия этой неравномерности сооружают хранилища, способные вместить летние избытки газа и выдать газ потребителям зимой или в непредвиденных ситуациях.

Типичное место расположения хранилища − район потребителя. Однако возможны случаи, когда хранилища целесообразно размещать в иных местах, например в центре крупного промышленного района или рядом с газоперерабатывающим заводом, с целью обеспечить его равномерную работу.

Существует много типов газохранилищ. Однако практический интерес представляют подземные хранилища, которые можно подразделить на два основных типа: 1) хранилища, сооруженные в пористых горных породах; 2) хранилища в полостях горных пород — шахтах, пещерах, рудниках, а также в отложениях каменной соли.

Пористые газохранилища, в свою очередь, подразделяются на те, которые созданы в истощенных газовых, нефтяных и газоконденсатных месторождениях, и те, которые образованы закачкой газа в водонасыщенные пласты.

Исходя из технико-экономических соображений, основная масса газа (80−85 %) хранится в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях, 15−20 % хранится в водоносных пластах, на долю солянокаменных каверн приходится менее 1 %.

Что касается нефтяных пластов, то их использование вследствие ряда технологических затруднений носит эпизодический характер.

Подземные хранилища газа в пористых

и проницаемых горных породах

Создание ПХГ обычно происходит без осложнении при изменении градиента давления до 0,0154 МПа/м, т. e. при превышении нормального гидростатического давления в 1,54 раза. Верхним пределом давления в некоторых случаях считается гор­ное давление на глубине залегания хранилища. Установлено, что при наличии глинистой покрышки толщиной более 5 м мак­симально допустимое давление можно превышать гидростати­ческое на глубине залегания хранилища в 1,3 -1,5 раза.

При повышении давления в пласте выше начального гидростатического на кровле подземного пласта возникает перепад давления, что иногда может оказаться достаточным, чтобы преодолеть «пороговое» давление, создаваемое капиллярными силами в поровых каналах небольшого радиуса. В этом случае начнемся вытеснение воды газом из поровых каналов и покрышка потеряет герметичность.

Наилучшими ПХГ, сооруженными в пористых и проницаемых горных породах, предназначенными для регулирования сезонной неравномерности газопотребления, с экономической точки зрения являются хранилища, построенные на базе истощенных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Это объясняется тем, что отпадает необходимость проведения геолого-разведочных работ, так как известны основные физико-геологические и эксплуатационные параметры пласта-коллектора и его покрышки. Кроме того, на месторождении имеется определенное количество эксплуатационных скважин, а также наземный комплекс подготовки газа к транспорту, которые в дальнейшем используются для целей подземного хранения газа.

При проектировании строительства подземного хранилища в истощенном газовом месторождении определяют:

1. макси­мально допустимое давление;
2. минимально необходимое давление в конце периода отбора;
3. объемы активного и буфер­ного газов;
4. число нагнетательно-эксплуатационных скважин;
5. диаметр и толщину стенок промысловых и соединительного газопроводов;
6. тип компрессорного агрегата для КС;

7) об­щую мощность КС;

8) тип и размер оборудования подземного хранилища для очистки газа от твердых взвесей при закачке его в пласт и осушки при отборе;

9) объем дополнительных ка­питальных вложений, себестоимость хранения газа, срок оку­паемости дополнительных капитальных вложений.

После этого проводят ревизию технологического состояния скважин, оборудования устья, промысловых газопроводов, сепараторов, компрессоров, определяют виды ремонта, замены, а также необходимость строительства новых сооружений.

Строительство ПХГ в истощенном месторождении осуществляется в два этапа. На первом этапе проводится промышленное заполнение хранилища газом, на втором - циклическая эксплуатация.

Эксплуатация подземного хранилища газа, созданного в порис­тых, проницаемых горных породах осуществляется следующим обра­зом (рис.13.42).

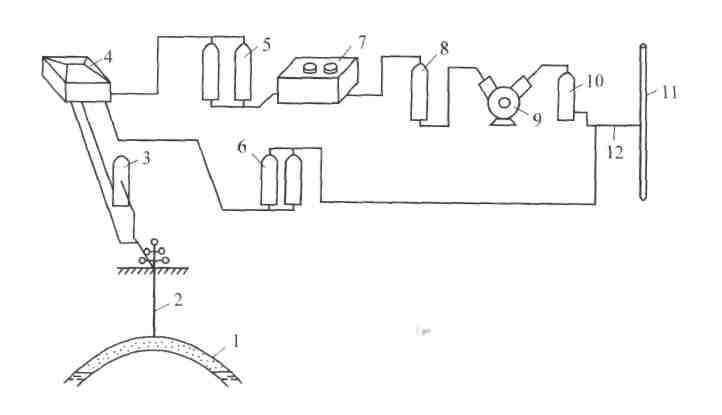


Рис.13.42. Принципиальная технологическая схема эксплуатации подземного хра­нилища газа: 1 - газовый пласт; 2 - газовая скважина; 3 - сепаратор; 4 - газорас­пределительный пункт; 5 - сепаратор (охлажденный газ); 6 - установка осушки газа: 7 - градирня; 8 - сепаратор (горячий газ); 9 - компрессор; 10 - пылеулови­тель; 11 - магистральный газопровод; 12 - соединительный газопровод

Газ по соединительному газопроводу (12) из магистрального га­зопровода (11) поступает в компрессорный цех подземного хранили­ща. В компрессорном цехе газ первоначально очищается в пылеуло­вителях (10) от взвешенных твердых частиц и капельной влаги, а потом направляется на прием компрессоров (9). Компромированный газ подается в блок охлаждения и очистки газа от масла, где последо­вательно сначала проходит через сепаратор (горячий газ) (8), потом охлаждается в градирне (7), далее проходит через сепаратор (охлаж­денный газ) (5). Для отделения капельного масла (для отделения па­ров масла в технологическую схему включают адсорберы и фильтры).

Пройдя эти аппараты, охлажденный и очищенный от масла газ посту­пает по газосборному коллектору на газораспределительный пункт ГРП (4). В ГРП происходит разделение потока газа по скважинам и замер количества газа, закачиваемого в каждую нагнетательно-экс-плуатационную скважину (2).

При отборе газ из эксплуатационных скважин (2) по индивиду­альным шлейфам поступает на ГРП (4). При этом предварительно ка­пельная вода из газа отделяется в сепараторах (3) и сбрасывается в специальные замерные емкости. В ГРП производится замер расхода газа, поступающего из каждой скважины. Далее по газосборному коллектору газ поступает на установку осушки газа (6), откуда при температуре, соответствующей точке росы, поступает через соедини­тельный газопровод (12) в газопровод (11).

Контроль за герметичностью подземного хранилища осуществ­ляется в отдельности для скважины и для пласта-коллектора. Испыта­нию на герметичность подвергается каждая скважина независимо от­того, что ПХГ создается на базе выработанных газовых, газоконден-сатных и нефтяных месторождений или ПХГ создается в водоносных пластах.

При недостаточной изученности месторождения, низком коли­честве исходной геолого-промысловой и геофизической информации составляется программа доразведки месторождения и повторного об­следования пробуренного фонда скважин. Определяются остаточные запасы газа, нефти, конденсата и сопутствующих компонентов, сте­пень и характер выработанной залежей. Остаточные запасы углево­дородов передаются на баланс газохранилища.

Остаточный запас газа, находящегося в месторождении, на базе которого сооружается ПХГ, определяется по трем существующим методам: объемному, по падению давления и по уравнению материального баланса.

Формула для подсчета запасов газа объемным методом имеет следующий вид:

, (13.53)

где: *V* – количество газа, находящегося в ПХГ на дату расчета, м3

*F* – площадь в пределах контура газоносности, м2

*h* – мощность пористой части газоносного пласта, м

*m* – коэффициент пористости

*P* – среднее абсолютное давление в залежи на дату расчета, кгс/см2

 - поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре

*T* – абсолютная температура

*tст*=20˚C, *tпл* – пластовая температура

*α* – коэффициент газонасыщения

Расчет количества газа, находящегося в ПХГ, по методу падения давления применяется для пластов, в которых первоначальный объем пор, занятых газом, не изменяется по величине в процессе эксплуатации хранилища. Формула подсчета основана на предположении о постоянстве количества извлекаемого газа на 1 бар падения давления о все периоды разработки газовой залежи:

, (13.54)

где: *Q* – количество добытого газа за период разработки газовой залежи от первой до второй даты на 1 бар падения давления, м3

*Q1* и *Q2* – объемы добытого газа на первую и вторую дату с начала разработки газовой залежи, м3

*P1*и *P2* – соответствующие давления газовой залежи после добычи соответствующих объемов газа *Q1* и *Q2*, бар.

Промышленный запас газа, находящегося в ПХГ, можно определить по формуле:

, (13.55)

где: *ΔP* – перепад давления между предыдущей и конечной величиной, бар.

Оценка запасов газа по уравнению материального баланса с учетом влияния пластовой воды записывается в виде:

, (13.56)

где: *V* – текущий объем газа в пласте, м3

*Vн* – начальный объем газа в пласте, м3

*Q* – добытое количество газа, м3

Активный объем газа подземного хранилища рассчитывается на количество газа, соответствующего сезонному колебанию в газопотреблении. Это количество равно объему газа, ежегодно закачиваемого и отбираемого из хранилища в соответствии с установленным технологическим режимом эксплуатации ПХГ.

Численное значение активного объема газа определяется с использованием коэффициентов месячной неравномерности газопотребления, вычисленных из графика годового потребления газа:

 и  (13.57)

Производительность хранилища по отбору газа определяется из графика годового потребления газа. Величину максимальной производительности хранилища по отбору газа qmax приблизительно можно принять в 1,5 – 2 раза выше, чем среднесуточный отбор газа из хранилища за сезон.

, (13.58)

где: *t0*– продолжительность периода отбора газа из хранилища, ч/сут.

Такой метод определения *qmax* справедлив в том случае, когда хранилище предназначено для регулирования сезонных неравномерностей газопотребления.

Буферный газ в подземном хранилище.

Общий объем газа, находящегося в ПХГ, всегда больше активного объема на величину буферного газа, который постоянно находится в пласте-коллекторе для поддержания энергетического потенциала газохранилища.

 (13.59)

где: *Qоб* – общий объем газа, м3

*Qа*- активный объем газа, м3

*Qб*- буферный объем газа, м3

Буферный газ подразделяется на две составляющие. Первую часть составляет газ, который может быть отобран в случае экстренной необходимости или в случае ликвидации ПХГ. Вторую часть составляет газ, который экономически нецелесообразно извлекать из пласта, то есть остаточный газ.

 (13.60)

где: *Qиз* – извлекаемый объем газа, м3

*Qос* - остаточный объем газа, м3

Подземные хранилища в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях

Истощенные газовые и газоконденсатные месторождения во многих случаях являются наилучшими объектами для создания в них подземных хранилищ природного газа. Месторождение полностью разведано, известны геометрические размеры и форма площади газоносности, геолого-физические параметры пласта, начальные давления, температура и состав газа, изменение во времени дебитов скважин, режим эксплуатации скважин, герметичность покрышки. На месторождении имеется определенный фонд эксплуатационных и наблюдательных скважин, промысловые сооружения для получения товарного газа.

При проектировании подземного хранилища в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях необходимо определить: максимально допустимое и минимально необходимое давление газа в хранилище, объем активного и буферного газов, число нагнетательно-эксплуатационных скважин, тип компрессорного агрегата и общую мощность компрессорной станции, тип и размер оборудования для очистки т осушки газа.

В процессе подземного хранения газа в частично выработанном нефтяном пласте газ будет не только вытеснять нефть к за­боям добывающих скважин (или к периферии залежи), но и растворять и испарять компоненты нефти и выносить их из пла­ста на поверхность. На процессы вытеснения, растворения и испарения нефти хранящимся газом влияют многие физико-гео­логические параметры пласта-коллектора, физические свойства нефти и газа, технологические параметры работы ПХГ.

Основными из них являются: коэффициенты пористости, проницаемости, удельная поверхность и ее состояние, объем оста­точной воды; неоднородность пласта по площади и разрезу; давление и температура; сила тяжести; плотность остаточной нефти; соотношение вязкости газа и нефти; отношение объема газа, закачанного в пласт, к объему порового пространства пласта и др.

Нагнетательные скважины целесообразно размещать в приподнятой, сводовой части структуры, добывающие в пони­женных частях. Аналитический расчет уменьшения остаточной нефтенасыщенности в пласте в процессе подземного хранения газа можно провести на ЭВМ.

Для разработки технологического проекта эксплуатации ПХГ, созданного на базе истощенного газового месторождения пластового типа (рис.13.43.), кроме вышеперечисленных известных параметров, имеющих общепромысловый характер, необходимо знать параметры, относящиеся к эксплуатации хранилища. В основном они относятся к процессам закачки и отбора газа из хранилища.



Рис.13.43. Схема истощенной газовой залежи пластового типа

Основными технологическими параметрами ***процесса закачки газа*** являются: максимальный объем газа, который можно закачать в хранилище, изменение во времени давлений в хранилище, на забоях и устьях нагнетательных скважин, необходимое число компрессоров для закачки газа и др.

Основными технологическими параметрами ***процесса отбора газа*** из хранилища, которые необходимо дополнительно определить, являются: пластовое и забойное давление газа, потребное число эксплуатационных скважин и их дебит.

Объем закачанного газа на момент времени τ, приведенный к атмосферному давлению и пластовой температуре, можно определить по уравнению

, (13.61)

где: - газонасыщенный объем порового пространства, м3;

*σ*- коэффициент газонасыщенности;

*Ω0*- общий объем порового пространства пласта-коллектора, м3;

*Рат* - нормальное давление газа, равное 1 ат. (техническая атмосфера) = 0,1 МПа

- средневзвешенное по газонасыщенному объему порового пространства пласта давление в момент времени *τ*, МПа

 - коэффициент сжимаемости газа при и ;

*Рн* - начальное давление газа в хранилище (до закачки газа), МПа;

*zн*- коэффициент сжимаемости газа при *Рн* и *Тпл*.

Подземные хранилища в выработанных нефтяных месторождениях

Опыт эксплуатации выработанного нефтяного месторождения дает ценный материал для оценки возможности использования его в качестве подземного хранилища газа. Факт существования нефтяного месторождения свидетельствует о герметичности кровли. Кроме того, известны объемы добытой нефти, газа и воды, изменение давлений и дебитов по скважинам, геолого-физические параметры пласта-коллектора и физические свойства нефти, газа и воды.

Для переоборудования нефтепромысла в подземное хранилище газа необходимо обследовать и отремонтировать старые заброшенные или негерметичные скважины, изучить состояние и герметичность шлейфов, промысловых нефтепродуктов и другого оборудования для возможности их использования в процессе подземного хранения газа, реконструировать промысловые газопроводы, построить новые установки для очистки и осушки газа, пробурить новые нагнетательно-эксплуатационные скважины.

Параллельно проводятся исследования с целью определения производительности закачки и отбора нагнетательно-эксплуатационных скважин, режима работы хранилища, максимально возможного объема извлечения остаточной нефти, мероприятий по увеличению производительности скважин, изменения состава газа в процессе его хранения и отбора.

В процессе подземного хранения газа в частично выработанной нефтяной залежи газ будет не только вытеснять нефть к забоям эксплуатационных скважин или к периферии залежи, но и растворять и испарять компоненты нефти и выносить их из пласта на поверх­ность. На процессы вытеснения, растворения и испарения нефти хра­нящимся газом влияют многие физико-геологические параметры пласта-коллектора, физические свойства нефти и газа, технологические параметры ПХГ.

Расчеты параметров отбора газа из хранилища, созданного на базе истощенного нефтяного месторождения, аналогичны рассмот­ренным выше для хранилищ, созданных на базе истощенных газовых месторождений. Однако в этом случае коэффициенты фильтрацион­ного сопротивления будут уменьшаться в процессе эксплуатации хранилища из-за уменьшения насыщенности порового пространства нефтью и связанной водой и увеличения газонасыщенной мощности.

Максимальный объем газа, который можно закачать в выработанную нефтяную залежь при постоянном объеме порового простран­ства, состоит из трех объемов газа: закачанного в газовую шапку зале­жи, растворенного в оставшейся нефти, окклюдированного (рис.13.44):

 (13.62)

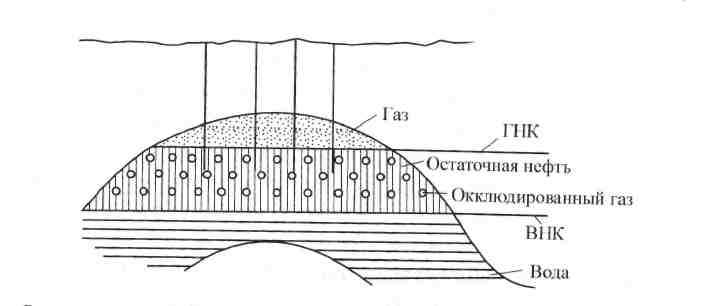


Рис.13.44. Схематический разрез нефтяной залежи массивного типа в конце разработки

Подземные хранилища в водонасыщенных коллекторах

Во многих случаях в районах крупных центров газопотребления нет выработанных газовых или нефтяных залежей, пригодных для создания подземных хранилищ газа. Однако в геологическом разрезе пород этих районов почти всегда имеются водонасыщенные пласты, в ловушках которых можно создать подземные хранилища газа.

Промышленное освоение водоносных структур с целью подземного хранения природного газа началось в нашей стране с 50-х годов. Геолого-разведочные работы были начаты в 1956 году. В результате в 1959 году была начата закачка газа в первое храни­лище газа в водоносном пласте.

Основываясь на теории создания газохранилищ в малоамплитудных ловушках, в 1963 году было построено единственное в мире Гатчинское (под Санкт-Петербургом) газохранилище в горизонталь­ном пласте, расположенное там, где геологическими исследованиями структурные ловушки не выявлены.

Обязательным условием эксплуатации подземного хранилища является наличие непроницаемого экрана в его кровле. Следователь­но, в процессе разведки и опытной закачки газа необходимо опреде­лить степень герметичности кровли, ловушки, а также рассчитать коэффициент проницаемости водонасыщенного коллектора, изучить его прочностные свойства, определить продуктивные характеристики эксплуатационных скважин.

Водоносная структура считается надежной для строительства ПХГ, если ее кровля представлена глинистыми породами мощностью 50-100 м. Однако на практике используются и менее мощные по­крышки.

На первой стадии сооружения хранилища, когда начинается раз­ведочная закачка газа в водоносном пласте отсутствует газовый объ­ем. В этом случае закачка газа осуществляется через одну скважину, расположенную в куполе поднятия. Дополнительные скважины подключаются под закачку после подхода к ним газа.

Этап промышленной закачки хранилища газом начинается при условиях, когда в пласте имеется достаточно большой объем газа. По­этому этот этап характеризуется сочетанием процессов вытеснения воды из ловушки с параллельной эксплуатацией сооружаемого хранилища и изменения давления газа во времени.

На этапе циклической эксплуатации хранилища, расположенно­го в водоносном пласте, необходимо определить максимальное, минимальное, среднее и текущее давление газа в пласте, а также вычис­лить максимальный, минимальный и средний объемы порового пространства, занятого газом. Знание максимальной величины необходи­мо для определения динамики расширения газового объема и выхода его за пределы ловушки. Минимальные значения указанных парамет­ров необходимо знать для прогнозирования условия обводнения скважин.

Уравнение баланса газа в залежи:

 , (13.63)

где: *Ωг* и *Ω0* – соответственно текущий и начальный объемы порового пространства газонасыщенной части залежи, м3.

*α*- коэффициент объемной газонасыщенности обводненной зоны в долях от эффективной пористости.

- средневзвешенное приведенное давление в обводненной части залежи, кгс/см2.

Подземные хранилища, создаваемые в отложениях каменной соли

Если ПХГ в пористых структурах предназначены в основном для сглаживания сезонной неравномерности газопотребления, то ПХГ, созданные в каменной соли, могут быть использованы преимущественно для покрытия пиковых нагрузок, поскольку могут экс­плуатироваться в «рывковом» режиме с производительностью отбора из единичной скважины, на порядок превышающий темпы отбора га­за из скважины ПХГ в пористых структурах.

ПХГ в каменной соли включает в себя на стадии строительства: технологические скважины, подземные выработки-емкости, водорассольный комплекс (водозаборы, насосные станции для воды и рассо­ла, нагнетательные скважины, водо- и рассолопроводы, рассолоотстойники и т.д.), контрольно-наблюдательные скважины, производст­венно-административные здания, инженерные коммуникации. На ста­дии эксплуатации - парк подземных резервуаров, наземный техноло­гический комплекс (компрессорная станция, установки очистки и ох­лаждения газа, узел замера расхода газа, установки подготовки газа к транспорту, газовые шлейфы и коллекторы и др.), производственноадминистративные здания, инженерные коммуникации.

Процесс растворения соли при строительстве подземных резервуаров геотехнологическим методом через буровые скважины отно­сится к внутренней задаче массообмена. Этот процесс описывается уравнениями движения, энергии, диффузии, неразрывности. Для пол­ного решения задачи процесса подземного растворения соли необхо­димо воспользоваться численными методами расчета, применение ко­торых не всегда является простым. Поэтому в настоящее время в ос­новном расчет параметров процесса подземного растворения соли осуществляется с применением критериальных уравнений. Эмпири­ческие коэффициенты, входящие в критериальные уравнения, опре­деляются экспериментально на основании моделирования конкретной технологии, на основе которой будут в дальнейшем сооружаться под­земные резервуары данного хранилища.

Принципиальная технологическая схема эксплуатации подзем­ного хранилища природного газа, созданного в отложениях каменной соли, приводится на рис.13.45.

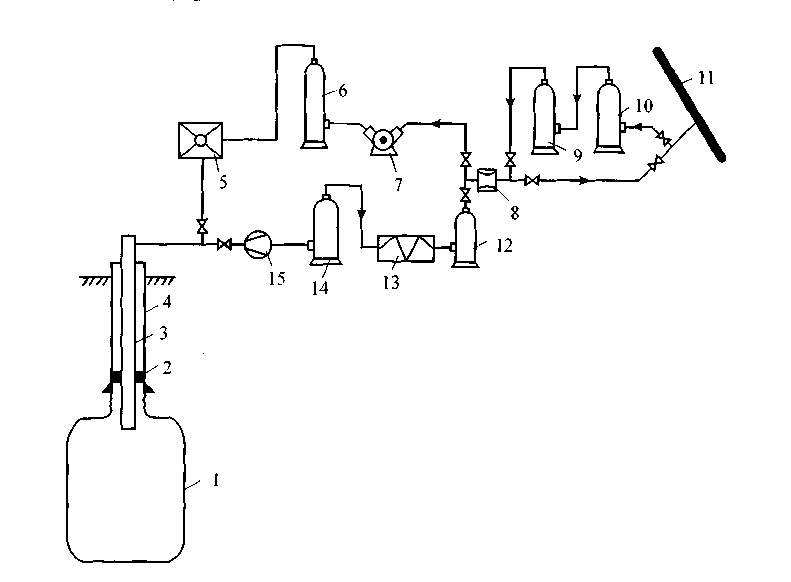


Рис.13.45. Принципиальная технологическая схема эксплуатации подземного хра­нилища природного газа

1 - подземный резервуар; 2 - пакер; 3 - подвесная ко­лонна; 4 - обсадная колонна; 5 - холодильник; 6 - маслоотбойник; 7 - компрес­сор; 8 - узел замера газа; 9 - фильтр-сепаратор; 10 - пылеуловитель; 11 - маги­стральный газопровод; 12 - установка осушки газа; 13 - теплообменник; 14 -сепаратор; 15 - узел дросселирования

Закачка или отбор природного газа в зависимости от режима эксплуатации хранилища осуществляется как в одиночный резервуар, так и группу резервуаров. Закачка газа осуществляется следующим образом. Природный газ из магистрального газопровода (11) по газопроводу-отводу направляется на площадку подземного комплекса хранилища. Если хранилище размещено недалеко от магистрального газопровода, в этом случае газ на площадку хранилища подается без использования дополнительной компрессорной станции. Если хранилище размещено на достаточном расстоянии от магистрального газо­провода и энергии сжатого газа, находящегося в газопроводе, не хва­тает для подачи его на площадку хранилища, в этом случае сооружа­ется промежуточная компрессорная станция.

Попадая на площадку наземного комплекса хранилища, газ сна­чала очищается от твердых механических (10) и жидко капельных (9) примесей. Затем, проходя через узел замера количества газа (8), поток направляется к компрессорной станции (7). После компрессирования в каждой ступени газ проходит через маслоотделитель (6), охлаждает­ся в холодильнике (5) и направляется на устье подземного резервуара. В выработку-емкость газ закачивается по подвесной колонне.

Межтрубное пространство обсадной (4) и подвесной (3) колонн изолируется с помощью пакера (2) и заполняется антикоррозийной жидкостью.

Отбор газа из выработки-емкости осуществляется по подвес­ной колонне. Прежде чем газ попадает в магистральный газопровод, он проходит полный цикл подготовки газа к транспорту. При этом изменяются давления, температура и влажность газа. Первоначаль­но в узле дросселирования (15) снижается давление газа до величи­ны, соответствующей давлению в магистральном газопроводе (11). Далее поток газа, поочередно проходя через сепаратор (14) для вы­деления капельной жидкости (если в газе есть), теплообменник (13), где происходит подогрев газа, установку осушки газа (12) и узел замера (8), подается по газопроводу-отводу в магистральный газо­провод (11).

*Сооружение подземных резервуаров в в отложениях каменной соли*

Перед началом растворения каменной соли при сооружении подземной выработки межтрубное пространство основной обсадной и внешней подвесной колонн в технологической скважине следует заполнить жидким или газообразным нерастворителем в соответствии с проектом.

Процесс растворения соленосной толщи при сооружении выработки следует начинать с подачи растворителя в центральную колонну с одновременным отводом образующегося рассола по межтрубному пространству подвесных колонн (прямоточный режим).

Переход на режим работ с подачей растворителя в межтрубное пространство внешней и центральной рабочих колонн и выдачей рассола по центральной колонне (противоточный режим) производится после 10-20 мин работы на прямоточном режиме. Количество подаваемой воды для ведения процесса растворения на каждой ступени создания подземной выработки должно соответствовать значению, заданному технологическим регламентом. При отклонении от заданного значения оно должно быть восстановлено изменением производительности насосной установки или регулировкой степени открытия задвижки на водоподающем трубопроводе. В процессе растворения каменной соли крупные фракции нерастворимых включений, а также обломки брекчированных трещиноватых нерастворимых прослоев выпадают на дно создаваемой подземной выработки.

При зашламовании центральной колонны нерастворимыми включениями необходимо осуществить приподъем колонны на 1-2 м, предусмотрев для выполнения этой операции необходимый набор патрубков соответствующей длины.

В процессе создания выработки для обеспечения поэтапного ее формообразования необходимо производить комплекс измерений по определению:

объема закачанного в скважину нерастворителя;

почасовой и среднесменной производительности подачи в скважину воды;

температуры подаваемой воды;

почасовой и среднесменной производительности выдачи из скважины рассола;

среднесменной концентрации выдаваемого рассола;

температуры выдаваемого рассола;

выносимых с рассолом нерастворимых веществ;

давления на водяной и рассольной линиях и на линии нерастворителя.

Подбашмачный контроль границы раздела "жидкий нерастворитель-рассол" следует осуществлять путем порционной закачки в межтрубное пространство основной обсадной и внешней подвесной колонн нерастворителя с выдержкой после закачки каждой порции в течение времени, достаточного для всплытия нерастворителя из-под башмака внешней колонны к устью технологической скважины. Операции по закачке порций нерастворителя продолжают до фиксации нерастворителя в приустьевой части межтрубного пространства колонн, что соответствует положению контакта "нерастворитель-рассол" у башмака внешней колонны.

Создание выработок-емкостей бесшахтных хранилищ следует предусматривать, как правило, через одну скважину. Допускается создание выработок-емкостей через несколько скважин.

При строительстве выработок-емкостей через одну скважину следует принимать одну из следующих технологических схем растворения соли водой:

- снизу вверх с перемещением внешней подвесной колонны на каждом этапе (рис.13.46.,а);

- снизу вверх без перемещения внешней подвесной колонны (рис.13.46.,б);

- с подачей растворителя через перфорированную подвесную колонну (рис.13.46.,в);

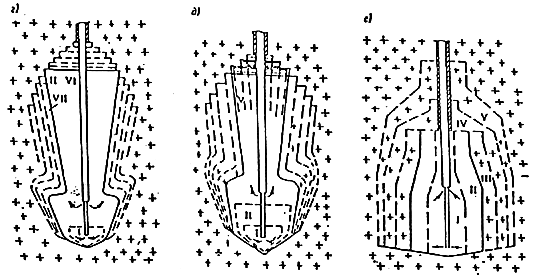
- сверху вниз без перемещения внешней подвесной колонны с постепенным накоплением нерастворителя в верхней части растворяемой выработки (рис.13.46.,г);

- "комбинированная" схема, когда нижняя часть выработки создается по схеме "снизу вверх", а верхняя - по схеме "сверху вниз" (рис.13.46.,д);

- с применением энергии "затопленных струй" с вводом растворителя в нижнюю часть выработки через насадки (рис.13.46.,е).

При строительстве выработок-емкостей через одну скважину допускается создавать подземные выработки одну над другой (двухъярусного типа). Выработки сообщаются друг с другом и с поверхностью земли общей эксплуатационной скважиной.





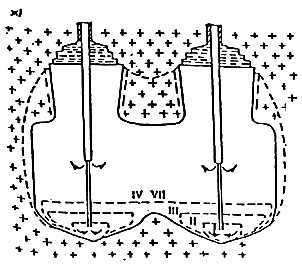


Рис.13.46. Технологические схемы сооружения выработок-емкостей бесшахтных резервуаров в каменной соли I-VII - ступени сооружения выработок-емкостей

При строительстве резервуаров через две скважины (рис.13.46.,ж) следует предусматривать как независимую, так и совместную подачу растворителя. Соединение выработок следует предусматривать, как правило, сбойкой гидроврубов или с помощью специальных устройств.

Площадь поперечного сечения вскрывающих выработок подземных резервуаров должна приниматься минимальной, исходя из условий:

размещения постоянного эксплуатационного оборудования;

размещения горнопроходческого оборудования;

пропуска необходимого количества воздуха при скорости его движения не более 8 м/с;

возможности спуска оборудования или его узлов, имеющих наибольшие габариты.

Сечения вскрывающих выработок при размещении в них стационарного эксплуатационного оборудования следует принимать с учетом:

устройства лестничного отделения для вертикальных и наклонных выработок с углом наклона более 45° или свободного людского прохода для горизонтальных и наклонных выработок с углом наклона до 45° в соответствии с требованиями Единых правил безопасности при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений подземным способом;

устройства грузолюдского подъема в вертикальных и наклонных выработках;

оставления проема для спуска-подъема длинномерных предметов в вертикальных выработках;

прокладки труб принудительной вентиляции;

проведения ремонтно-восстановительных работ;

прокладки продуктовых и других трубопроводов и кабелей.

качестве механического грузолюдского подъема на период эксплуатации хранилищ с подземными насосными камерами, как правило, должен применяться лифтовый подъемник. Грузоподъемность лифтового подъемника должна определяться наибольшим весом транспортируемого оборудования или его частей, но не менее 3500 Н.

Околоствольные (коллекторные) и подходные выработки следует проектировать минимальной длины и сечения с учетом размещения в них эксплуатационного оборудования, а также с учетом прохода людей и транспортирования оборудования.

Площадь поперечного сечения коллекторных выработок должна быть проверена на пропуск необходимого для вентиляции количества воздуха при скорости его движения не более 8 м/с.

Во вскрывающих, коллекторных и подходных выработках и подземных насосных следует предусматривать системы приточной и вытяжной вентиляции с искусственным побуждением. При этом должно быть предусмотрено резервирование всех приточных и вытяжных вентиляторов.

В хранилищах, предназначенных для нескольких видов продуктов, объединять между собой вытяжные системы вентиляции, обслуживающие подземные насосные камеры для перекачки различных видов продукта, не допускается.

Часовую кратность воздухообмена следует принимать:

- в подземных насосных камерах и в зонах перемычек - 20;

- в стволах и коллекторных выработках - 6.

При хранении этилированных нефтепродуктов указанные кратности воздухообмена должны быть увеличены на 50%.

Подачу приточного воздуха в подземные насосные камеры следует предусматривать в рабочую зону этих помещений.

В подземных насосных камерах в дополнение к общеобменной вентиляции следует предусматривать устройство местных отсосов в местах возможных утечек паров хранимых продуктов.

Для прокладки дыхательных и эксплуатационных трубопроводов допускается использовать скважины, пробуренные с поверхности земли в выработки.

Продуктовые трубопроводы следует предусматривать внутри обсадных колонн скважин или в трубах большего диаметра, расположенных в стволе.

Заборные зумпфы должны крепиться монолитным бетоном и облицовываться сварными металлическими обечайками.

Для герметизации выработок-емкостей следует предусматривать следующие конструкции герметичных перемычек:

- бетонная с контурным гидрозатвором (рис.13.47.);

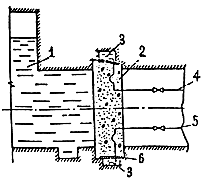


Рис.13.47. Бетонная перемычка с контурным гидрозатвором

1 - выработка-емкость; 2 - напорная стенка; 3 - полость контурного гидрозатвора; 4, 5 - система трубопроводов для залива и перемешивания изолирующей жидкости; 6 - металлический лист

- двойная бетонная с гидрозатвором (рис.13.48. и 13.49.);

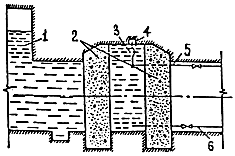


Рис.13.48. Двойная бетонная перемычка

1 - выработка-емкость; 2 - напорные стенки герметичной перемычки; 3 - полость гидрозатвора с изолирующей жидкостью; 4 - штроба; 5 - трубопровод для выпуска воздуха из гидрозатвора; 6 - трубопровод для заполнения гидрозатвора

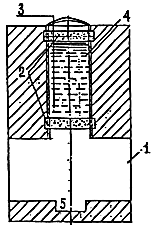


Рис.13.49. Двойная бетонная перемычка с гидрозатвором, расположенная во вскрывающей выработке

1 - выработка-емкость; 2 - бетонные стенки герметичной перемычки; 3 - трубопровод для заполнения гидрозатвора; 4 - полость гидрозатвора с изолирующей жидкостью; 5 - зумпф

- двойная металлическая (рис.13.50 и 13.51);

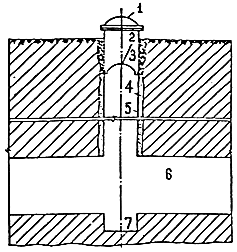


Рис.13.50. Двойная металлическая перемычка, расположенная в верхней части ствола: 1, 2 - металлические перемычки в обсадной трубе; 3 - устье ствола; 4 - продуктонепроницаемый раствор; 5 - обсадная труба; 6 - выработка-емкость; 7 - зумпф

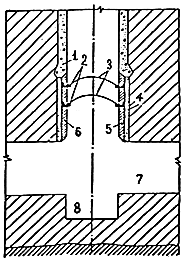


Рис.13.51. Двойная металлическая перемычка, расположенная

во вскрывающей выработке: 1 - опорный венец крепи ствола; 2 - кольцевые металлические воротники; 3 - металлические перемычки; 4 - продуктонепроницаемый раствор; 5 - металлическая сварная обечайка; 6 - железобетонная рубашка; 7 - выработка-емкость; 8 - зумпф

- одинарная металлическая.

В перемычках, как правило, следует предусматривать проем диаметром в свету не менее 600 мм, перекрываемый герметичным люком.

Бетоны, используемые для сооружения герметичных перемычек, должны иметь:

класс по прочности на сжатие В35;

класс по прочности на осевое растяжение B2,4;

марку по морозостойкости не ниже F100;

марку по водонепроницаемости не ниже W12;

коэффициент проницаемости по газу не более 10 мкм;

коэффициент агрессивной стойкости к углеводородным средам не ниже 0,8.

Для тампонажа затрубного пространства скважин, закрепного пространства выработок, трещиноватых зон, контура перемычек следует применять растворы, приготовленные на основе цементов, удовлетворяющие следующим требованиям:

прочность при изгибе в возрасте 2 суток - не менее 2,7 МПа по ГОСТ 1581;

коэффициент проницаемости по газу - не более 10 мкм;

деформации расширения - не менее 3 и не более 10 мм/м;

коэффициент агрессивной стойкости к углеводородным средам не менее 0,85.

# *Испытание подземных резервуаров на герметичность*

Испытания бесшахтных резервуаров на герметичность производятся с целью установления их пригодности к эксплуатации после окончания строительства, капитального ремонта или аварийно-восстановительных работ, а также по мере необходимости в период эксплуатации.

Испытания производятся путем создания избыточного давления испытательной среды, в качестве которой могут быть использованы, в зависимости от продукта, хранимого в резервуаре, жидкие нефтепродукты, газы или рассол.

При испытаниях проверяется раздельно герметичность подвесных колонн труб, устьевой обвязки скважины с зацементированной обсадной колонной и выработки-емкости.

Герметичность устьевой обвязки устанавливается по отсутствию утечек испытательной среды в ее элементах в период проведения испытаний. При наличии таких утечек дефектные элементы подлежат замене или ремонту.

Герметичность подвесных колонн устанавливается по отсутствию перетоков испытательной среды между трубными пространствами в период проведения испытаний. При этом испытательная среда должна быть закачана в скважину на глубину, соответствующую длине испытуемого участка труб.

После установления герметичности устьевой обвязки и подвесных колонн труб осуществляются испытания на герметичность скважины с зацементированной обсадной колонной и резервуара в целом.

Для испытания скважины бесшахтного резервуара следует использовать компенсационный метод, основанный на сохранении количества нерастворителя в системе или метод контроля уровня жидкости в межтрубном пространстве.

Необходимым условием применения указанных методов является освобождение выработки-емкости от нерастворителя или хранимого продукта и отсутствие притока их остатков в скважину.

Испытание компенсационным методом допускается производить после окончания строительства резервуара перед сдачей его в эксплуатацию, при этом требуется установить внешнюю подвесную колонну таким образом, чтобы отметка башмака колонны была расположена на 0,5-1,0 м ниже башмака обсадной колонны и не менее 1,0 м выше отметки кровли выработки.

Испытание методом контроля уровня допускается производить в период окончания строительства и в процессе эксплуатации, при этом не требуется перемещать внешнюю подвесную колонну в положение выше отметки кровли выработки.

Скважины бесшахтных резервуаров для хранения нефтепродуктов допускается испытывать жидким нерастворителем или продуктом, подлежащим хранению.

Скважины бесшахтных резевуаров для хранения СУГ следует испытывать бензином прямой гонки или допускается производить испытания хранимым продуктом.

Бесшахтные резервуары для СУГ, нефти и нефтепродуктов в целом следует испытывать рассолом, при этом допускается наличие в межтрубье обсадной и внешней подвесной колонн испытательной среды, используемой для испытания скважины бесшахтного резервуара.

Бесшахтные резервуары для хранения газа следует испытывать газом, подлежащим хранению, допускается производить испытания газом, нейтральным по отношению к хранимому продукту.

На проведение испытаний на герметичность бесшахтных резервуаров разрабатывается специальный проект.

При испытании на герметичность обсадных колонн скважин бесшахтных резервуаров компенсационным методом допускается использовать для проведения испытания подвесные колонны, использовавшиеся в процессе создания выработки-емкости (рис13.52.).

Пространство между обсадной и внешней подвесной колоннами труб следует заполнить нерастворителем до башмака внешней колонны с вытеснением рассола из скважины.

При испытании на герметичность обсадных колонн скважин методом контроля уровня жидкости в межтрубном пространстве резервуар должен быть оборудован двумя подвесными колоннами труб (внешней и центральной). Башмак подвесных колонн должен быть установлен ниже кровли выработки-емкости.

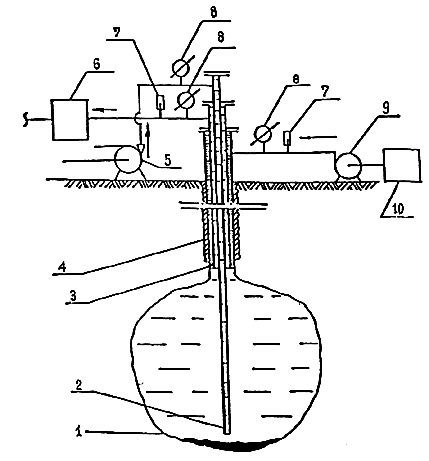


Рис.13.52. Схема испытаний на герметичность обсадных колонн скважин бесшахтных резервуаров компенсационном методом

1 - выработка-емкость; 2 - внутренняя подвесная колонна; 3 - внешняя подвесная колонна; 4 - обсадная колонна; 5 - насос для закачки рассола; 6 - мерная емкость; 7 - термометр; 8 - манометр; 9 - насос для закачки испытательной среды; 10 - мерная емкость

Допускается применять для проведения испытаний подвесные колонны, использовавшиеся в процессе создания выработки.

Испытание следует проводить, как правило, не ранее чем через 1,5 мес. после окончания сооружения выработки-емкости.

Для проведения испытаний используются приборы и оборудование, представленные на рисунке 13.53.

Дифманометр должен быть рассчитан на испытательное давление и иметь цену деления не более 5·10 МПа.

Мерная емкость должна быть рассчитана на прием рассола в количестве, равном объему закачиваемой испытательной жидкости.

Напорное устройство для закачки испытательной среды в скважину должно обеспечивать ее подачу под давлением не ниже испытательного.

Количество испытательного флюида для проведения испытаний должно быть равно объему межтрубных пространств внешней и внутренней подвесных и обсадной колонн в интервале до кровли выработки.

При неустойчивой погоде (резкие изменения температуры, осадки) следует укрыть устье скважины от прямых солнечных лучей и осадков для предотвращения искажений, вносимых его неравномерным охлаждением или нагревом.

Перед испытанием следует провести ревизию всех сальников и уплотнений, проверить герметичность подвесных колонн.

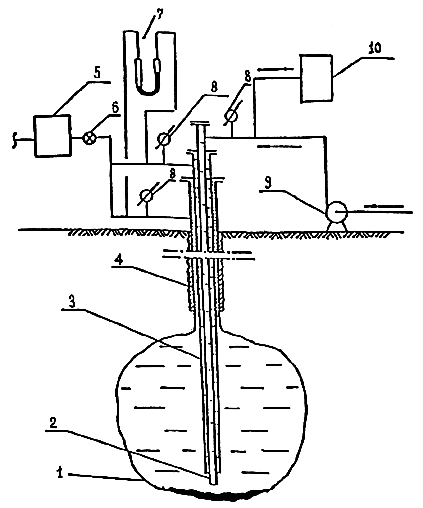


Рис.13.53. Схема испытаний на герметичность обсадных колонн скважин бесшахтных резервуаров методом контроля уровня жидкости в межтрубном пространстве

1 - выработка-емкость; 2 - внутренняя подвесная колонна; 3 - внешняя подвесная колонна; 4 - обсадная колонна; 5 - напорное устройство для закачки испытательной среды; 6 - расходомер; 7 - дифманометр; 8 - манометр; 9 - насос; 10 - мерная емкость

Дифманометр должен быть установлен следующим образом: патрубок со знаком "минус" для среды с меньшим давлением присоединяется к межтрубному пространству обсадной и внешней подвесных колонн, патрубок со знаком "плюс" для среды с большим давлением присоединяется к межтрубному пространству подвесных колонн, перемычка дифманометра должна быть перекрыта.

В начале испытаний следует закачивать испытательную среду в межтрубные пространства обсадной, внешней и внутренней подвесных колонн, вытесняя при этом рассол в мерную емкость. При этом перемычка между трубными пространствами должна быть открыта.

Количество испытательной жидкости, закачиваемой в скважину, должно быть таким, чтобы уровень границы раздела "испытательная жидкость-рассол" при проведении испытаний был на 1-5 м ниже башмака основной обсадной колонны и выше отметки кровли выработки-емкости.

Контроль глубины заполнения трубных пространств и отметки границы раздела ведут по объему рассола, вытесненного в мерную емкость, а также геофизическими методами.

После закачки испытательной среды, при необходимости, на всех подводящих технологических трубопроводах, кроме трубопровода, подающего рассол в центральную подвесную колонну, должны быть установлены заглушки.

После закачки заданного количества испытательной жидкости увеличивают давление жидкости в резервуаре до испытательного закачкой насыщенного рассола в центральную колонну.

Перекрывают перемычки, соединяющие межтрубные пространства обсадной, внешней и центральной подвесных колонн, и открывают перемычку дифманометра.

Через 24 и 48 часов после начала испытаний подкачивают, при необходимости, насыщенный рассол для поддержания давления на уровне испытательного.

Фиксируют ежечасно показания дифманометра в течение 3-х суток после начала испытаний.

Испытанный участок скважины считается герметичным, если величина утечки , рассчитанная за третьи сутки испытаний, не превышает 0,02 м.

Допускается измерение величины  с использованием дозировочного насоса в качестве напорного устройства для закачки испытательной среды.

Для этого в межтрубное пространство обсадной и внешней подвесной колонны закачивают испытательную среду в конце каждых суток испытаний до тех пор, пока не восстановятся показания дифманометра, соответствующие началу испытаний.

Объем испытательного флюида, закачанный в конце третьих суток, принимается за величину суточной утечки и не должен превышать 0,02 м.

При наличии утечки и необходимости ее локализации осуществляют поинтервальные испытания. Для этого закачивают по описанной выше схеме такое количество испытательной среды, чтобы обеспечить заданный уровень границы контакта ее и рассола. Определяемая при этом утечка соответствует интервалу вышеуказанного уровня.

Начальная величина испытуемого интервала составляет, как правило, 100 м.

При наличии в данном интервале утечки, ее точное местонахождение может быть найдено при проведении, в соответствии с изложенным способом, поинтервальных испытаний путем деления данного интервала на меньшие участки длиной 10 - 20 м.

При испытании на герметичность скважин бесшахтных резервуаров газом резервуар должен быть оборудован подвесной, непроницаемой для газа колонной труб. Подвесная колонна труб в нижней части, на расстоянии 15-20 м от башмака колонны, должна иметь отверстие диаметром около 10 мм. Подвесная колонна труб устанавливается так, чтобы ее отверстие находилось ниже башмака основной обсадной колонны, но выше кровли выработки на таком расстоянии, чтобы граница раздела "газ-рассол" при увеличении давления до испытательного оставалась ниже башмака основной обсадной колонны. Испытание бесшахтных резервуаров на герметичность насыщенным рассолом производится при положительных результатах оценки герметичности скважины.

Допускается наличие жидкой испытательной среды, использовавшейся для испытаний закрепленной и незакрепленной частей скважины, в затрубном пространстве внешней подвесной колонны.

Для проведения испытаний используется насос для закачки рассола, мерная емкость для замера объема закачиваемого и отбираемого рассола, манометры (рис.13.54.), термометры, денсиметры.

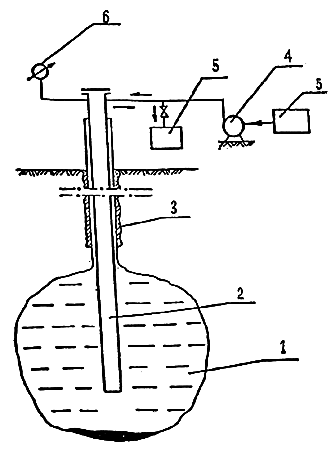


Рис.13.54. Схема испытаний на герметичность бесшахтного резервуара рассолом: 1 - выработка-емкость; 2 - подвесная колонна; 3 - обсадная колонна; 4 - насос; 5 - мерная емкость; 6 - манометр

Измерение давления рассола на устье скважины производится образцовым манометром, устанавливаемом на внутренней подвесной колонне.

С целью исключения влияния недонасыщения рассола в резервуаре испытание выработки следует начинать не ранее, чем через 1,5 месяца после окончания работ по сооружению выработки-емкости.

Испытание производится следующим образом:

в выработку закачивают насыщенный рассол до достижения испытательного давления;

затем закачка рассола прекращается и фиксируется изменение давления на устье скважины в подвесной колонне в течение трех суток через каждый час.

Вычисляется ежечасовой темп изменения давления на устье скважины в межтрубном пространстве обсадной и внешней подвесной колонн, равный разности показаний манометра за предыдущий и текущий час.

Бесшахтный резервуар считается выдержавшим испытание на герметичность, если темп ежечасового падения давления со временем снижается, стремясь к постоянной величине, а среднее падение давления за час в течение последних 12 часов выдержки не превышает 0,05% испытательного давления.

В случае, если темп ежечасового падения давления со временем снижается, а среднее падение давления в течение последних 12 часов превышает вышеуказанную величину, испытания продолжают до стабилизации темпа падения давления. Окончательное решение о герметичности бесшахтного резервуара принимается по установившемуся темпу падения давления, если он не превышает 0,05% от испытательного давления за час в течение последних 12 часов испытаний.

Особенности эксплуатации подземных хранилищ газа

Этап опытно-промышленной эксплуатации (далее ОПЭ) ПХГ начинается с первой закачки газа в объект хранении и продолжается до выхода хранилища на проектные показатели ОПЭ.

Основными задачами, решаемыми в период ОПЭ, являются:  
 - проведение опытной эксплуатации ПХГ;

- оценка возможности выхода хранилища на проектные показатели и обеспечение его безопасной циклической эксплуатации;

- развитие и дополнение информационной базы данных текущими данными эксплуата­ции;

- уточнение и совершенствование геологической и технологиче­ской модели эксплуатации.

По результатам ОПЭ выполняется анализ ОПЭ, где на основании проведенных наблюдений и исследований дают заключение о дальнейшем развитии хранилища и возможности выхода на утвержденные проектные показатели циклической эксплуатации, в противном случае выполняют коррективы технологического проекта ПХГ.

Этап циклической эксплуатации ПХГ начинается с выхода хранилища на утвержденные проектные показатели и продолжается до консервации (ликвидации) хранилища.

Эксплуатацию наземного оборудования ПХГ осуществляют в соответствии с действующими нормативными документами.

Эксплуатацию объекта хранения газа осуществляют в соответствии с технологическим проектом ПХГ, режимом эксплуатации ПХГ, обеспечением объектного мониторинга недр при наличии информационной базы данных, геологической и технологической модели ПХГ.

Расчет режима эксплуатации ПХГ проводится в соответствии с технологической моделью хранилища на планируемый сезон закачки (отбора) газа, который согласовывается и утверждается в установленном порядке.

Режим эксплуатации ПXГ содержит:

- анализ подготовки хранилища к предстоящему сезону закачки (отбора) газа;

- динамику изменения основных технологических показателей на планируемый период закачки (отбора) газа;

- график зависимости максимальной суточной производительности хранилища от пластового давления в объекте хранения.

При циклической эксплуатации организация (разработчик) технологического проекта ПХГ не реже одного раза в 5 лет разрабатывает обеспечение объектного мониторинга недр при эксплуатации подземных хранилищ газа (далее обеспечение) , согласованное с территориальными органами Проматомнадзора , в котором предусматривает все виды наблюдений и исследований, необходимые для обеспечения безопасной эксплуатации хранилища в соответствии с утвержденными проектными показателями.

Не реже одною раза в 5 лет по результатам работ, проведенных в соответствии с Регламентом, организация (разработчик) выполняет Анализ эксплуатации ПХГ (далее Анализ), где раз разрабатывают рекомендации по обеспечению циклической эксплуатации в соответствии с технологическим проектом ПХГ.

Анализ включает следующие разделы:

- введение, где указывают основание для постановки и выполнении работы, состояние объекта, объем и последовательность выполненных работ, краткое содержание основных разделов и ответственных исполни -телей;

- краткая геолого-гидродинамическая характеристика объекта, состояние изученности, фонд скважин, схема обустройства и основные проектные и достигнутые технологические показатели эксплуатации;

- анализ адекватности геологической и технологической модели ПХГ;

- фактические показатели закачки (отбора) газа по объекту в целом, действующему фонду скважин, водному фактору, выносу песка, состоянию подземного и наземного оборудования;

- анализ показателей закачки (отбора) газа, производительности скважин, сопоставление их с проектными или утвержденными на данный сезон;

- оценка баланса газа, затрат газа на собственные технологические нужды (далее СТН);

результаты работ по контролю герметичности, изменению газонасыщенности, распространению газонасыщенного контура, обводнению эксплуатационных скважин, заколонным и межколонным газопроявлениям, промысловым исследованиям;

- анализ проведенных геофизических, геохимических, газодинамических и других исследований на ПХГ;

- оценка состояния ИБД;

- выводы и предложения, рекомендации по дальнейшей эксплуатации объекта, совершенствованию ИЬД, геологической и технологической модели эксплуатации. По результатам анализа разработчик дает заключение о соответствии проектных и фактических показателей эксплуатации ПХГ и необходимости их корректировки.

При эксплуатации ПХГ осуществляют постоянный расчет (замер) затрат газа на собственные технологические нужды (далее СТН), результаты которых регистрируют и учитывают при ведении баланса газа в объекте хранения.

Ведение баланса газа в объекте хранения (с учетом затрат газа на СТН) осуществляет геологическая служба ПХГ.

Организация, ведущая авторский надзор за эксплуатацией ПХГ, на основе технологической модели осуществляет контроль за балансом газа в газохранилище и оценивает возможные пластовые потери.

При значительном расхождении расчетных и учетных данных объема газа в объекте хранения проводят анализ причин отклонений, разрабатывают мероприятия по их устранению и вносят поправки в систему ведения баланса газа на ПХГ

Скорректированный объем газа в объекте хранения и пластовые потери рассматриваются и утверждаются в установленном порядке.

Энергосбережение на ПХГ осуществляют в соответствии с концепцией энергосбережения на ПХГ и программой энергосбережения на ПХГ.

Раз в год пользователь недр проводит анализ выполнения программы энергосбережения на ПХГ, проводит оценку фактических и планируемых (на следующий год эксплуатации) (TII и рассчитывает показатели энергоэффективности ПХГ по природному газу, тепло и электроэнергии в соответствии с утвержденными методиками и положениями. По результатам анализа разрабатывают мероприятия по энергосбережению на перспективу.

При нарушении герметичности объекта хранения эксплуатацию хранилища приостанавливают до разработки мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации ПХГ (далее мероприятий), согласования с территориальными органами Проматомнадзора и утверждения в установленном порядке.

В мероприятиях приводят анализ возможных причин нарушения герметичности ПХГ, программу необходимых исследований по выявлению причин перетока газа и перечень мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации ПХГ.

Решение о дальнейшей эксплуатации хранилища принимается пользователем недр па основе результатов внедрения мероприятий при наличии согласования Проматомнадзора.

**Список литературы**

* + - 1. Амелин И. Д., Андриасов Р. С., Гиматудинов Ш. К. и др. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений.- М.: Недра, 1978.
      2. Амелен И.Д., Субботина Е.В. Особенности разработки залежи нефти с карбонатными коллекторами.- М., ВНИИОЭНГ, 1986. - 47 с.
      3. Баренблат Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. - М.:Недра, 1972 . - 290 с.
      4. Бескопыльный, В. Н. Физика пласта : учеб. пособие / В. Н. Бескопыльный. – Гомель : ГГТУ, 1999. – 128 с.
      5. Справочник по нефтепромысловой геологии. Под редакцией Быкова Н.Е., Максимова М.И., Фурсова А.Я. -М.: Недра, 1981. - 524 с.
      6. Борисов Ю.П., Рябинина З.К., Воинов В.В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. - М.: Недра, 1976.
      7. Букаты М.Б. Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач. // Известия ТПУ. – 2002. – Т. 305. – Вып. 6. – С. 348–365.
      8. Вахитов .Г.Г. Разностные методы решения задач разработки нефтяных месторождений. – М.:Недра, 1970. - 249 с.
      9. Габриэлянц, Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений / Г.А. Габриэлянц. – М.: Недра, 1984. – 285 с.
      10. Гавура В.Е., Исайчев В.В., Курбанов А.К. и др. Современные методы и системы разработки газонефтяных месторождений. - М.: ВНИИОЭНГ, 1994. - 246с.
      11. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Неоднозначность геолого-технологической информации в процессе адаптации гидродинамической модели // Бурение и нефть. – 2008. – № 10. – С. 40–41.
      12. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Трехмерная геолого-технологическая модель месторождения УВ на основе индивидуальной поскважинной адаптации // Газовая промышленность. – 2010. – № 5. – С. 36–39.
      13. Гладков Е.А. Методология создания трехмерной геолого-технологической модели на месторождениях с историей разработки более 50 лет // Бурение и нефть. – 2011. – № 1. – С. 32–35.
      14. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. М., Недра, 1981.- 210 с.
      15. Справочное руководство по проектированию нефтяных месторождений под редакцией Гиматутдинова Ш.К. – М.: Недра, 1983. - 463 с.
      16. Учебник «Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений». Под редакцией Гиматутдинова Ш.К. – М.: Недра, 1988. - 301 с.
      17. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гиматудинов, А. И. Ширковский. – Москва : Недра, 1982. – 311 с.
      18. Гужов А.И., Титов В.Г., Медведев В.Ф., Васильев В.А. Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов. – М.: Недра, 1978. – 405с.
      19. Дияшев Р.Н., Шавалиев А.М. и др. Особенности разработки многопластовых объектов. - М.: Нефтпромысловое дело, вып. 11, 1987 г.
      20. Донцов К.М. Разработка нефтяных месторождений Учебное пособие. – М.:Недра, 1977. - 360 с.
      21. Ерошина Д. М., Авхимович В. И. Об особенностях строения и возрасте верхнефранской соленосной формации Припятской впадины. – В кн.: Литология, геохимия и фации верхнего протерозоя и девона БССР. - Мн., 1979. - с 110-124.
      22. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра,1998. - 334с.
      23. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений. Желтов Ю.П. Стрижов И.Н. и др. – М.: Недра, 1989. - 296 с.
      24. Задора Г.И.Подземное хранение газов и углеводородных жидкостей в непроницаемых горных породах. – М.: 1979. – 26с.
      25. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. Современные основы теории и практики разработки месторождений нефти и газа. Часть 1 // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. (электронный научный журнал). – http://oilgasjournal.ru/vol\_2/articles/25.html.
      26. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. Современные основы теории и практики разработки месторождений нефти и газа. Часть 2 // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика (электронный научный журнал). – http://oilgasjournal.ru/vol\_2/articles/26.html.
      27. Ибатуллин Р.Р и др. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. М., Недра,2004 г.
      28. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.В. Нефтепромысловая геология. - М.:Недра, 2000. - 414 с.
      29. Казарян В.А.Подземное хранение газов и жидкостей. – РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 428с.
      30. Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. - М.,Недра, 1974. - 192 с.
      31. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. – М.:Недра, 1984. – 487 с.
      32. Кричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений и проблемы моделирования. – М.: Недра, 1979.
      33. Липаев А.А., Кочетков В.Д., Мусин М.М. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Учебное пособие. - АГНИ, 2006. - 278 с.
      34. Максимов, М. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений / М. И. Максимов. – Москва : Недра, 1975. – 534 с.
      35. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Учебное пособие. Издательство РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. - М. 2003. - 816 с.
      36. Михайлов Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах. – М.: Недра, 1987. – 152 с.
      37. Муравьёв И. М., Андриасов Р. С., Гиматудинов Ш. К. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений - М., Недра, 1970.
      38. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Учебное пособие. Издательство КГУ, 2003. - 596 с.
      39. Мусин М.М., Муслимов Р.Х., и др. Исследование механизма заводнения неоднородных пластов. - Казань, 2001. - 252 с.
      40. Рассохин Г.В., Леонтьев И.А., Петренко В.И., Белый Н.И. Омесь С.П. Контроль за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1979.- 272 с.
      41. Рынский М. А. Тектонические и гидродинамические особенности формирования нефтяных месторождений Припятского прогиба.- В кн.: Проблемы тектоники Припятского прогиба. - Мн., 1974. - с. 142-153.
      42. Стрижов И.Н., Ходанович И.Е. Добыча газа. -М.Недра; 2003.- 375с.
      43. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные МУН пластов - М.: Недра, 1983. - 310 с.
      44. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений.- М. Недра, 1979.- 303 с.
      45. Шустеф И.Н. Геологические основы технологических решений при разработкии нефтяных месторождений. - М. Недра,1986.
      46. Спутник нефтегазопромыслового геолога / под ред. И. П. Чоловского. – Москва : Недра, 1989. – 376 с.

**Содержание**

|  |  |
| --- | --- |
| Введение | 3 |
| Тема 1. Геолого-физическая характеристика нефтяных и газовых залежей | 12 |
| 1.1 Общие понятия о нефти и природном газе с точки зрения их генезиса, фи­зики и химии. | 12 |
| 1.2 Нефть и газ как сложные многокомпонентные системы углеводо­родов (УВ) в различных термобарических условиях. Фазовые состояния и прев­ращения газонефтяных систем. | 13 |
| 1.3 Общие сведения об осадочно-миграционной теории органического происхождения УВ и образования месторождений нефти и природного газа. Понятие о геологических ловушках для УВ, типы ловушек. | 18 |
| 1.4.Краткая стратиграфическая характеристика Припятского прогиба. | 44 |
| Тема 2 Залежи и месторождения углеводородов | 65 |
| 2.1 Залежи нефти и природного газа как единичные скопления УВ в геологи­ческих ловушках. Месторождения нефти и газа. | 65 |
| 2.2 Гравитационная теория распределения пластовых флюи­дов в залежах. Границы залежи (кровля, подошва, поверхности межфлюидных контактов); внешний и внутренний контуры нефтегазоносности. Типы залежей по геологическому строению, по фазовому состоянию и составу УВ. | 72 |
| 2.3 Пластовые воды залежей УВ; расположение пластовых вод относительно нефтегазоносной части залежи. | 81 |
| 2.4 Запасы нефти и природного газа. Категории запасов. Подсчет запа­сов нефти и газа объемным методом. | 86 |
| Тема 3. Пластовое давление в залежах УВ | 99 |
| Тема 4. Физические параметры пластовых жидкостей и учет их изменения при разработке залежей нефти | 106 |
| 4.1 Физические параметры пластовых нефтей | 107 |
| 4.2 Физические параметры пластовых вод. | 113 |
| Тема 5. Условия эксплуатации нефтяных и газовых скважин | 116 |
| 5.1 Условие притока флюидов к забоям скважин под действием упругих сил | 116 |
| 5.2 Стационарные и нестационарные режимы исследования скважин (индикаторная кривая и кривая восстановления давления). | 119 |
| 5.3 Система «пласт-скважина» и способы эксплуатации скважин; предел фонтанирования скважины. Обводнение добывающих скважин: источники и пути поступления воды. Технологический режим работы скважин. | 128 |
| Тема 6. Основные закономерности разработки залежей нефти | 137 |
| 6.1 Динамика текущего пластового давления в процессе разработки. Заводнение залежи: преимущества и недостатки. | 137 |
| 6.2 Понятие о темпах отбора нефти, водонефтяном факторе, коэффициенте использования запасов (КИЗ), текущем коэффициенте нефтеизвлечения, Графические построения, характеризующие характер выработки запасов. | 146 |
| 6.3 Стадии разработки нефтяной залежи; характе­ристика отдельных стадий. Основной период разработки залежи. | 149 |
| Тема 7. Основные эксплуатационные характеристики залежей нефти | 153 |
| 7.1 Термобарическая характеристика залежи. Влияние начальных температуры и давления в залежи и состава УВ на возможный ход разработки. | 153 |
| 7.2 Режимы рабо­ты пластов как проявление определенного вида пластовой энергии, под действи­ем которой к забоям скважин движутся пластовые жидкости | 161 |
| 7.3 Классификация режимов | 163 |
| Тема 8. Основы проектирования разработки месторождений нефти и газа | 179 |
| 8.1 Цели и задачи проектирования разработки. Многостадийность проектирования разработки месторождений нефти | 179 |
| 8.2 Виды проектных документов, их назначение. | 179 |
| Тема 9. Объект и система разработки | 185 |
| 9.1 Выбор объектов по разрезу и площади месторождения. Объединение нескольких продуктивных пластов в один объект разработки; обоснование целесообразности объединения | 186 |
| 9.2 Понятие о системе разработки нефтяных месторождений. Системы разработки по методу разбуривания месторождения в целом. Системы разработки залежей с естественным напором краевых и подошвенных вод | 189 |
| 9.3 Схематизация формы залежи. Схе­матизация контуров нефтеносности. Схемы размещения добывающих и нагнетательных скважин. | 201 |
| 9.4 Характеристика основных технологических показателей разработки. Характеристика основных экономических показателей разработки | 210 |
| 9.5 Проведение гидродинамичес­ких расчетов основных показателей разработки | 216 |
| 9.6 Понятие о рациональной системе разработки. Выбор рационального варианта | 228 |
| Тема 10. Основы анализа разработки | 230 |
| 10.1 Цель и задачи анализа текущего состояния разработки в рамках авторского надзора. Методы проведения анализа. | 230 |
| 10.2 Факторы, осложняющие процесс вытеснения нефти водой. | 238 |
| 10.3 Различия вязкостей нефти и воды как фактор, осложняющий процесс вытеснения нефти. Параметр безразмерной вязкости μ0, его влияние на характер выработки запасов. | 253 |
| 10.4 Методы повышения коэффициента нефтеизвлечения (КИН). | 259 |
| 10.5 Рациональное число и размещение проектных скважин. Основной фонд скважин. Резервные скважины. | 277 |
| 10.6 Расчет процессов нагнетания. | 294 |
| Тема 11. Разработка залежей, приуроченных к трещиноватым коллекторам | 301 |
| 11.1 Контроль и регулирование разработкой нефтяных залежей | 310 |
| 11.2 Основы компьютерного моделировании строения залежей УВ и их разработки | 320 |
| Тема 12. Разработка газовых и газоконденсатных залежей | 329 |
| 12.1 Состав природных газов. Классификация природных газов. Классификация газовых залежей и месторождений. | 333 |
| 12.2 Физические свойства природных газов. Тепловые свойства природных газов. Дросселирование газов. Гидратообразование. | 338 |
| 12.3 Технологический режим работы газовой скважины. Свободный и абсолютно свободный дебит. | 346 |
| Тема 13 Способы эксплуатации газовых скважин | 352 |
| 13.1 Особенности притока газа к забою скважины | 358 |
| * 1. Методика обработки результатов стационарного и нестационарного исследования газовой скважины. Фильтрационные сопротивления. Понятие о средней газовой скважины. | 363 |
| * 1. Газовая залежь как единое целое. Удельные объемы дренирования. Режимы работы газовых пластов. | 376 |
| * 1. Метод материального баланса и его применение для изучения газовых залежей. Газоотдача газовых пластов. Схемы расчетов газоотдачи при газовом и водонапорном режимах. Конденсатоотдача. | 380 |
| * 1. Системы размещения скважин при разработке газовых залежей в условиях различных режимов. | 387 |
| 13.6 Особенности разработки газоконденсатной залежи. Явления обратной конденсации. Особенности разработки газонефтяных и нефтегазовых залежей | 409 |
| Список литературы | 469 |