

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ и НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ
«Кафедра разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
Открытое акционерное общество
«Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности»
(ОАО СибНИИНП)

Мулявин С.Ф.

ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

учебное пособие

Тюмень, 2012г.

УДК 622.276.1/4.001.24
ББК 33.36
М90

Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. - 215 с.

В учебном пособии раскрываются особенности современного этапа развития нефтяной и газовой промышленности, приводятся модели пластов и процессов вытеснения нефти и газа, предлагаются проектные решения для нефтяного/газового месторождения, дается гидрогеологическое обоснование объекта утилизации промышленных стоков.

Пособие адресовано специалистам, занятym в нефтяной и газовой промышленности, преподавателям вузов, аспирантам, а также студентам соответствующих направлений подготовки/специальностей.

Рецензенты:

А.И. Ермолаев, заведующий кафедрой разработки газовых и газоконденсатных месторождений РГУ нефти и газа им. Губкина, д.т.н., профессор

В.Н. Маслов, первый заместитель генерального директора ООО «ТюменНИИгипрогаз»

© Семен Федорович Мулявин

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	2
§1. Особенности современного этапа развития нефтяной и газовой промышленности	4
§2. Технологические проектные документы	8
§3. Понятия о пластовых флюидах	12
§4. Понятия о пластовых системах	33
§5. Модели пластов и процессов вытеснения нефти и газа	36
§6. Коллекторы нефти и газа	42
§7. Корреляция пластов. Подсчетные планы	51
§8. Режимы пластов. Системы разработки	63
§9. Технологические показатели разработки	74
§10. Проблемы разработки. Варианты разработки	78
§11. Нефтеотдача, газоотдача и конденсатоотдача пластов	89
§12. Уравнения материального баланса	104
§13. Проектные решения для нефтяного/газового месторождения	108
§14. Лицензионная деятельность, охрана недр и окружающей среды	119
§15. Алгоритм публичного представления результатов проектирования разработки месторождения	121
§16. Гидрогеологическое обоснование объекта утилизации промышленных стоков	123

ПРИЛОЖЕНИЯ

П.1. Модели и алгоритмы одномерного моделирования при настройке истории добычи нефти и жидкости	138
П.2. Методика составления программы ГТМ	171
П.3. Экспертная оценка показателей перспективности месторождения по геолого-физической характеристике пласта	181
П.4. Единицы измерений	192
П.5. Графические приложения	196
П.6. Вопросы к аттестации (экзамену)	200
Список таблиц	203
Список рисунков	205

«Пусть не корят меня, что я не
сказал ничего нового: ново уже само
расположение материала; игроки в мяч
бьют по одному и тому же мячу, но не с
одинаковой меткостью».

Б. Паскаль

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее учебное пособие адресовано студентам очной и заочной (полней и сокращенной) форм обучения специальности 090600 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» и представляет собой курс лекций по дисциплине «Разработка нефтяных и газовых месторождений», а также материалы, которые могут быть использованы для выполнения курсовых и дипломных проектов.

В учебном пособии излагаются основные представления о современных системах разработки нефтяных и газовых месторождений, последовательность работ по проектированию систем разработки, методах контроля и регулирования процессов разработки, а также рассматриваются варианты разработки и алгоритмы выполнения различных технологических расчетов.

Пособие также будет полезно для аспирантов и ассистентов.

Цель и задачи дисциплины. Рекомендации по изучению дисциплины

Целью преподавания данной дисциплины является изучение студентами основных технологических процессов, происходящих в пласте и скважине при разработке нефтяных и газовых месторождений, режимов и систем разработки, основных принципов, стадийности и методологии проектирования разработки месторождений нефти и газа, методов повышения нефте- и газоотдачи пластов. Студент должен изучить и овладеть методиками расчетов, принятymi в нефтедобывающей и газодобывающей промышленностях, а также методиками технологических расчетов наиболее перспективных процессов и технических средств.

В разделах курса даются основные сведения о современных программных продуктах, используемых в практике проектирования и анализа разработки месторождений, изучаются способы и методы построения и применения геолого-фильтрационных моделей. Особое внимание уделяется методикам расчета технологических показателей разработки, их практической реализации.

Задачи изучения дисциплины включают в себя ознакомление студентов с системами и технологиями разработки месторождений, планированием и реализацией основных принципов разработки, проектированием и регулированием разработки месторождений, методами контроля за разработкой месторождений, современными методами геологического и гидродинамического моделирования процессов разработки нефтяных и газовых месторождений, основными методиками расчета технологических показателей разработки. Пособие знакомит студентов с основными проектными документами на разработку месторождений. Приведенные в пособии материалы для организации практических занятий нацеливают студентов на освоение методик расчетов, знакомят с промысловой отчетностью, правилами составления проектной документации на разработку месторождений.

Таким образом, в данном пособии решаются задачи трех типов:

1. методологические задачи;
2. методические задачи;
3. конкретно-научные задачи, направленные на объект познания (примеры проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений).

Автор благодарит своих коллег за оказанную помощь при подготовке учебного пособия. В процессе выполнения исследований автор пользовался советами, консультациями, помощью и поддержкой со стороны коллег: Бяков А.В., Зомарев В.В., Кильдышев С.Н., Андреев В.А., Кравцова М.В., Дергачев Р.В. и многих других. Всем им автор приносит слова искренней благодарности.

Написание учебного пособия основано на материалах и работах, выполненных в ОАО «СибНИИНП», за что автор приносит слова глубокой признательности руководству

института и его сотрудникам. А также компаниям, которые любезно предоставили геологические и промысловые материалы для публикации (ОАО «Газпромнефть Ноябрьскнефтегаз», ООО «Иркутская нефтяная компания», ООО «Ритэк» и другие).

Автор будет признателен читателям за найденные ошибки, сделанные замечания и предложения, которые они могут высказать по телефону 8 (3452) 320864, отправить факсом 8 (3452) 323628 или по E-mail: sem@sibniinp.ru , msf-052@mail.ru.
http://www.sibniinp.ru/sibniinp/doc/leksii/leksii_mulyavin_SF.pdf

Директор департамента геологии и проектирования разработки ОАО «СибНИИНП»
(ул.50 лет Октября, 118, оф.411),

Член Западно-Сибирского ТО ЦКР Роснедра по УВС (нефтегазовая секция),

Доцент кафедры "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений"
Института геологии и нефтегазодобычи ТюмГНГУ,

канд. техн. наук, Мулявин Семен Федорович,

тел. 3452 320864,
факс. 3452 323628,
моб. 8 912 922 7504

§1. Особенности современного этапа развития нефтяной и газовой промышленности

Нефтяная промышленность России в последние годы снова находится на подъеме, т.е. на стадии растущей добычи нефти (см. табл. 1.1, рис.1.1, 1.2.). Первый максимум был пройден в 1987 году. В 90-е годы в переходный период добыча нефти снизилась. Но после приватизации и перехода экономики и месторождений в частные руки добыча нефти начала расти.

Табл.1.1. Годовая добыча нефти и газа по России

Годы	Добыча нефти, млн. т	Добыча газа, млрд. м ³
1987 (max)	570,0	600,0
1996	301,3	650,0
2003	421,3	620,8
2004	458,8	632,8
2005	478,0	636,0
2006	480,0	656,0
2007	491,5	653,1
2008	488,1	665,0
2009	494,2	582,3
2010	505,1	650,3

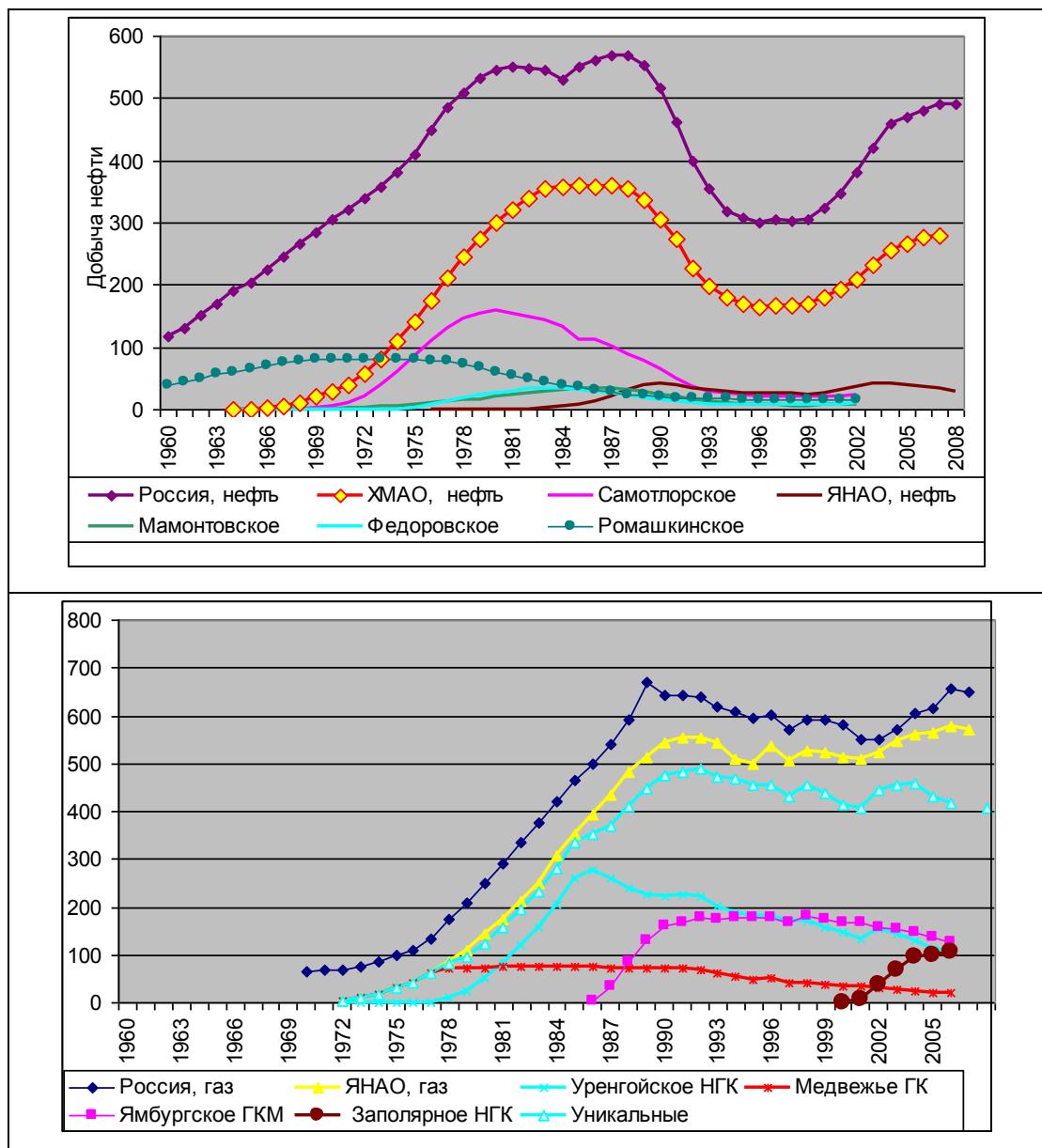


Рис. 1.1. Динамика добычи нефти и газа по России и уникальным месторождениям

Современное состояние нефтедобывающей промышленности России характеризуется ухудшением структуры запасов нефти. Это обусловлено следующими причинами:

1. К концу 90-х гг. начальные извлекаемые запасы эксплуатирующихся месторождений были выработаны примерно на 45 %, а по ряду наиболее крупных месторождений эта величина достигает 70 % и более.

2. В последнее время на крупных месторождениях с большой историей нефтедобычи возросла роль новых технологий, как в направлении интенсификации разработки, так и повышения нефтеотдачи пластов. В сложившейся ситуации их значение возрастает, так как стала очевидной необходимость доизвлечения остаточных запасов нефти и газа на крупных и уникальных месторождениях, перешедших на третью и четвертую стадии разработки (см. рис.1.2.)

3. Вновь осваиваемые месторождения в течение последних 15-20 лет имели тенденцию к снижению запасов по каждому вновь открываемому месторождению: если за период 1985-90 гг. средняя величина начальных геологических запасов оценивалась примерно в 18 млн.т., то в последнее десятилетие она снизилась примерно до 7 млн.т.

4. Рыночные отношения пробудили интерес к мелким месторождениям по той причине, что крупные вертикально интегрированные компании нуждаются в повышении ресурсной базы; это приводит к увеличению стоимости акций, к созданию новых рабочих мест, бюджеты всех уровней заинтересованы в поддержании рентных платежей, в получении платы за участие в аукционах.

5. Очевидной стала необходимость в раскрытии творческого потенциала геологов и технологов при освоении остаточных запасов по «старым» месторождениям и на вновь осваиваемых разведочных площадях. В этих условиях разработка нефтяных, газовых и др. месторождений как самостоятельная учебная дисциплина приобретает решающее значение в подготовке высококвалифицированных специалистов для нефтяной промышленности России.

6. Большую роль приобретает контроль и выполнение проектных решений. Так на рис.1.2. приведены показатели добычи нефти двух уникальных месторождений. Видно что на м-нии Прадхо-Бей в течение 10 лет держали «полочку» добычи. Тогда как Самотлорское м-ние имело пик 152 млн.т., а сейчас добывается в 7 раз меньше.

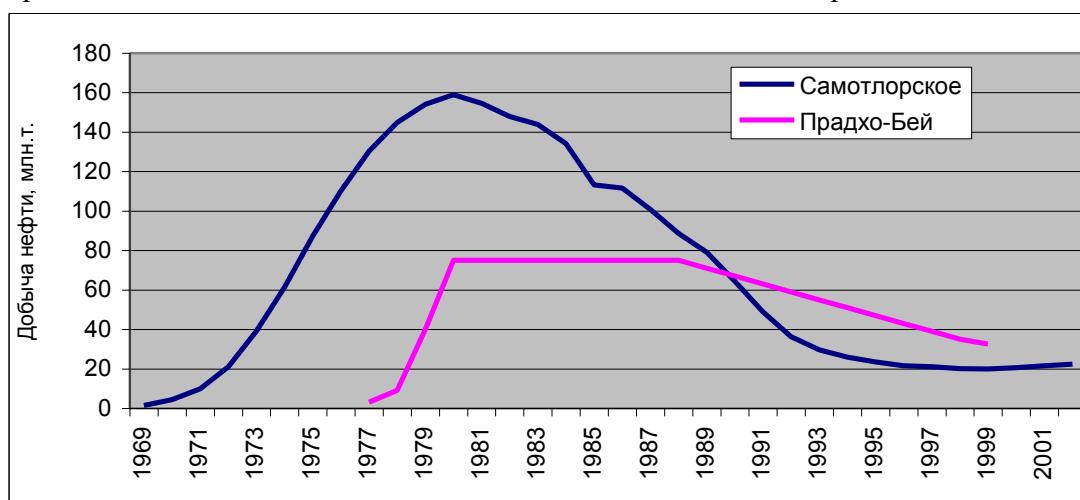


Рис. 1.2. Динамика добычи нефти по Самотлорскому месторождению (Россия) и Прадхо-Бей (Prudhoe Bay, США)

Всего в мире открыто 25 тыс. нефтяных месторождений. Из них гигантских и уникальных 45 месторождений с запасами нефти 70 млрд.т. В данной таблице по нефтяным месторождениям приведены извлекаемые запасы нефти, а по газовым — геологические запасы газа.

Табл. 1.2. Уникальные месторождения мира

Крупнейшие нефтяные месторождения		Крупнейшие газовые месторождения
Россия:	Самотлорское (2,5 млрд. т) Ромашкинское (2,1 млрд. т)	Северное (Катар) – 10,6 трлн. м ³
США:	ПрадхоБей (1,4 млрд. т)	Уренгойское – 10,2 трлн. м ³
Канада:	Атабаска (60 млрд. т)	Ямбургское – 5,2 трлн. м ³
Кувейт:	Большой Бурган (9,13 млрд. т)	Бованенковское – 4,4 трлн. м ³
Саудовская Аравия:	Гавар (8,3 млрд. т)	Заполярное – 3,5 трлн. м ³
Саудовская Аравия:	Сафания (8,3 млрд. т)	Хаси Р.Мейль(Алжир)- 2,3 трлн. м ³
Венесуэла:	Боливар (4,3 млрд.т)	Панхендл (США) – 2.0 трлн. м ³
Северный Ирак:	Киркук (2,14 млрд. т)	

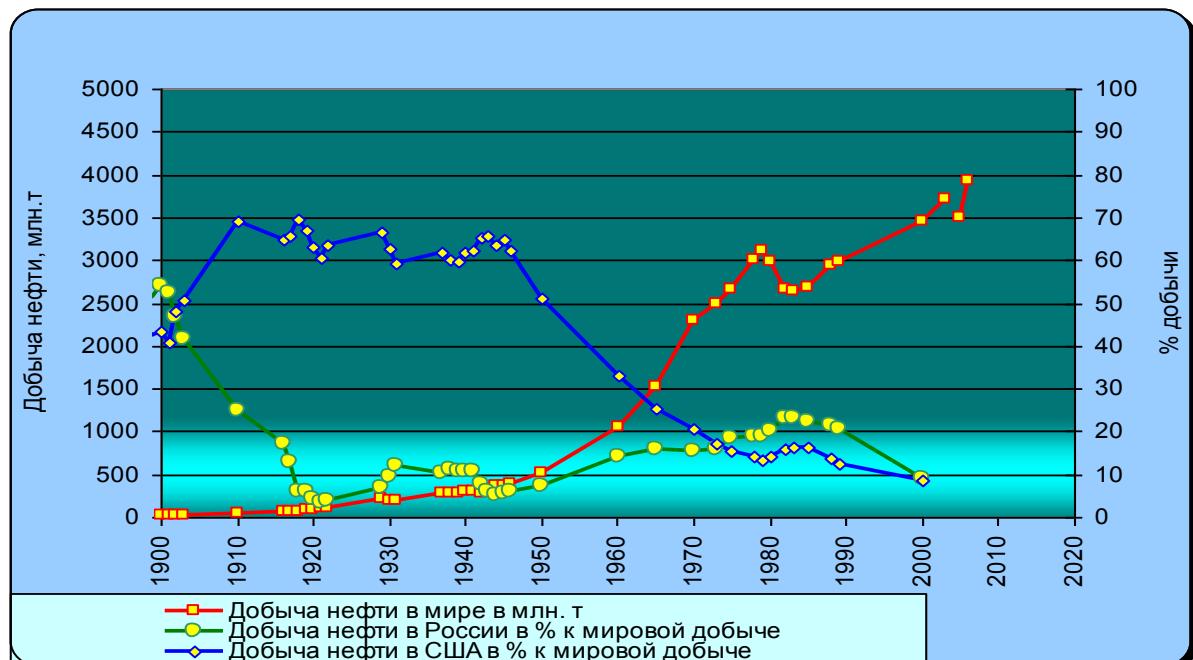


Рис.1.3. Добыча нефти в мире, добыча в США и в России, приведенная в % к величинам мировой нефтедобычи

Табл. 1.3. Основные показатели по крупнейшим нефтедобывающим странам мира

Страна	Добыча нефти в 2000 г.		Максимальная годовая добыча нефти		Годовая добыча нефти в 2000г. в % к максимальной	ОИЗ* на 01.01.2001г.		Кратность ОИЗ к 01.01. 2001 г.	Число продуктивных скважин к 01.01.2001 г.		Средняя продуктивность скважин	Средний ОИЗ на 1 скважину	Население, всего	Годовая добыча на душу
	млн. т	% к миру	млн. т	год		млрд. т	% к миру		всего	% к миру	т/сут			
1. Саудовская Аравия	403.2	11.66	495	1980	81.5	35.8	25.40	88.8	1560	0.17	708	22942.0	19.5	20.6
2. Россия	317.6	9.20	569	1988	55.8	6.66	4.72	20.9	104150	11.39	8.35	63.9	146	2.18
3. США	291.2	8.43	474	1970	61.4	2.99	2.12	10.3	557592	60.99	1.43	5.4	270	1.08
4. Иран	178.4	5.16	300	1974	59.5	12.2	8.65	68.5	1120	0.12	436	10893.0	64	2.79
5. Китай	162.8	4.71	162.8	2000	100	3.29	2.33	20.2	72256	7.90	6.17	45.5	1.24	0.13
6. Норвегия	160.8	4.65	160.8	2000	100	1.29	0.91	8.0	606	0.07	727	2129.0	4.4	36.5
7. Мексика	152.5	4.41	171	1998	89.2	3.88	2.75	25.4	2991	0.33	140	1297.0	91.9	1.66
8. Венесуэла	152.0	4.40	193	1970	78.8	10.5	7.45	69.1	15580	1.70	26.7	673.9	23.6	6.44
9. Ирак	134.1	3.88	168	1979	79.8	15.4	10.92	114.9	1685	0.18	218	9139.0	22	6.1
10. Англия	126.9	3.67	137	1999	92.6	0.68	0.48	5.4	1453	0.16	239	468.0	58.5	2.16
11. ОАЭ	109.1	3.16	123	1992	91.7	13.2	9.36	121.1	2182	0.24	137	6049.0	2.5	43.6
12. Канада	100.0	2.89	119	1998	84.0	0.65	0.46	6.5	50919	5.57	5.38	12.8	30.1	3.32
13. Нигерия	99.6	2.88	112	1974	88.9	3.08	2.18	30.8	2974	0.32	91.8	1036.0	8.5	11.7
14. Кувейт	80.7	2.34	151	1975	53.4	12.9	9.15	159.3	790	0.09	280	16329.0	2.2	36.7
15. Ливия	70.4	2.03	159	1970	44.3	3.08	2.18	44.0	1470	0.16	131	2095.0	5.4	13
16. Индонезия	69.0	1.88	84	1977	77.4	0.68	0.48	10.5	8457	0.93	21.1	80.4	204	0.32
Всего в 16 странах	2.612	75.60	-	-	-	126.3	89.6	48.4	825578	90.3	8.67	153.0	2.19	1.19
Весь мир	3.455	100	3.455	2000	100	141	100	40.8	914127	100	10.4	154.2	~6.000	0.58

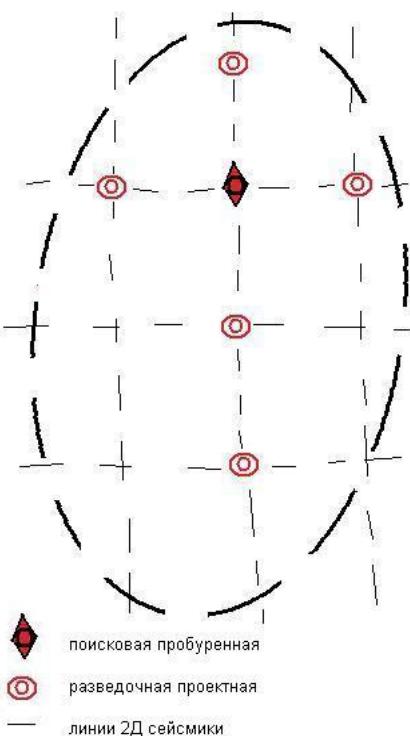
*ОИЗ-остаточные извлекаемые запасы

§2. Технологические проектные документы

Любое месторождение имеет этапы и стадии разработки. И все они осуществляются на основании проектных документов.

Основные этапы: **1 этап - поисково-оценочный.** Целью поисково - оценочных работ является обнаружение новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценка их запасов по сумме категорий С1 и С2.

На этом этапе составляется и реализуется «Проект поискового бурения», который составляется на площадь с выявленной ловушкой и перспективными ресурсами категории С3. Намечается проведение грави-, электро-, магниторазведки, сейсмики, бурение одной или нескольких поисковых скважин, отбор керна, флюидов, испытания с целью обнаружения залежей нефти и/или газа и открытия месторождения.



2 этап: разведка месторождения. Месторождение открыто, если на площади в скважине получен промышленный приток нефти и/или газа. На этом заканчивается этап поиска.

После открытия месторождения составляется «Проект разведочного бурения», с целью разведки и уточнения геологического строения пластов месторождения. Может составляться еще «Проект доразведки». Этап разведки закончен, когда на Госбаланс РФ поставлены запасы категорий С1 (разведанные) и С2 (предварительно оцененные). Но доразведка месторождения продолжается, пока на месторождении имеются запасы категории С2.

3 этап: подготовка к промышленной эксплуатации.

- Проект (план) пробной эксплуатации разведочной (ых) скважин;
- Проект пробной эксплуатации (до 3 лет);
- Тех. схема опытно-промышленной разработки (высоковязкие нефти, сложное строение и т.д. сроком до 5-7 лет).

Основные условия для составления ППЭ – это наличие на Госбалансе РФ запасов нефти и/или газа категории С₁ и С₂.

Рис.2.1. Схема разведки месторождения

Основная цель - оценка добывных возможностей скважин и пластов.

В данных документах решаются задачи:

- выбор первоочередного участка;
- сетка скважин, система воздействия;
- количество первоочередных скважин;
- программа НИР и доразведки;
- оценка добычи на полное развитие.

4 этап: промышленная эксплуатация.

- Тех. схема разработки (на период разбуривания месторождения).

В данном документе решаются задачи:

- выделение объектов;
- расстановка фонда скважин на полное развитие.

Основное условие для составления тех. схемы – это выполнение пересчета запасов и ТЭО КИН с представлением в ГКЗ РФ. (После утверждения тех.схемы составляется «проект обустройства», в котором с учетом многих условий устанавливаются трассы промышленных нефте-газо-конденсатопроводов и их технические характеристики, тип и конструкция устройств для сбора и замера нефти и газа, систем управления, типы и производительность устройств для сепарации нефти и газа, и т.п. На основе проекта обустройства ведется строительство объектов сбора, транспорта, инфраструктуры и др.)

- Дополнение к тех. схеме;
- Проект разработки (после разбуривания фонда скважин на 70 %);
- Дополнение к проекту разработки;

- Проект доработки (уточненный проект разработки) (отобрано ≥ 80 % НИЗ);
- Авторский надзор за реализацией проектного документа - **отменен**.

Проектные документы составляются специализированными организациями, не требуют лицензирования. Но обязательно рассмотрение и согласование работы в ЦКР Роснедр.

Ниже приводится структура проектного документа, соответствующая Методическим рекомендациям.

Структура документа (содержание)

ВВЕДЕНИЕ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

2. СОСТОЯНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И УЧАСТКА НЕДР, ПРЕДОСТАВЛЕННОГО В ПОЛЬЗОВАНИЕ

- 2.1. Основные этапы геолого - геофизических работ
- 2.2. Поисково-разведочное и эксплуатационное бурение
- 2.3. Отбор и исследование керна
- 2.4. Геофизические исследования скважин в процессе бурения
- 2.5. Промыслового-геофизические исследования
- 2.6. Гидродинамические исследования скважин
- 2.7. Лабораторные исследования пластовых флюидов

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

- 3.1. Геологическое строение месторождения
 - 3.1.1. Литолого - стратиграфическая характеристика месторождения
 - 3.1.2. Тектоника
 - 3.1.3. Газонефтеносность месторождения
 - 3.1.4. Толщины продуктивных пластов
- 3.2. Физико - гидродинамическая характеристика продуктивных пород
 - 3.2.1. Результаты исследования керна
 - 3.2.2. Гидродинамические исследования
 - 3.2.3. Физико - химическая характеристика пластовых вод
 - 3.3. Свойства и состав пластовых флюидов
 - 3.4. Запасы нефти, газа и конденсата

4. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

- 4.1. Основные этапы проектирования разработки месторождения
- 4.2. Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом
 - 4.2.1. Анализ структуры фонда скважин
 - 4.2.2. Анализ текущего состояния
 - 4.2.3. Пластовое давление в зонах отбора и закачки. Температура пласта
 - 4.2.4. Анализ выработки запасов нефти, газа и конденсата
- 4.3. Цифровые модели месторождения

5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

- 5.1. Обоснование выбора эксплуатационных объектов
- 5.2. Обоснование вариантов разработки
 - 5.2.1. Обоснование способов воздействия на пласт и методов ППД
 - 5.2.2. Выбор рабочих агентов для воздействия на пласт и ППД
 - 5.2.3. Выбор расчетных вариантов разработки
 - 5.2.4. Технологические показатели разработки месторождения
 - 5.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр
 - 5.4. Период пробной эксплуатации. Обоснование выбора первоочередных скважин на период пробной эксплуатации

6. МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ/ГАЗА И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ/ГАЗООТДАЧИ/КОНДЕНСАТООТДАЧИ ПЛАСТОВ

7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

8. КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН, производство буровых работ, геофизические и геолого-технологические исследования скважин, методы вскрытия пластов и освоения скважин

9. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

10. КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

11. ПРОГРАММА ДОРАЗВЕДКИ И ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ

12. ОХРАНА НЕДР

13. ОБОСНОВАНИЕ НОРМАТИВОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ УВС

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Список литературы

ПРИЛОЖЕНИЯ:

1. Копия Лицензии и Лицензионного соглашения

2. Копия Технического задания на выполнение работы
 3. Протокол ЦКР Роснедра последнего проектного документа
- Электронные приложения - лазерный диск (текст, графика, модель)
- ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ**

Уже во введении ставятся основные проблемы, присущие разработке данного месторождения:

- появилась новая геологическая информация, вследствие чего запасы нефти/газа/конденсата увеличились или уменьшились.
- получена новая промысловая информация, вследствие чего дебиты/добыча нефти/газа/конденсата увеличились или уменьшились.
- имеются особые условия (сезонность, кризис и др.), вследствие чего выполнение лицензионных условий и проектных решений замедляется или задерживается на некоторое время.

По большому счету проблема одна: добыча нефти либо слишком большая, либо слишком маленькая. Все остальные проблемы подчиненные.

Формулируется основная причина (или причины) возникших проблем:

- геологическая;
- технологическая или техническая;
- организационно-экономическая.

Проектный документ должен отвечать на следующие вопросы:

1. Каков объем начальных и текущих (остаточных) запасов нефти и газа? Какова их структура по площади и по разрезу? Завышены запасы, занижены или оценены достоверно?
2. Соответствует ли система разработки текущей (остаточной) структуре запасов? Обеспечиваются ли отборы жидкости, нефти, компенсация закачкой, пластовые давления, способы отбора жидкости?
3. Соответствуют ли способы добычи продуктивности? Оптимальны ли режимы?
4. Каковы предложения по совершенствованию системы разработки:
 - увеличение или ограничение отборов жидкости;
 - совершенствование системы ППД;
 - дальнейшее бурение и другие ГТМ.
5. Какой объем ГТМ реализуется? Какой объем ГТМ рекомендуется на перспективу? Имеется ли потенциал по фонду и отборам жидкости? Нужны ли дополнительные и новые ГТМ, в том числе дорогостоящие, что потребует дополнительных затрат? Будут ли они рентабельны?
6. Можно ли выполнить уровни утвержденные ЦКР, ТКР, проектные показатели и при каких условиях? Или нельзя?
7. Соответствует ли система сбора и подготовки фактическим уровням добычи жидкости, нефти, газа конденсата?

Какие карты и графика требуются при проведении анализа разработки и выработки запасов?

I. Геологические карты:

1. структурная карта по кровле продуктивного пласта - это карта глубин залегания пласта в абсолютных отметках;
2. карта неftenасыщенных/газонасыщенных толщин пласта;
3. карта совмещенных контуров нефте/газоносности и границы лицензионного участка;
4. карта коэффициента пористости;
5. карта коэффициента неftenасыщенности;
6. карта коэффициента газонасыщенности;
7. карта коэффициента расчлененности;
8. карта коэффициента песчанистости;
9. карта коэффициента проницаемости;
10. карта коэффициента гидропроводности;
11. карта коэффициента пьезопроводности;

12. карта толщин глинистого раздела между пластами в объекте разработки;
13. карта начальной плотности запасов нефти (газа) на 1м нефтенасыщенной (газонасыщенной) толщины { $F_1 = S * K_{\text{нн}} * m$; $F_1 = S * m * K_{\text{гн}}$, ($\text{м}^3/\text{м}$)};
14. карта начальной плотности запасов нефти (газа) на единицу площади { $F_2 = h_{\text{нн}} * K_{\text{нн}} * m$ ($\text{м}^3/\text{м}^2$), $F_2 = h_{\text{гн}} * K_{\text{гн}} * m$ ($\text{м}^3/\text{м}^2$)}.

II. Карты разработки:

1. карта текущих отборов нефти, газа, воды объекта;
2. карта накопленных отборов нефти, газа, воды объекта;
3. карта изобар объекта;
4. карта текущей плотности запасов объекта;
5. карта ГТМ объекта;
6. карта проектного и пробуренного фонда скважин объекта А по варианту 1,2,3;
7. совмещенная карта проектного и пробуренного фонда скважин рекомендуемого варианта по месторождению.

III. Геологический разрез по линии скважин, схема корреляции, графики разработки и т.д.

Обязательное условие: в каждом разделе необходимо давать (писать) выводы. т.е. свое отношение к объекту исследования (написанному): хорошо – плохо.

Все проектные документы составляются на основании правил разработки, регламентов, методических указаний и т.д. Список основных документов представлен ниже.

Табл. 2.1. Основные документы и регламенты

Приказ МПР РФ от 07.02.2001 г. № 126 «Об утверждении временных положений и классификаций»	
Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. М., 1987 г.	Инструкция по применению классификации запасов месторождения, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. М., 1984 г.
Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений РД 153-39-007-96, М., 1996 г.	Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов технико-экономического обоснования коэффициента извлечения нефти из недр. М., 1987 г.
<u>Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39.0-047-00)</u> Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений РД 153-39.0-047-00, М., 2000 г.	Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов Совет Министров СССР от 8 апреля 1983 года №299
Методические указания по геолого-промышленному анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений РД 153-39.0-110-01, М., 2002 г.	Об утверждении классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, приказ МПР от 1 ноября 2005 г. №298
<u>Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и geoхимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений (РД 153-39.0-109-01)</u>	Методические рекомендации по составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения газа, 2008г
Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений, М., Недра, 1971 г.	Методические рекомендации по составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, 2008г
<u>Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (Приказ МПР РФ №61 от 21.03.2007г)</u>	Сайт ГКЗ РФ: www.gkz-rf.ru

§3. Понятия о пластовых флюидах

Пластовые флюиды – обобщенное понятие жидкостей и газов, находящихся в поровом пространстве пласта и характеризующиеся текучестью.

3.1. Нефть – природная смесь (жидкое полезное ископаемое), состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой, нафтеновой и ароматической групп, которая в пластовых и стандартных условиях (0,1013 МПа при 20° С) находится в жидкой фазе. (Битум и сланцы).

Физические свойства нефти

В стандартных условиях к основным параметрам нефтей относятся: плотность, молекулярная масса, вязкость, температура застывания и кипения, а для пластовых условий определяются следующие параметры: газосодержание (газовый фактор), давление насыщения нефти растворенным газом, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, плотность, вязкость и др.

Физические свойства и параметры нефти описываются количественно. Но нам необходимо дать качественную оценку или характеристику, т.е. свое отношение к флюиду: хорошо – плохо. Любое свойство может быть благоприятным, неблагоприятным или иметь негативные последствия.

Плотность нефти определяется её массой в единице объема (кг/м³ или г/см³).

Классификация нефтей по плотности: 780-850 кг/м³ – легкая нефть, 851-899 кг/м³ – нефти средней плотности, 900-1000 кг/м³ – тяжелые нефти, более 1000 - битумы.

Вязкость или внутреннее трение – свойство жидкости (газа) оказывать сопротивление перемещению её частиц при движении. Различают кинематическую и динамическую вязкости. Динамическая вязкость (μ) выражается величиной сопротивления (Па·с) взаимному перемещению двух слоев жидкости с поверхностью 1 м², отстоящих друг от друга на расстоянии 1 м, при относительной скорости перемещения 1 м/с под действием приложенной силы в 1Н. Единица измерения: сПз = 10⁻³ Па·с. $\nu = \mu/\rho$ – кинематическая вязкость. (1сСт=1мм²/с). Величина обратная вязкости (1/ μ) называется текучестью.

Классификация нефтей по вязкости: 0,5 ≤ μ_n ≤ 10сПз – маловязкие, 10-30сПз – средней вязкости, >30сПз – высоковязкие. В Западной Сибири высоковязкие нефти находятся в пластах ПК Русского, Северо-Комсомольского и Ван-Еганского месторождений (вязкость нефтей 200-400сПз). Нефть Ярегского месторождения, расположенного в Коми АССР, составляет 2000—22000 МПа·с и добывается шахтным способом. Для зависимости вязкости от температуры можно использовать формулу Г. Вальтера: $\mu_n(t) = \mu_n^{20} + 3.5 * \lg(293/(273+t))$.

Температура застывания – температура, при которой нефть теряет свою текучесть. Маловязкая нефть Западной Сибири застывает при температуре (- 20° С) ÷ (- 30° С) и ниже.

Плотность пластовой нефти определяется по формуле: $\rho_{n.pl.} = \frac{\rho_n + \Gamma_\phi \cdot \rho_g}{b_n}$, где ρ_n –

плотность разгазированной нефти (г/м³), Γ_ϕ – газосодержание (м³/т), ρ_g – плотность газа (кг/м³), b_n – объемный коэффициент нефти (б/р).

Химический состав нефти:

метановая группа – C_n H_{2n+2};

нафтеновая группа – C_n H_{2n}, C₂ H_{2n-2}, C₂ H_{2n-4};

ароматическая группа – C_n H_{2n-6, 12, 18, 24}.

По физическому состоянию в поверхностных условиях CH₄-C₄H₁₀ – газы, от C₅H₁₂ до C₁₇H₃₆ – жидкости, C₁₈-C₃₅ – парафины и C₃₆ – церезины.

По количеству парафина подразделяются на:

малопарафинистые (< 1,5 %);

парафинистые (1,51 – 6 %);

высокопарафинистые (> 6 %).

По содержанию серы:

малосернистые (< 0,5 %);

сернистые (0,51 – 2 %);

высокосернистые (> 2 %).

По количеству смол:

малосмолистые (< 5 %);
 смолистые (5 – 15 %);
 высокосмолистые (> 15 %).

Фракционный состав отражает относительное содержание фракций нефти, вскипающих при разгонке до 350 °C и масляных фракций (дистиллятов) с температурой кипения выше 350 °C

T₁: > 45 %;
 T₂: 30 – 44,9 %;
 T₃: < 30 %.

Газосодержание пластовой нефти - это объем газа (V_g) растворенного в 1м³ объема пластовой нефти: Г_ф=V_g/V_{н.пл.}. Газосодержание обычно выражают в м³/м³ или м³/т.

Если Г_ф < 50м³/т, то это малое содержание газа в нефти, Г_ф=150-300м³/т - повышенное содержание газа в нефти, Г_ф=300-600м³/т очень высокое содержание газа в нефти. Если Г_ф >= 800÷900м³/т, то это газоконденсатная система.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) не является самостоятельным видом полезного ископаемого и состоит из двух компонентов: растворенного в нефти газа и прорывного газа газовых шапок.

Газовый фактор отношение объема полученного из месторождения через скважину количества попутного нефтяного газа, приведенного к атмосферному давлению и температуре 20 °C, к количеству добытой за то же время нефти при том же давлении и температуре. Газовый фактор выражают в м³/м³ или м³/т.

Объемный коэффициент нефти – отношение объема пластовой нефти к объему получаемой из него сепарированной нефти в стандартных условиях: b_н = V_{пл}/V_{сепар}.

Эмпирическая формула для определения объемного коэффициента:

$$b_n = 1 + 0,00305 \cdot \Gamma_\phi \quad (3.1)$$

Пример: при Г_φ = 100 м³/т, b_н = 1,305; при Г_φ = 330 м³/т, b_н = 2,007. Этот факт означает, что объем нефти в пласте увеличивается в 2 раза!!!

Пересчетный коэффициент – величина обратная объемному коэффициенту: θ = 1/b.

Используя объемный коэффициент, можно определить «усадку» нефти, т. е. установить уменьшение объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность. *Усадка нефти определяется по формуле U=(b_н-1)/b_н.*

Коэффициент сжимаемости нефти (β_н) – показатель изменения единицы объема пластовой нефти при изменении давления на 0,1 МПа.

β_н = (1/V) (ΔV/Δp), где ΔV—изменение объема нефти, V—исходный объем нефти. Δp — изменение давления. Размерность β_н —1/Па, или Па⁻¹. Диапазон изменения коэффиц. β_н для нефти: (2-10) 10⁻³ 1/МПа = (2-10) 1/ГПа.

Давление, при котором из нефти начинает выделяться растворенный газ, называется **давлением насыщения** (Рнас). Чем выше газосодержание нефти, тем выше её давление насыщения. Для оценки можно воспользоваться эмпирической формулой:

Рнас=0.916+0.107*Г_ф [МПа] или Рнас=0.000188*EXP(7.81306*ρ_н)*Г_ф, где ρ_н – т/м³.

При Г_ф>300м³/т, как правило, Рнас~Рпл.нач.

3.2. Газ – природная смесь углеводородных и неуглеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых условиях в газообразной фазе, либо в растворенном виде в нефти или воде, а в стандартных условиях - только в газообразном виде.

Основные параметры газа - молекулярная масса, плотность газа в стандартных условиях, относительная плотность по воздуху, критические температура и давление, коэффициент сверхсжимаемости, объемный коэффициент, вязкость газа, температура гидратообразование, теплота сгорания и другие.

Различают:

1. свободный газ газовой залежи, который состоит из метана (95-99 %)
2. газ газоконденсатной залежи, газ газовой шапки, (метан – 70-90 %)
3. растворенный (нефтяной) газ, (метан – 30-70 %) (см.табл.3.1, 3.2).

Табл. 3.1. Состав природных газов

Углеводородные компоненты	Неуглеводородные компоненты	инертные газы
алканы C _n H _{2n+2} циклоалканы C _n H _{2n}	азот N ₂ (>=15%) угл. газ CO ₂ (>=15%) сероводород H ₂ S (>=0.5%) ртуть меркаптаны RSH	Гелий(>=0,005%) Аргон Криптон Ксенон

Табл. 3.2. Состав природных газов газовых и газоконденсатных месторождений и попутного газа нефтяных месторождений

Месторождение	Состав газа (по объему), %								Относительная плотность по воздуху (при 20°C)	Удельная теплота сгорания (при 20°C, кДж/м ³)
	Метан CH ₄	Этан C ₂ H ₆	Пропан C ₃ H ₈	Бутан C ₄ H ₁₀	Пентан C ₅ H ₁₂ +выше	Двухокись углерода CO ₂	Азот N ₂ +Ne	Сероводород H ₂ S		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Газовые залежи (сухой сеноманский газ)										
Уренгойское	98,8	0,07	-	-	0,01	0,29	0,80	-	0,561	33080
Ямбургское	98,6		0,07			0,19	1,12	-	0,562	33080
Медвежье	99,2	0,12	-	-	0,01	0,01	0,60	-	0,558	33200
Бованенковское	99,0	0,028	0,007	0,003	-	0,063	0,855	Следы	0,560	33080
Заполярное	98,4	0,07	0,01	-	0,01	0,20	1,30	-	0,562	32900
Вынгапурское	95,1	0,32	-	-	-	0,19	4,30	-	0,575	31950
Мессояхское	97,6	0,10	0,03	0,01	0,01	0,06	1,60	-	0,568	32100
Газоконденсатные залежи										
Вуктыльское (1)	81,80	8,80	2,8	0,94	0,30	0,30	5,10	-	0,670	36500
Вуктыльское (2)	74,80	7,70	3,90	1,80	6,40	0,10	4,30		0,882	-
Оренбургское	84,00	5,00	1,60	0,70	1,80	0,50	3,50		0,680	-
Ямбургское	89,67	4,39	1,64	0,74	2,36	0,94	0,26		0,713	-
Уренгойское	88,28	5,29	2,42	1,00	2,52	0,01	0,48		0,707	-
Газ нефтяных месторождений (попутный газ)										
Бавлинское	35,0	20,70	19,9	9,8	5,8	0,40	8,40		1,181	-
Ромашкинское	38,3	19,10	17,8	8,0	6,8	1,50	8,00		1,125	-
Самотлорское	53,4	7,20	15,1	8,3	6,3	0,10	9,60		1,010	-
Узенькое	50,2	20,20	16,8	7,7	3,0	-	2,30		1,010	-

Физические свойства газа

Молекулярная масса – масса атомов обозначается буквой М. Например: M_{метана} = 16,043, M_{этана} = 28,054, M_{пентана} (легкая нефть) = 72,151 (табл.3.3). Для реальных газов обычно M = 16-35.

Плотность газа при стандартных условиях – отношение молекулярной массы газа к его мольному объему: $\rho_{ст} = M/V_m = M/24.05$ (кг/м³); при нормальных условиях: $\rho_{норм} = M/22.41$ (кг/м³). Плотность природных газов изменяется в диапазоне: 0,5-2,0 кг/м³.

Для примера приведем плотность некоторых газов: $\rho_{возд} (0^{\circ}\text{C}) = 1,293$ кг/м³, $\rho_{возд} (20^{\circ}\text{C}) = 1,205$ кг/м³, $\rho_{CH_4} = 0,733$ кг/м³, $\rho_{C_2H_6} = 1,252$ кг/м³. Относительная плотность газа по воздуху: $\rho_{g.отн} = \rho_g / \rho_{воздух}$. Для чего нужен этот параметр? Чтобы знать будет газ улетать или скапливаться на земле при аварии газопровода.

Классификация газа по относительной плотности:

свободный газ (сеноманский) – 0.5-0.55, это сухой газ;

газ газовой шапки или газоконденсатной залежи – 0.6-0.7, это смесь сухого газа и конденсата;

растворенный газ – 0.7-1.3, это смесь сухого газа, сжиженного газа и газового бензина;

газогидратный – 900-1100 кг/м³; это соединение газа с водой в твердом виде.

Табл. 3.3. Физические свойства углеводородных и неуглеводородных газов

Показатель	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	nC_4H_{10}	$i\text{C}_4\text{H}_{10}$	C_5H_{12}	C_6H_{14}	Воздух
Молекулярная масса	16,043	30,07	44,097	58,124	58,124	72,151	86,172	28,960
Плотность, кг/м ³ :								
при 0 °С и 0,1013 МПа	0,7168	1,356	2,01	2,703	2,673	3,457	3,84	1,2928
при 20 °С и 0,1013 МПа	0,6687	1,264	1,872	2,519	2,491	3,228	3,583	1,205
Относительная плотность (по воздуху)	0,555	1,049	1,554	2,091	2,067	2,674	2,974	1.00
Теплота сгорания при 0 °С и 0,1013 МПа, кДж/м ³ :								
высшая	39830	70370	100920	133890	131800	158360	171790	-
низкая	35880	64430	92930	123680	121750	146230	-	-
Показатель	N_2	H_2	O_2	CO_2	H_2S	Водяной пар	Не	
Молекулярная масса	28,016	2,016	32	44,011	34,082	18,016	4,003	
Плотность, кг/м ³ :								
при 0 °С и 0,1013 МПа	1,2505	0,08999	1,4290	1,9768	1,5392	0,7680	0,1785	
при 20 °С и 0,1013 МПа	1,1651	0,0837	1,3314	1,8423	1,4338	0,7519	1,1663	
Относительная плотность (по воздуху)	0,9673	0,0695	1,1053	1,5291	1,1906	0,6240	0,1381	
Теплота сгорания при 0 °С и 0,1013 МПа, кДж/м ³ :								
высшая	-	12762	-	-	25708	-	-	-
низкая	-	10798	-	-	23698	-	-	-

Критическая температура ($T_{\text{кр}}$) – температура, выше которой газ не может быть превращен в жидкость, ни при каком давлении.

Критическое давление ($P_{\text{кр}}$) – давление, соответствующее критической точке, выше которой в однокомпонентной системе жидкая и газовая фаза вещества не могут равновесно существовать. Значение $T_{\text{кр}}$ и $P_{\text{кр}}$ для различных газов приведено в табл. 3.4.

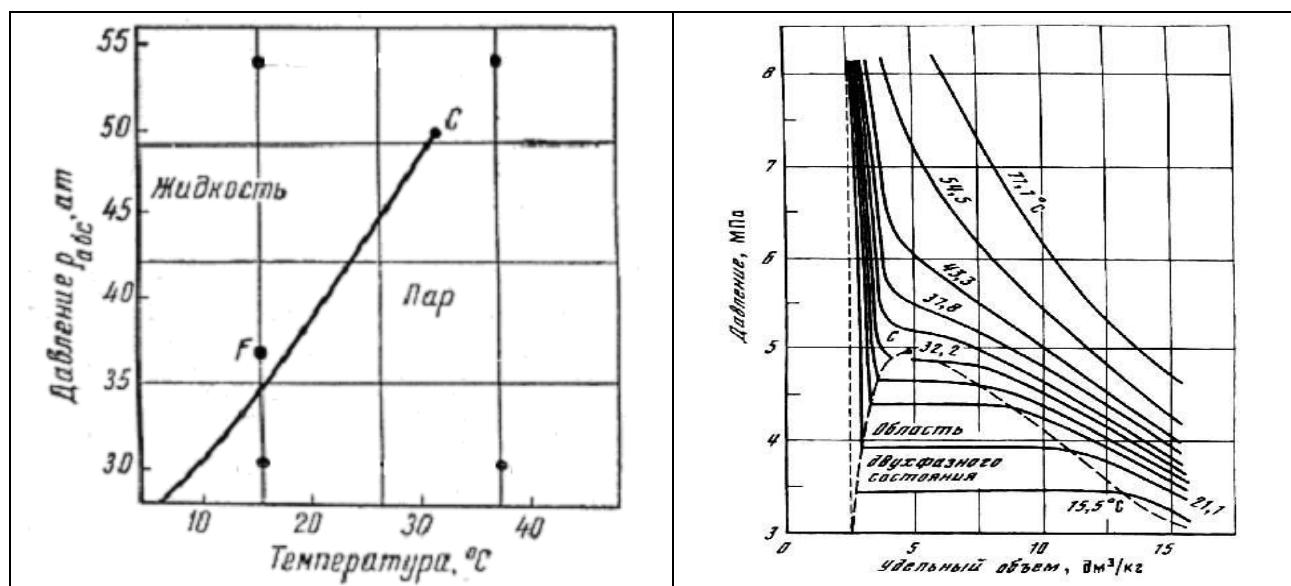


Рис. 3.1. Фазовое состояние чистого этана в координатах Т-Р и В-Р

Углеводородные газы, подобно всем индивидуальным веществам, изменяют свой объём при изменении давления и температуры. На рис. 3.1 представлена диаграмма фазового состояния для чистого этана. Каждая из кривых соответствует фазовым изменениям при постоянной температуре и имеет три участка. Слева от пунктирной линии отрезок соответствует газовой фазе, горизонтальный участок – двухфазной газожидкостной области, правый участок – жидкой фазе. Отрезок пунктирной линии вправо от максимума в точке С называется кривой точек конденсации (или точек росы), а влево от максимума – кривой точек парообразования (кипения). В точке С пунктирной линии кривые парообразования и

конденсации сливаются. Эта точка называется критической.

С приближением температуры и давления к критическим значениям свойства газовой и жидкой фаз становятся одинаковыми, поверхность раздела между ними исчезает, и плотности их уравниваются. Следовательно, с приближением к критической точке по кривой начала кипения плотность жидкой фазы будет непрерывно убывать. Если же к ней приближаться по линии точек конденсации, то плотность пара будет непрерывно возрастать.

Для индивидуальных углеводородов граничным давлением между жидкой и газовой фазой является давление упругости паров (при данной температуре), при котором происходит конденсация или испарение. Обе фазы (жидкость и пар) при данной температуре присутствуют в системе только в том случае, если давление равно упругости насыщенного пара над жидкостью.

Фазовые превращения углеводородов можно также представить в координатах давление-температура (рис. 3.1). Для однокомпонентной системы кривая давления насыщенного пара на графике давление-температура является одновременно кривой точек начала кипения и линией точек росы. При всех других давлениях и температурах вещество находится в однофазном состоянии.

Фазовая диаграмма индивидуальных углеводородов ограничивается критической точкой С. Для однокомпонентных систем эта точка определяется наивысшими значениями давления и температуры, при которых ещё могут существовать две фазы одновременно.

Значительно сложнее закономерности фазовых переходов двух- и многокомпонентных систем.

Табл. 3.4. Критические параметры газов

Газ	$T_{\text{кр}}, \text{К}$	$P_{\text{кр}}, \text{МПа}$	$\rho_{\text{кр}}, \text{кг}/\text{м}^3$
Метан	190,65	4,74	162
Этан	305,25	5,04	210
Пропан	368,75	4,49	226
н-Бутан	425,95	3,6	225
изо-Бутан	407,15	3,7	234
изо-Пентан	460,95	3,39	234
н-Пентан	470,35	3,41	232
<hr/>			
Азот	126,05	3,39	311
Аргон	150,75	4,86	531
Водород	33,25	1,3	31
Водяной пар	647,3	21,77	324
Воздух	132,45	3,78	335
Гелий	5,25	0,23	69,3
Двуокись серы	430,35	8,05	524
Двуокись углерода	304,25	7,54	468
Кислород	154,35	5,14	430
Окись азота	179,15	6,72	520
Окись углерода	134,15	3,62	311
Сероводород	373,55	9,18	359

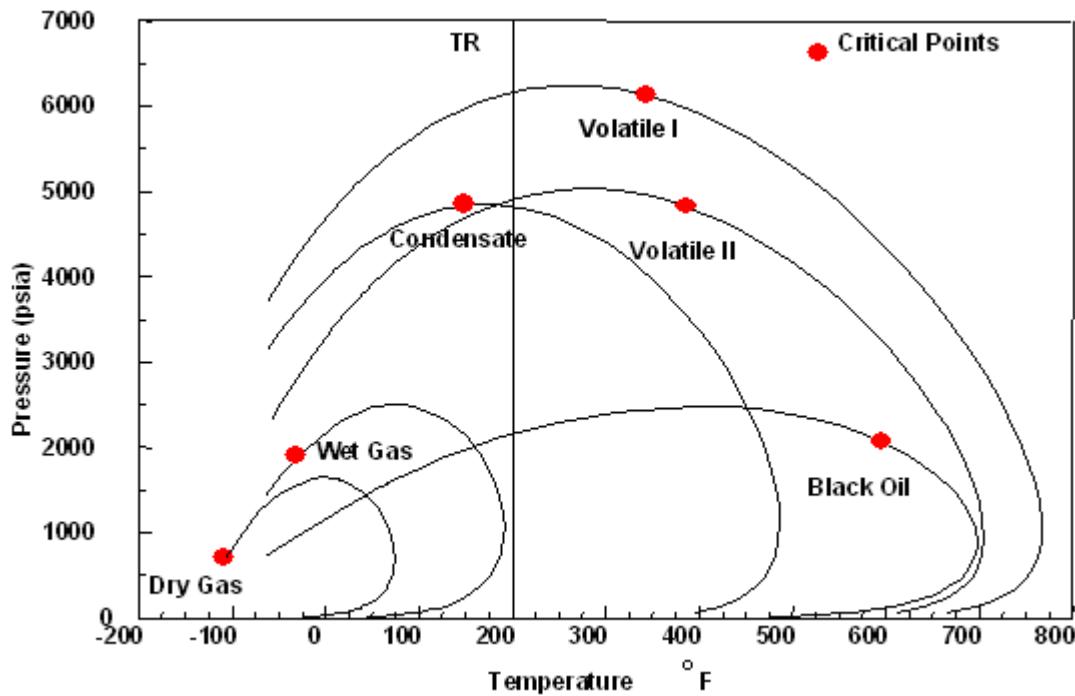


Рис. 3.2. Характерный вид фазовых диаграмм: Black Oil - черная нефть, Volatile Oil - летучая нефть, Gas Condensate – газовый конденсат, Wet Gas - жирный газ, Dry Gas - сухой газ

Тройная точка – точка, в которой твердая, жидккая и газообразная фаза сосуществуют в условиях равновесия. Фазовый переход – это переход вещества из одной фазы в другую. Фазовый переход 1 рода – это переходы между тремя агрегатными состояниями вещества (твердое, жидкое и газообразное), а именно: испарение – конденсация, плавление – затвердевание, сублимация – возгонка.

Пример. Тройная точка для воды составляет: $T = 273,13 \text{ }^{\circ}\text{K}$, $P = 0,00061 \text{ МПа}$.

Тройная точка для метана равна: $T = 90,7 \text{ }^{\circ}\text{K}$, $P = 4,599 \text{ МПа}$.

Вода встречается в природных условиях в трех состояниях: твердом — в виде льда и снега, жидком — в виде собственно воды, газообразном — в виде водяного пара. Эти состояния воды называют *агрегатными состояниями*, или же соответственно твердой, жидкой и парообразной фазами. Переход воды из одной фазы в другую обусловлен изменением ее температуры и давления. На рис. 3.2 приведена диаграмма агрегатных состояний воды в зависимости от температуры t и давления P . На рисунке видно, что в области I вода находится только в твердом виде, в области II — только в жидком, в области III — только в виде водяного пара.

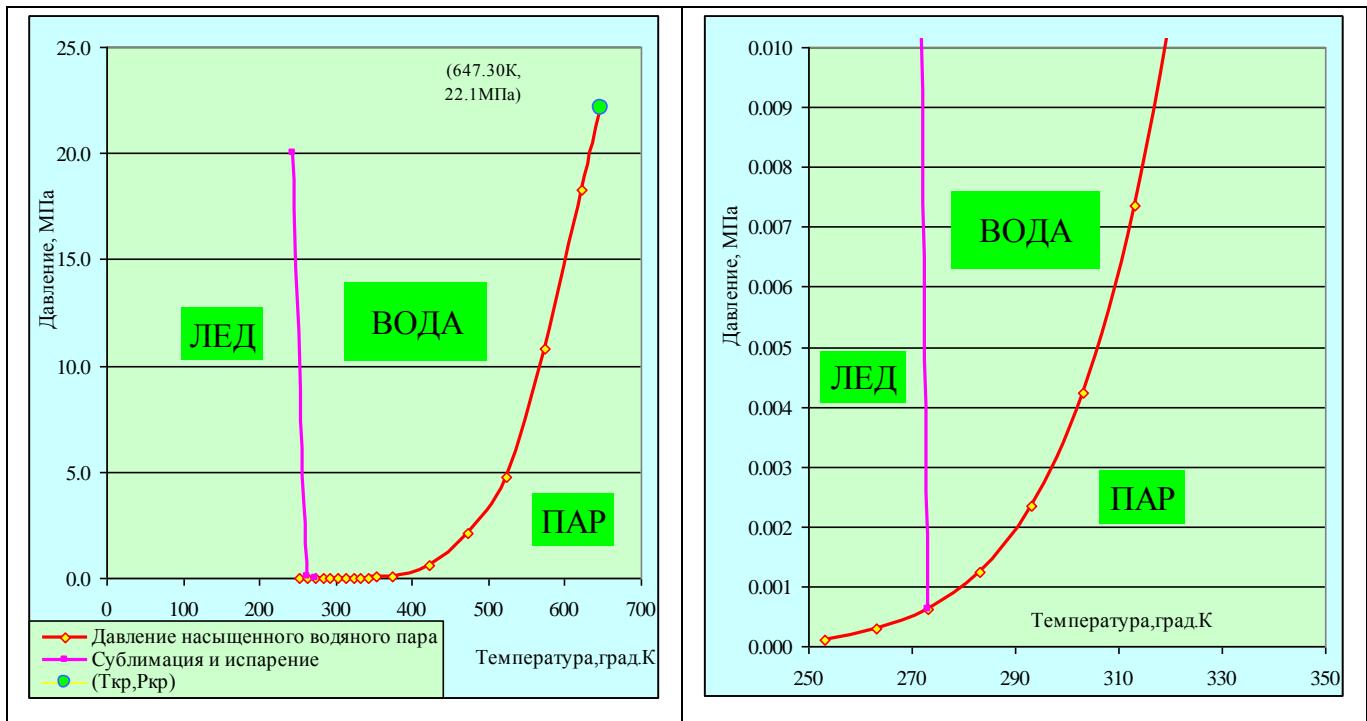


Рис. 3.3. Критическая и тройная точка для воды (Т – тройная точка, С – критическая точка)

Вдоль кривой AC она находится в состоянии равновесия между твердой и жидкой фазами (**плавление льда и кристаллизация воды**); вдоль кривой AB — в состоянии равновесия между жидкой и газообразной фазами (**испарение воды и конденсация пара**); вдоль кривой AD — в равновесии между твердой и газообразной фазами (**сублимация водяного пара и возгонка льда**).

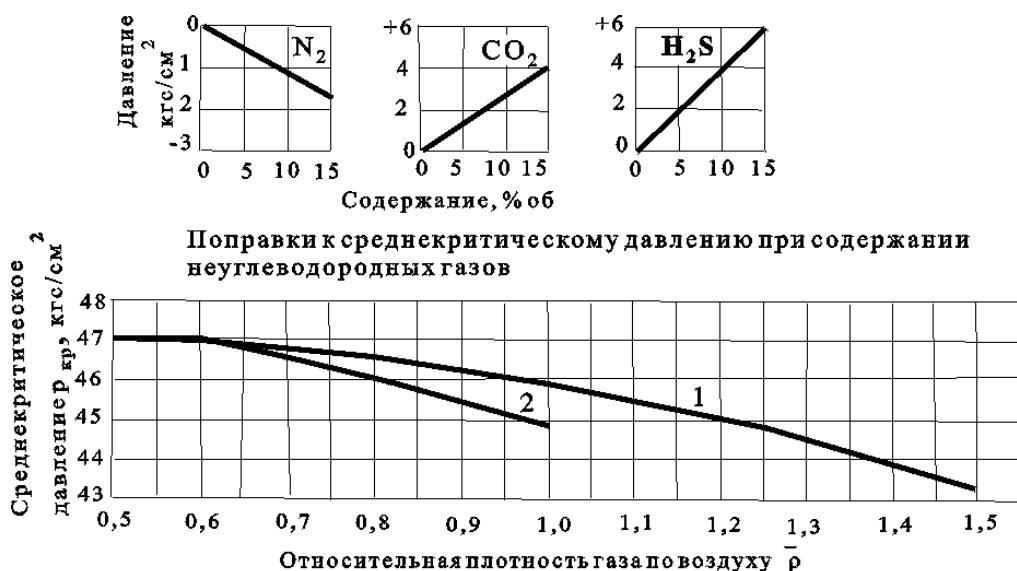


Рис. 3.4. Зависимость среднекритического давления от относительной плотности газа по воздуху:
1-газовые месторождения; 2-газоконденсатные месторождения ($\rho_{oth}=0.7-0.9$)

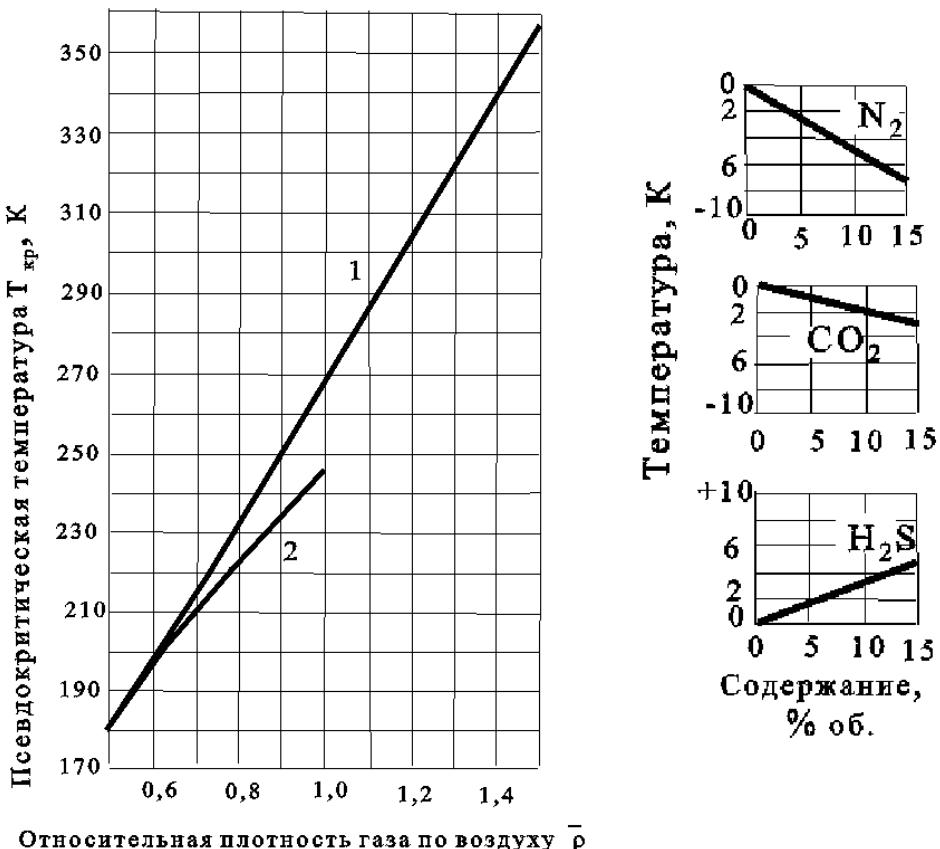


Рис. 3.5. Зависимость среднекритической температуры от относительной плотности газа по воздуху:
1-газовые месторождения; 2-газоконденсатные месторождения ($\rho_{\text{отн}}=0.7-0.9$)

Уравнением состояния называется аналитическая зависимость между термодинамическими параметрами, описывающими поведение вещества. **Совершенный (идеальный) газ** - это газ, в котором можно пренебречь объемом молекул и взаимодействием их между собой. *Уравнение состояния совершенного (идеального) газа* $p = \rho R T$ (до 10 МПА) или уравнение Менделеева-Клайперона: $PV = RT$.

Совершенный (идеальный) газ - это гипотетический флюид.

Уравнение реального газа: $PV = ZRT$

Коэффициент сверхжимаемости (Z) – отношение объемов равного числа молей реального и идеального газов при одинаковых и тех же термобарических условиях. Основной диапазон изменения Z : 0,8-1,2. Z – мера отклонения реального газа от идеального.

Объемный коэффициент газа – объем, занимаемый в пластовых условиях газом, имеющим в нормальных условиях объем 1 м³.

Объемный коэффициент газа – это коэффициент уменьшения объема газа при переходе в пластовые условия. Он определяется по формуле: $V_g = \frac{P_o}{T_o} \cdot \frac{T \cdot Z}{P} = 0,000375 \frac{T \cdot Z}{P}$, где $[T] = {}^0\text{K} = 273,152 + {}^0\text{C}$, $[P] = \text{МПа}$. Пересчетный коэффициент – увеличение объема газа при переходе из пластовых условий в поверхностные, величина обратная объемному коэффициенту: $\theta = 1/V_g$.

Плотность газа при различных Т и Р можно рассчитать по формуле: $\rho = \rho_o \cdot \frac{P \cdot T_o}{P_o \cdot T \cdot Z}$.

Плотность газа в пластовых условиях: $\rho_{\text{п.д.}} = \rho_o / V_g$.

Псевдокритическое давление и температура – это расчетные Ркр и Ткр для смеси газов. Для определения псевдокритического давления и температуры можно воспользоваться графиками (рис. 3.4, 3.5) или формулами:

$$\begin{cases} P_{np} = -0,464\rho_e + 4,937 [МПа] = -4,64\rho_e + 49,37 [амм] \\ T_{np} = 171,5\rho_e + 97 [^{\circ}К] \end{cases} \quad (3.2)$$

Где $T [^{\circ}К] = 273,15 + T [^{\circ}С]$

Для определения коэффициента сверхсжимаемости можно воспользоваться графиком Брауна (рис. 3.6) или эмпирической формулой:

$$Z = 1 - 0.01 \cdot [0.76 \cdot (T_{np})^3 - 9.36T_{np} + 13] \cdot [8 - P_{np}] \cdot P_{np}; \quad (3.3)$$

где $T_{np} = T/T_{nkp}$; $P_{np} = P/P_{nkp}$ приведенные температура и давление.

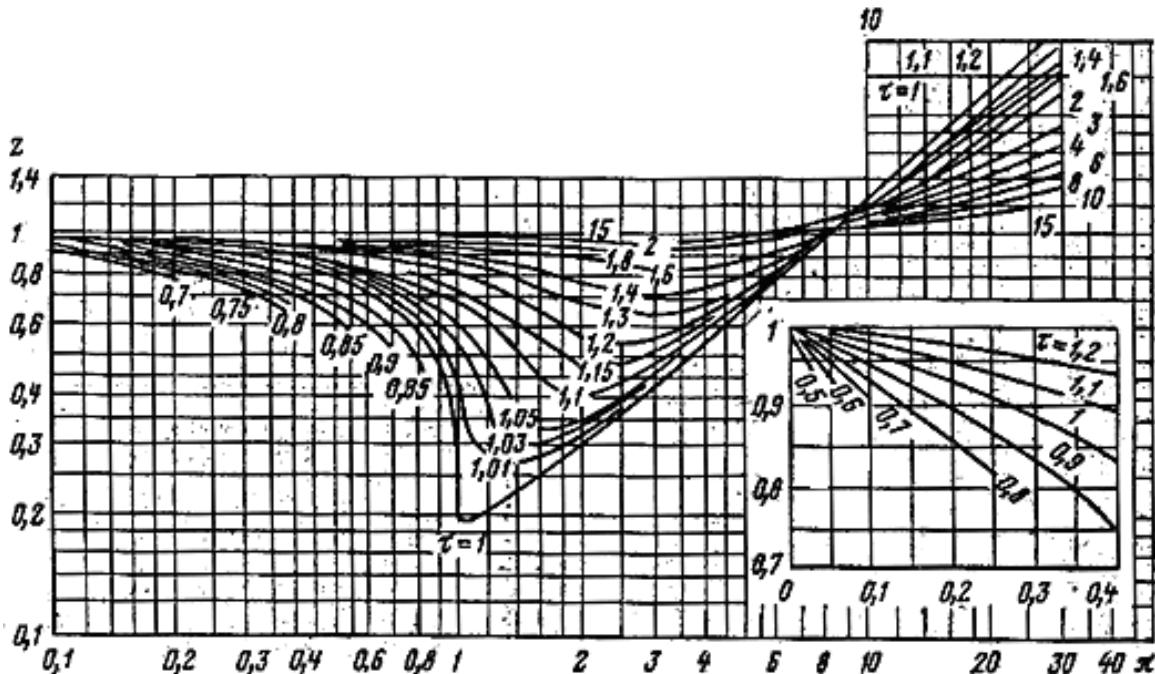


Рис.3.6. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости природного газа от приведенного давления и температуры

Вязкость – сила внутреннего трения, возникающая между двумя слоями газа, перемещающимися параллельно друг другу с различными по величине скоростями. Диапазон изменения вязкости газа: 0,01-0,03 сПз. Зависимость динамической вязкости метана от давления и температуры приведена на рис.3.7.

Зависимость динамической вязкости природных газов при атмосферном давлении и различных температурах можно рассчитать по зависимости:

$$\mu_{t,pam} = \mu_0 = 0.0101 \cdot t^{1/8} - 0.00107 * M^{1/2}, мПа \cdot с \quad (3.4)$$

где t -температура в град.С, M -молекулярная масса газа.

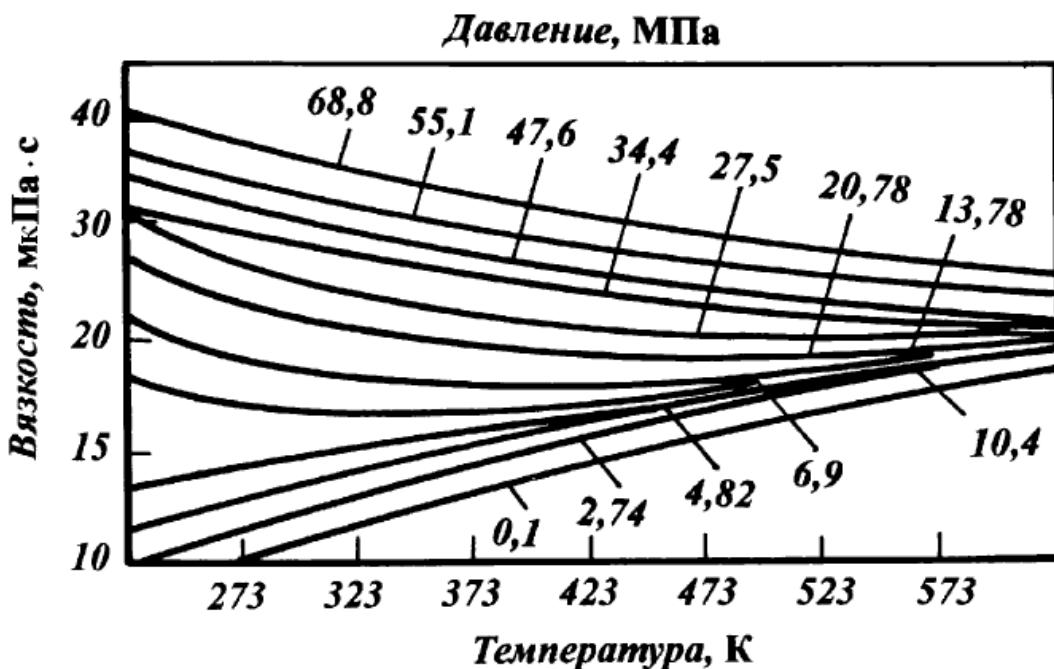


Рис.3.7. Зависимость динамической вязкости метана от давления и температуры

Пример: Рассчитайте основные параметры газов при различных температурах и давлениях. См. табл. 3.5.

Табл. 3.5. Свойства сеноманского газа и газа юрской залежи при различных температурах и давлениях

Газ/Место- рождение	Плотность, кг/м ³	Относительная плотность по воздуху (при 20°C)	Темпе- ратура, град.С	Давление, атм.	Z	Объемный коэф- фициент	Увеличение объема газа, разы	Плотность пластового газа, кг/м ³
CH4	0.6687	0.5172	20	100	0.9	0.00966	103.5	69.2
	0.6687	0.5172	20	200	0.9	0.00483	207.1	138.5
	0.6687	0.5172	20	300	0.9	0.00322	310.6	207.7
C2H6	1.264	0.9776	20	100	0.9	0.00966	103.5	130.9
Уренгойское/ сеноман	0.7254	0.561	33	120	0.9	0.00841	119.0	86.3
Вуктыльское	0.8663	0.67	62	366	0.8	0.00268	372.8	323.0

Как видно плотность газа в пластовых условиях увеличивается в 100-300 и более раз и равняется 69-320 кг\м³.

Дросселирование газа. Коэффициент Джоуля-Томсона

Дросселирование - расширение газа при прохождении через дроссель - местное сопротивление, сужение трубы (диафрагма, сопло, вентиль, кран, трубка Вентурри и т.д.), сопровождающееся изменением температуры (как правило, охлаждение). Такое явление происходит, когда давление системы более 20-30 атм. Отношение изменения температуры газа в результате его изоэнталпийного расширения (дросселирования) к изменению давления называется дроссельным эффектом или эффектом Джоуля - Томсона. Изменение температуры при снижении давления на 1 атм (0,1 МПа) называется коэффициентом Джоуля - Томсона. Этот коэффициент изменяется в широких пределах и может иметь положительный или отрицательный знак.

Изменение температуры газа в процессе изоэнталпийного расширения при значительном перепаде давления на дросселе называется интегральным дроссель-эффектом

$$T_1 - T_2 = \int_{P_2}^{P_1} D_i dp \text{ или } T_1 - T_2 = \sum D_i \Delta p_i \quad (3.5)$$

Интегральный коэффициент Джоуля-Томсона для природного газа изменяется от 2 до 4 К/МПа (0.2-0.4 К/атм) в зависимости от состава газа, падения давления и начальной температуры газа (рис.3.8). Для приближенных расчетов среднее значение коэффициента Джоуля-Томсона можно принять равным 3 К/МПа (0.3 К/атм).

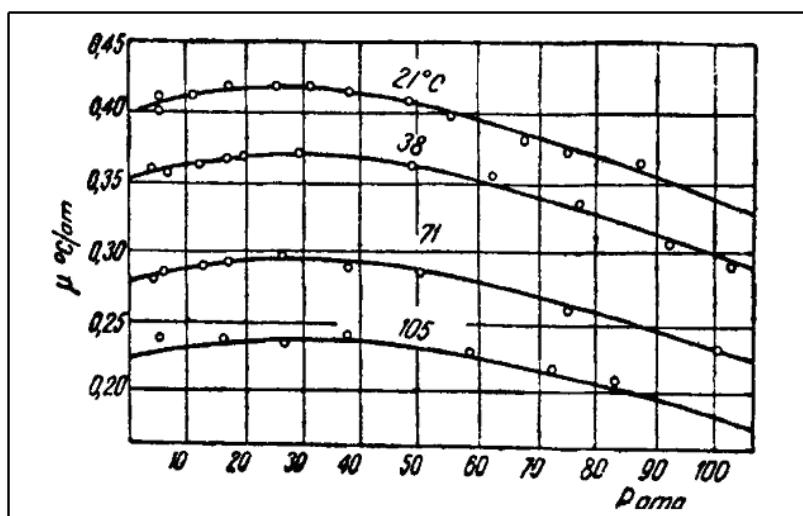


Рис. 3.8. Зависимость коэффициентов Джоуля-Томсона для метана при различных температурах

Пример 1: Газ до дросселирования имеет давление $P_1 = 260$ кгс/см², температуру $t_1=120^\circ\text{C}$, после дросселирования: $P_2=150$ кгс/см², $t_2=102^\circ\text{C}$. Тогда коэффициент D_i определяют по формуле:

$$Ei = \Delta t / \Delta P = (120-102) / (260-150) = 0.164 (\text{°K}/\text{kgs/cm}^2) = 1.64 (\text{°K}/\text{МПа}).$$

Пример 2: Для ориентировочных расчетов можно принять коэффициент Джоуля-Томсона равным 3 К/МПа (0,3 К/атм).

Пример 3: Коэффициент Джоуля-Томсона можно рассчитать более точно по формуле:

$$D(T_{np}, P_{np}) = \frac{T_{nkp}}{P_{nkp} \cdot C_p} \cdot \left(\frac{2,343}{T_{np}^{2,04}} - 0,071 \cdot (P_{np} - 0,8) \right) \quad (3.6)$$

Влажность газов

Добываемый и транспортируемый по магистральным газопроводам газ содержит некоторое количество влаги, что приводит к коррозии трубопроводов и образованию гидратов. Различают абсолютную и относительную влажность газа.

Абсолютная влажность газа - количество водяного пара, содержащегося в единице количества газа. Массовая абсолютная влажность $d = m_{\text{пп}} / m_{\text{г}}$, где $m_{\text{пп}}$ - масса водяного пара; $m_{\text{г}}$ - количество газа. Объемная абсолютная влажность $d_v = m_{\text{пп}} / V$, где V - объем газа.

Относительной влажностью называется отношение фактически содержащегося количества водяного пара к максимально возможному при данных условиях $\varphi = m_p / m_s$, где m_s - максимально возможное количество пара, которое может находиться в газе при данной температуре.

Влагосодержание природного газа с относительной плотностью 0,6 можно с точностью до 10% определить по номограмме влагосодержания, показанной на рис. 3.9.

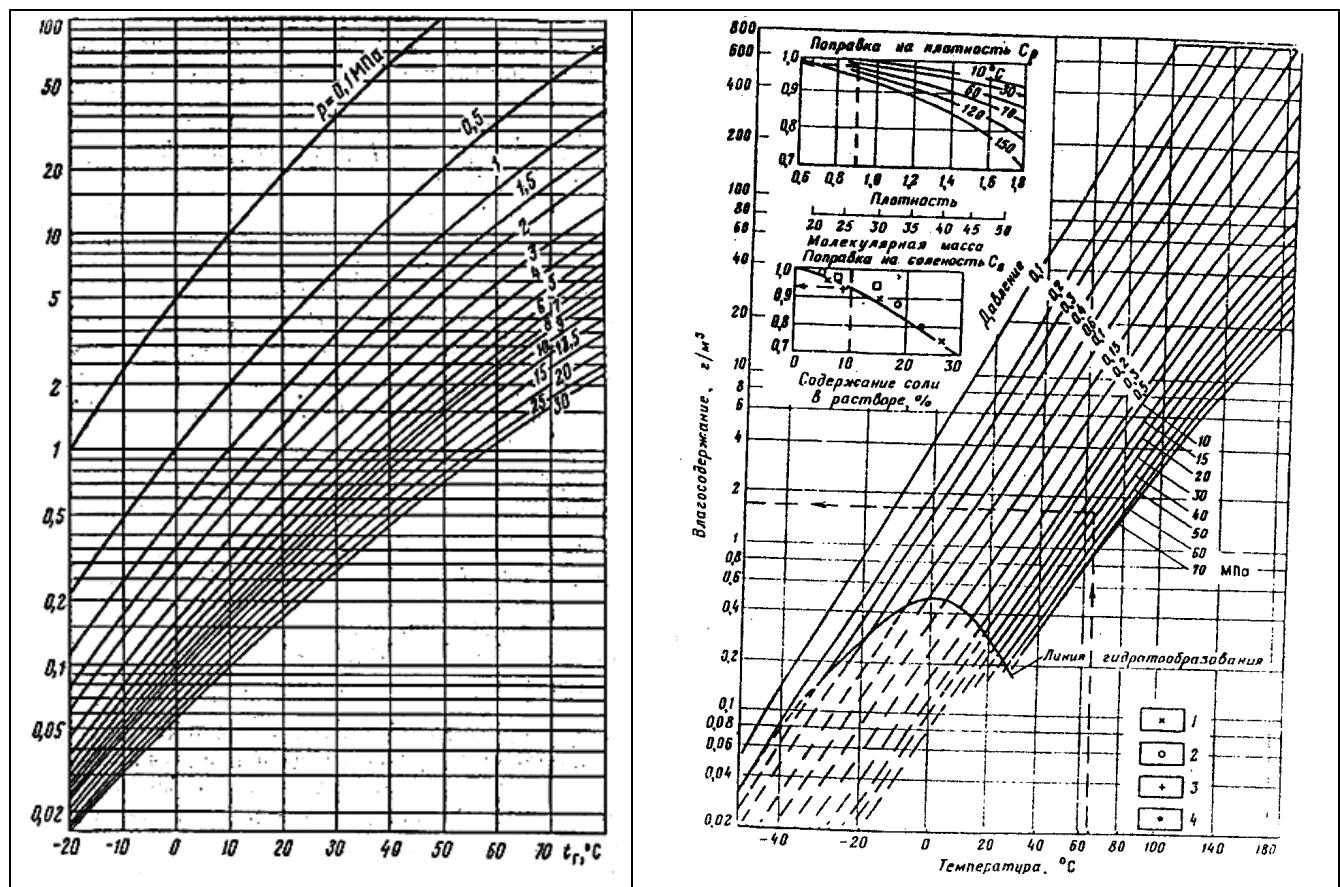


Рис. 3.9. Номограмма влагосодержания природных газов с относительной плотностью 0,6

Поправка на: 1-NaCl; 2-NaOH; 3-MgCl₂; 4-CaCl₂;

Влажность газа с относительной плотностью ρ_g , отличающейся от 0,6 при контакте с минерализованной водой, рассчитывается по формуле: $W = W_{0,6} * G_s * G_p$
где G_s - поправка на минерализацию воды; G_p - поправка на плотность газа.

В зависимости от Р и t влагосодержание по номограмме может изменяться от 0.01 до 800 кг/1000м³. Для аналитических (точных) расчетов влагосодержания используется формула:

$$W = A/P + B = 12.39/P + 0.855 \text{ [г/м3]} \quad (3.7)$$

где А - коэффициент, равный влагосодержанию идеального газа;

Р - заданное давление, кгс/см²;

В - коэффициент, зависящий от состава газа.

Или $W = 1.239/P + 0.855$ [г/м3], если Р - МПа.

Зависимость максимального содержания влаги W в газе (при полном насыщении) можно определить по формуле Букачека: $W = A/P + B$,

где $A = 4926.5 * \text{EXP}(0.07374 * t - 0.000307 * t^2)$, $B = 44.87 * \text{EXP}(0.05357 * t - 0.000199 * t^2)$ (3.8).

Правку на минерализацию воды можно определить по формуле:

$$G_s = -0.000129 * C^2 - 0.006184 * C + 1, \quad (3.9)$$

где С-минерализация, г/м3. $0 < G_s < 1$

Для предотвращения гидратообразования используют такие вещества как метанол, диэтиленгликоль и др. Более 90 % метанола, потребляемого в газовой отрасли, приходится на ингибицию систем добычи сбора и подготовки газа. В системе добычи газа метанол

расходуется на ингибирирование скважин, шлейфов и установок комплексной подготовки газа (УКПГ).

Расчетная зависимость для определения удельного расхода метанола, вводимого в поток газа для предупреждения гидратообразования на «защищаемом» участке, имеет вид:

$$G = (\Delta W \cdot C_2) / (C_1 - C_2) + [(100 - C_2) / (C_1 - C_2)](q_{z1} - q_{z2} + q_{k1} - q_{k2}), \quad (3.10)$$

где ΔW - количество содержащейся в газе (или конденсате) жидкой воды, кг/1000 м³;

C_2 - минимально необходимая концентрация метанола в водной фазе, требуемая для предотвращения гидратообразования в защищаемой точке, % мас.;

C_1 - концентрация закачиваемого в газ метанола (обычно 90 - 95 % мас.);

q_{z1} - количество метанола, содержащееся в поступающем газе, кг/1000 м³,

q_{z2} - количество метанола, растворяющееся в газовой фазе при его концентрации в водном растворе C_2 , кг/1000 м³;

q_{k1} - количество метанола, содержащееся в поступающем с газом углеводородном конденсате, кг/1000 м³;

q_{k2} - количество метанола, растворяющееся в углеводородном конденсате при концентрации водометанольного раствора C_2 , кг/1000 м³.

При минерализации воды свыше 30 - 40 мг/л необходимо учитывать снижение температуры гидратообразования, обусловленное присутствием растворенных в воде солей. Зависимость снижения температуры образования гидратов от минерализации при различном содержании метанола в пластовой воде представлена на рис.3.10.

Температура гидратообразования в общем случае зависит от давления

$$t_{\text{гидр}} = f(P) \quad (3.11)$$

и определяется для каждого месторождения индивидуально. Требуемое снижение температуры гидратообразования (Δt) определяется по формуле

$$\Delta t = t_{\text{гидр}} - t_{\text{газа}}, \quad (3.12)$$

где $t_{\text{газа}}$ - температура газа в конце «защищаемого» участка.

Значение концентрации метанола в водном растворе, обеспечивающей заданное снижение температуры, определяется по преобразованной формуле Гаммершмидта, %мас.:

$$C_2 = 100 [(32 \Delta t) / (32 \Delta t + 1295)], \quad (3.13)$$

где 32 - молекулярная масса метанола; 1295 - константа Гаммершмидта.

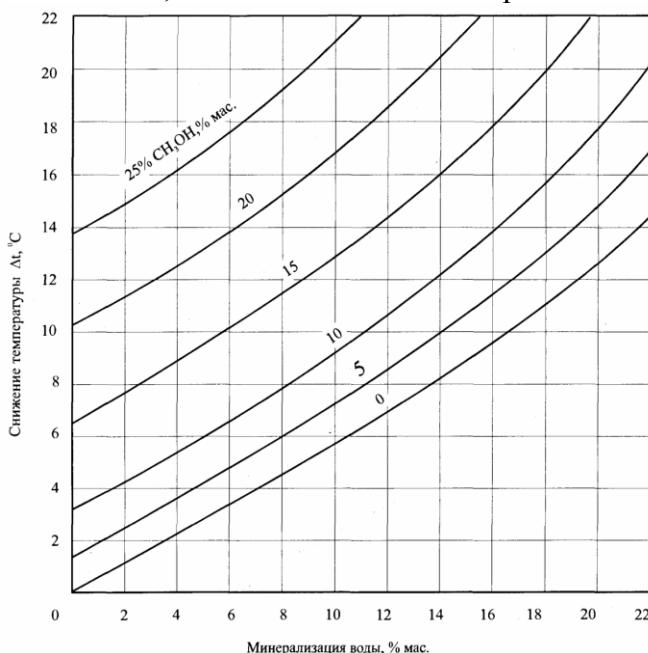


Рис. 3.10. Зависимость снижения температуры образования гидратов от минерализации при различном содержании метанола в пластовой воде

Надежный безгидратный режим УКПГ достигается при концентрации метанола в 1,15...1,2 раза выше по сравнению с теоретической величиной.

Влагосодержание газа с учетом присутствия в водной фазе метанола для конкретной точки рассчитывается по формуле

$$W = [1 - (9 \cdot C_2) / (1600 - 7 \cdot C_2)] (A / p + B), \quad (3.14)$$

где A и B - эмпирические коэффициенты, зависящие от температуры; p - давление, МПа.

Количество содержащейся в газе (или конденсате) воды определяется по уравнению

$$\Delta W = W_1 - W_2 [1 - (9 \cdot C_2) / (1600 - 7 \cdot C_2)] \quad (3.15)$$

Равновесное содержание метанола в газовой фазе, контактирующей с водометанольным раствором, определяется из выражения

$$q_e = [1 - (9 \cdot C_2) / (1600 - 7 \cdot C_2)], \quad (3.16)$$

где Mo - количество метанола, растворяющееся в газе при данном давлении и температуре (определяется по рис. 3.9), г/м³.

Количество растворенного в конденсате метанола $q_{k_e}/1000 \text{ м}^3$ рассчитывается по уравнению

$$q_k = 0.01 G_k \cdot K \cdot \exp[0.0489 t + t (0.000143 C_2^2 + 0.00486 C_2)], \quad (3.17)$$

где G_k - масса конденсата, содержащегося в 1000 м³ газа;

K - коэффициент, зависящий от молекулярной массы конденсата :

$$K = 0.000143 M_k^2 - 0.0414 M_k + 3.714, \quad (3.18)$$

где M_k - молекулярная масса конденсата.

Количество метанола в водной фазе q_w находится из выражения

$$q_w = 0.01 C_1 \cdot G - q_e - q_k + q'_e, \quad (3.19)$$

где q'_e - количество метанола, пришедшее вместе с газом после первой ступени сепарации в зависимости от термобарических условий обработки.

Пример 3.1. Определить количество метанола, необходимое для предотвращения образования гидратов, при следующих условиях: пропускная способность газопровода $Q = 30 \text{ млн.м}^3/\text{сут}$; среднее давление $p_{cp} = 3,8 \text{ МПа}$; относительная плотность по воздуху $\Delta_v = 0,6$; температура насыщения газа парами воды $t_p = 305 \text{ К}$; минимальная температура газа в газопроводе $t_i = -2 \text{ }^\circ\text{C}$.

Решение:

1. Количество воды, выделившейся из газа за сутки при охлаждении от 32 до $-2 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$q_v = (1 - 0,15) \cdot 30 \cdot 10^6 = 25,5 \cdot 10^6 \text{ г/сут.}$$

2. Температура образования гидратов и необходимое снижение точки росы соответственно: $t_g = 12 \text{ }^\circ\text{C}$ и $\Delta t_p = 12 - (-2) = 14 \text{ }^\circ\text{C}$.

3. Содержание метанола в жидкости (см. рис. 3.9) $M_{ж} = 26\%$.

4. Отношение содержания метанола в газе и воде (см. рис. 3.9) $K_m = 0,016\%$.

5. Концентрация метанола в газе $K_{m,g} = 26 \cdot 0,016 = 0,416 \text{ г/м}^3$.

6. Количество метанола, необходимое для насыщения жидкости

$$G_{m,ж} = \frac{25,5 \cdot 10^6 \cdot 26}{100 - 26} = 8,95 \cdot 10^6 \text{ г/сут.}$$

7. Количество метанола, необходимое для насыщения газа,

$$G_{m,g} = 0,416 \cdot 30 \cdot 10^6 = 12,5 \cdot 10^6 \text{ г/сут.}$$

8. Общий расход метанола

$$G_m = 8,92 + 12,5 = 21,42 \text{ т/сут.}$$

Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А., Справочник работника газовой промышленности, 2-е издание, переработанное и дополненное. М.: Недра, 1989г., 68с.

Энциклопедия газовой промышленности. 4 изд., пер. с фр., под ред. К.С. Басниева, М: ТВАНТ, 1994. – 884с.

3.3. Кристаллогидраты природных газов. Большинство компонентов природного газа (метан, этан, пропан, углекислый газ, сероводород, азот) в соединении (в контакте) с водой образуют кристаллогидраты, существующие при определенных давлениях и температурах.

Кристаллогидраты - это физическое соединение молекул газа и воды. Вода образует объемную кристаллическую решетку - каркас, внутри которой располагаются молекулы газа. Внешне похожи на рыхлый желтоватый лед. В одном объеме (1m^3) гидратов содержится до $0,8\text{ m}^3$ воды и до 180 m^3 природного газа, приведенного к стандартным условиям. Процесс гидратообразования определяется давлением, температурой, составом газа, составом воды. Условия образования гидратов для различных газов различны и обычно показываются на графиках $P - t$ в полулогарифмических координатах (рис. 3.11). При одной и той же температуре в гидрат переходит сперва более тяжелый газ $\rho_g = 0,8 - 1,0$ и с повышением давления более легкий - метан $\rho_g = 0,57$. При одном и том же давлении для газов с $\rho_g = 0,8 - 1,0$ требуется более высокая температура, чем для метана. При добыче и транспорте газа, когда имеет место существенное изменение давления и температуры газа, происходит выпадение влаги и образование кристаллогидратов, что является крайне нежелательным явлением. Поэтому газ на промыслах осушают различными способами и от влаги и от жидких углеводородов.

Плотность гидратов природных газов изменяется от 900 до 1100 kg/m^3 .

Температура гидратообразования определяется по эмпирической формуле:

$$T_{\text{гидрат}} = 18,47 \cdot (1 + \lg P_y) - (3257 \cdot \rho_{\text{в}}^4 - 10746 \cdot \rho_{\text{в}}^3 + 13196 \cdot \rho_{\text{в}}^2 - 7158,3 \cdot \rho_{\text{в}} + 1462), \quad (3.20)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность газа по воздуху. Если $T_{\text{гидрат}} \geq T_y$ – то на устье скважины образуется гидрат.

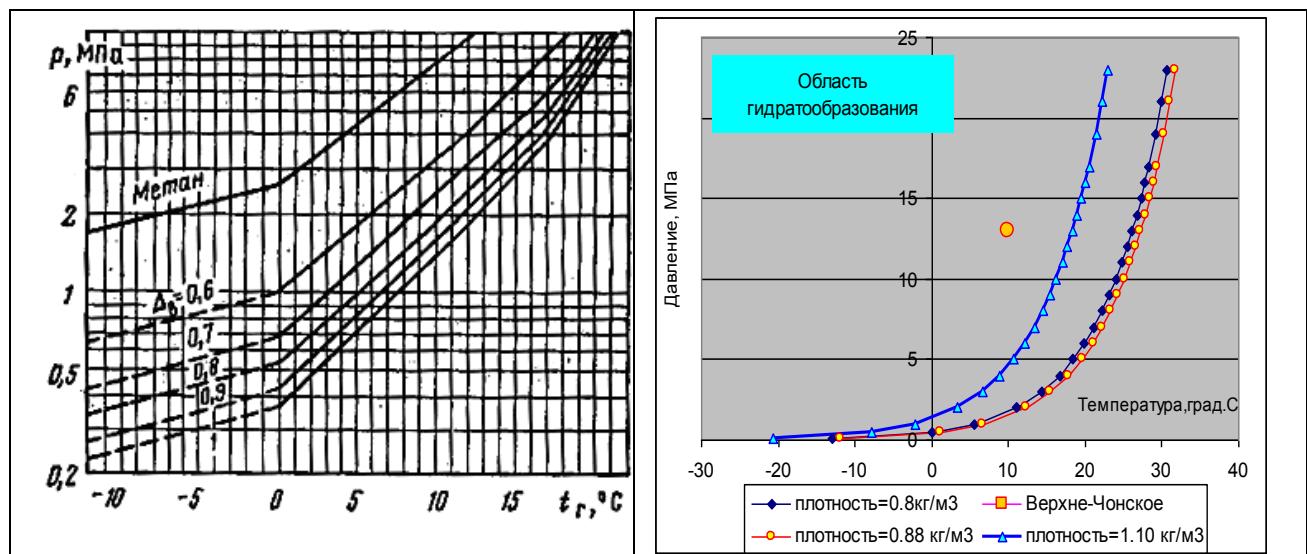


Рис. 3.11. Равновесные условия гидратообразования природных газов различной плотности

3.4. Конденсат – природная смесь легких углеводородных соединений, находящихся в газе в растворенном состоянии при пластовых условиях и переходящих в жидкую фазу при снижении давления ниже давления конденсации.

Газоконденсатными называются такие залежи, из газа которых при снижении давления выделяется жидкая углеводородная фаза – конденсат (газоконденсат).

В состав конденсата могут входить сера и парафин. Конденсаты различаются по групповому и фракционному составу. К основным параметрам пластового газа, содержащего конденсат, относятся также конденсатно-газовый фактор, давление начала конденсации, объемный коэффициент. Конденсат характеризуется плотностью и вязкостью в стандартных условиях.

Физические свойства конденсата

Плотность конденсата – отношение массы конденсата к его объему. Диапазон изменения плотности: $650-800\text{ kg/m}^3$.

Насыщенный (сырой, нестабильный) конденсат – это жидкость, полученная непосредственно в промысловых сепараторах при заданных давлении и температуре, состоит

из жидких углеводородов при стандартных условиях (0,1 МПа и 20 °C), в которых растворено некоторое количество газообразных углеводородов.

Конденсатный фактор – отношение количества извлеченного из газа сырого конденсата к количеству (объему) добываемого газа ($\text{см}^3/\text{м}^3$, $\text{г}/\text{м}^3$).

Стабильный конденсат – углеводородный конденсат, состоящий из углеводородов C_{5+6} , в котором растворено не более 3-4 % пропан-бутановой фракции.

Потенциальное содержание стабильного конденсата ($P_{C_{5+6}}$) определяется как отношение углеводородов C_{5+6} (в см^3 или г) на м^3 «сухого» газа, т.е. газа, лишенного углеводородов C_{5+6} . Его получают из сырого конденсата путем его дегазации. Как правило $P_{C_{5+6}} < K_\phi$.

Классификация газа по содержанию конденсата: если $K_\phi < 75 \text{ г}/\text{м}^3$ – сухой газ, $K_\phi > 150 \text{ г}/\text{м}^3$ – жирный газ. Максимальное количество конденсата составляет около 800 $\text{г}/\text{м}^3$ (Оренбургское месторождение).

По степени выпадения конденсата газоконденсатные залежи подразделяются на две группы в зависимости от принятого параметра – градиента конденсатной характеристики. Последний представляет собой отношение разности между начальным и минимальным содержанием конденсата в пластовом газе к разности между начальным пластовым давлением и давлением максимальной конденсации. Группе залежей с *незначительным выпадением* конденсата соответствует величина указанного параметра менее 5 ($\text{г}/\text{м}^3$)/МПа, а группе залежей с *существенным выпадением* конденсата – более 5 ($\text{г}/\text{м}^3$)/МПа.

Давление начала конденсации – давление, при котором испаренный конденсат залежи начинает переходить из парообразного состояния в жидкое (выпадает). Для расчета пластовых потерь конденсата при истощении залежи (в ходе эксплуатации) проводятся экспериментальные исследования на PVT-установках. В настоящее время проведение дифференциальной конденсации регламентируется «Инструкцией по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин», 1997 г. «Инструкция комплексного исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин» под ред. Зотова Т.А., Алиева В.С. /Москва, Недра, 1980, 311 с.

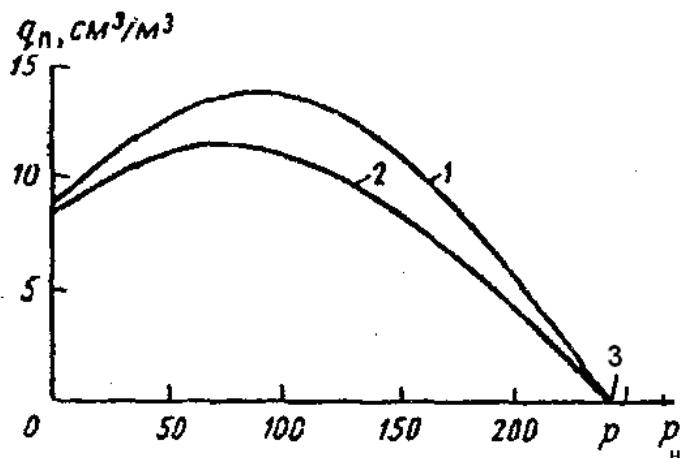
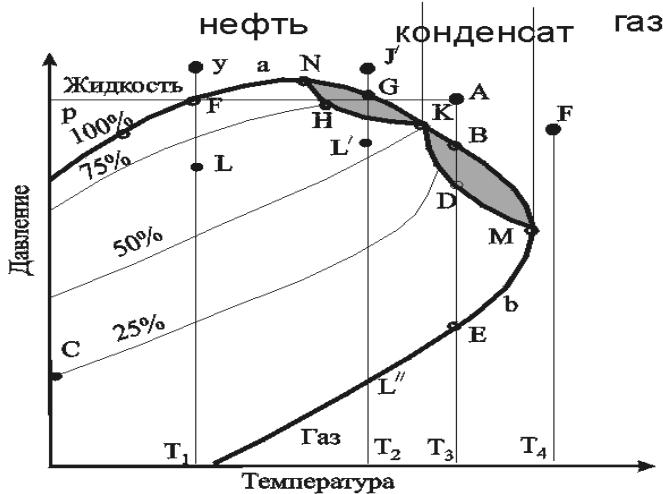


Рис. 3.12. Пластовые потери конденсата: 1 - сырой конденсат; 2 - стабильный конденсат, 3 – давление начала конденсации.



Фазовая диаграмма многокомпонентной смеси

Рис. 3.13. Фазовая диаграмма углеводородной системы

Существуют две методики проведения дифференциальной конденсации.

Первая методика заключается в том, что снижение давления происходит при постоянном объеме на протяжении всего эксперимента, за счет выпуска газовой фазы из пластовой системы. При этом в объеме газа выпадает конденсат. За короткое время эксперимента конденсат не успевает дойти до стенки бомбы и коагулировать на ней. По этой причине значительная часть конденсата, взвешенного в газе, уносится из бомбы вместе с отбиаемым газом. Тем самым, количество конденсата, выпавшего в бомбе, получается значительно заниженным.

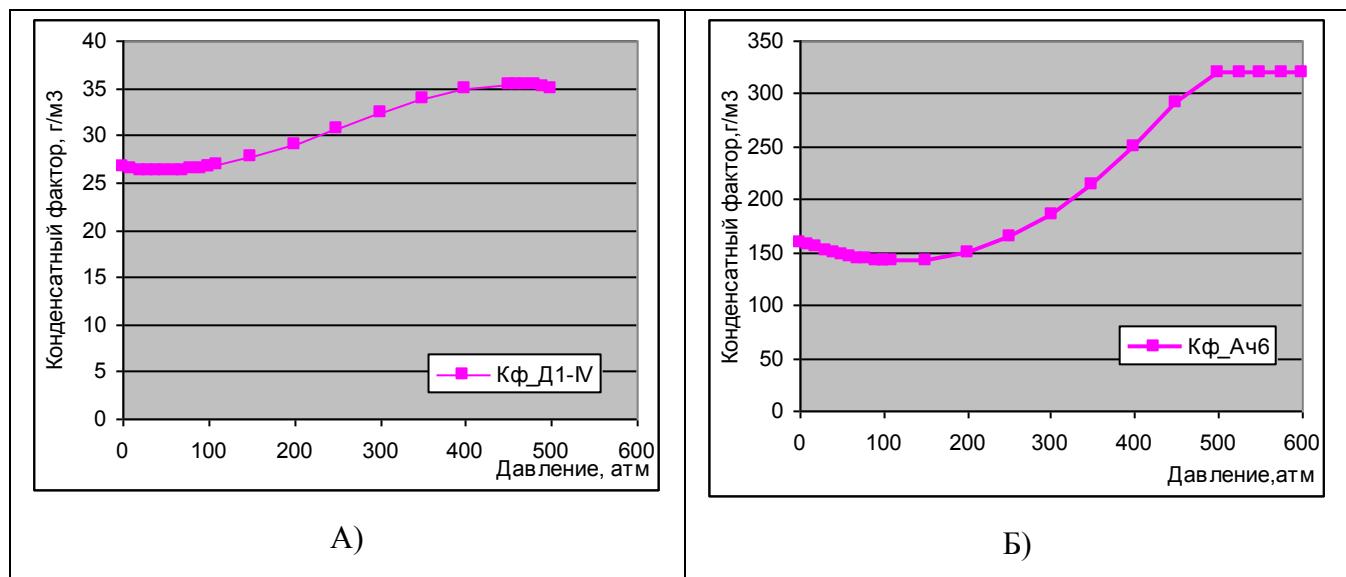


Рис.3.14. Конденсатный фактор для сухого (А) и «жирного» газа (Б)

Именно по этой причине расчетное количество извлекаемого конденсата получается много больше реального, т.е. не достигается термодинамического равновесия процесса, что говорит о несовершенстве традиционной технологии PVT-исследований (рис.3.12,3.13). Начиная с некоторого момента количество выпавшего конденсата начинает уменьшаться, т.е. происходит обратное (ретроградное) испарение конденсата. Потери конденсата жирного газа существенно выше потерь конденсата для сухого газа (рис.3.14).

Табл.3.6. Расчет интервального потенциального содержания С5+в в извлекаемом из пласта газе при снижении пластового давления в процессе разработки

Показатели i m(i)	С5+в										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
р _н , кгс/см ²	260	234	208	182	156	130	104	78	52	26	1
Пласт.потери конденсата, q _{жкп} , г/м ³	0	3.20	13.60	26.40	36.40	42.40	45.20	45.60	44.00	39.20	34.40
2n-2m+1	21	19	17	15	13	11	9	7	5	3	1
n/(2n-2m+1)	0.476	0.526	0.588	0.667	0.769	0.909	1.111	1.429	2.000	3.333	10.000
q _{жк} *n/(2n-2m+1)	0.000	1.684	8.000	17.600	28.000	38.545	50.222	65.143	88.000	130.667	344.00
2n-2m-1	19	17	15	13	11	9	7	5	3	1	-1
2n-2m+3	23	21	19	17	15	13	11	9	7	5	3
(2n-2m-1)/(2n-2m+3)	0.826	0.810	0.789	0.765	0.733	0.692	0.636	0.556	0.429	0.200	-0.333
(n/(2n-2m+1))*(2n-2m-1)/(2n-2m+3)	0.393	0.426	0.464	0.510	0.564	0.629	0.707	0.794	0.857	0.667	-3.333
q _{жк(m-1)} *(n/(2n-2m+1))*(2n-2m-1)/(2n-2m+3)	0.0	0.0	1.5	6.9	14.9	22.9	30.0	35.9	39.1	29.3	-130.7
2n-2i+5	25	23	21	19	17	15	13	11	9	7	5
2n-2i+3	23	21	19	17	15	13	11	9	7	5	3
4n/(2n-2i+5)(2n-2i+3)	0.070	0.083	0.100	0.124	0.157	0.205	0.280	0.404	0.635	1.143	2.667
q _{жк(i-2)} *4n/(2n-2i+5)*(2n-2i+3)	0.00	0.00	0.00	0.40	2.13	5.42	10.18	17.13	28.70	52.11	117.33
сумм _{i=3} ^m {q _{жк(i-2)} *4n/(2n-2i+5)*(2n-2i+3)}	0.00	0.00	0.00	0.40	2.53	7.95	18.13	35.26	63.96	116.07	233.40
q _{жк(m-1)} *(n/(2n-2m+1))*(2n-2m-1)/(2n-2m+3)+(q _{жкп} n/(2n-2m+2))	0.0	1.7	9.5	24.5	42.9	61.5	80.2	101.0	127.1	160.0	213.3
q _о +сумм _{i=3} ^m {q _{жк(i-2)} *4n/(2n-2i+5)*(2n-2i+3)}	105	104.9	104.9	105.3	107.4	112.8	123.0	140.1	168.8	221.0	338.3
Содержание конденсата в пластовом газе, q _{изв.m}	104.9	103.2	95.4	80.7	64.5	51.4	42.8	39.1	41.8	61.0	125.0

Расчет количества конденсата извлеченного из пласта в составе пластового газа на различных этапах разработки

m	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
p	260	234	208	182	156	130	104	78	52	26	1
2n-2m+1	21	19	17	15	13	11	9	7	5	3	1
q _{жкп} , г/м ³	0	3.2	13.6	26.4	36.4	42.4	45.2	45.6	44	39.2	34.4
q _{жкп} /(2n-2m+1)	0	0.17	0.80	1.76	2.80	3.85	5.02	6.51	8.80	13.07	34.40
2n-2i+3	23	21	19	17	15	13	11	9	7	5	3
2n-2i+1	21	19	17	15	13	11	9	7	5	3	1
q _{жк(m-1)} /(2n-2i+3)(2n-2i+1)	0	0	0.01	0.05	0.14	0.25	0.43	0.72	1.30	2.93	13.07
Σ q _{жк(m-1)} /(2n-2i+3)(2n-2i+1)	0	0	0.0	0.1	0.2	0.5	0.9	1.6	2.9	5.8	18.9
4(n-m)	0	0	32	28	24	20	16	12	8	4	0
Σ [q _{жк(m-1)} /(2n-2i+3)(2n-2i+1)]4(n-m)	0	0	0.3	1.8	4.8	9.1	14.1	19.2	23.2	23.3	0.0
mq _о /n	0	10.488	20.976	31.464	41.952	52.44	62.928	73.416	83.904	94.392	104.88
гр11+гр5	0	0.17	1.12	3.53	7.57	12.92	19.13	25.70	32.01	36.41	34.40
Суммарная добыча конденсата, q _{изв}	0	10.3	19.9	27.9	34.4	39.5	43.8	47.7	51.9	58.0	70.5
Коэффициент извлечения конденсата, д.ед.	0	0.098	0.189	0.266	0.328	0.377	0.418	0.455	0.495	0.553	0.672

Суть второй методики заключается в понижении давления до необходимого, при постоянной массе, с последующим возвратом к первоначальному объему путем выпуска газа при постоянном давлении после того, как система придет в равновесное состояние (так называемая дифференциальная конденсация контактно-дифференциальным способом).

Расчеты осуществляются по методике, приведенной в табл. 3.6. на примере одной залежи. Начальное содержание конденсата составляет 104.88 г/м³. В строку «Пласт.потери конденсата, $q_{жт}$, г/м³» заносятся результаты дифференциальной конденсации. Задается количество этапов снижения пластового давления, равное 10. И по расчетным формулам определяем Кф и КИК. По результатам строим график с результатами расчетов (рис.3.15).

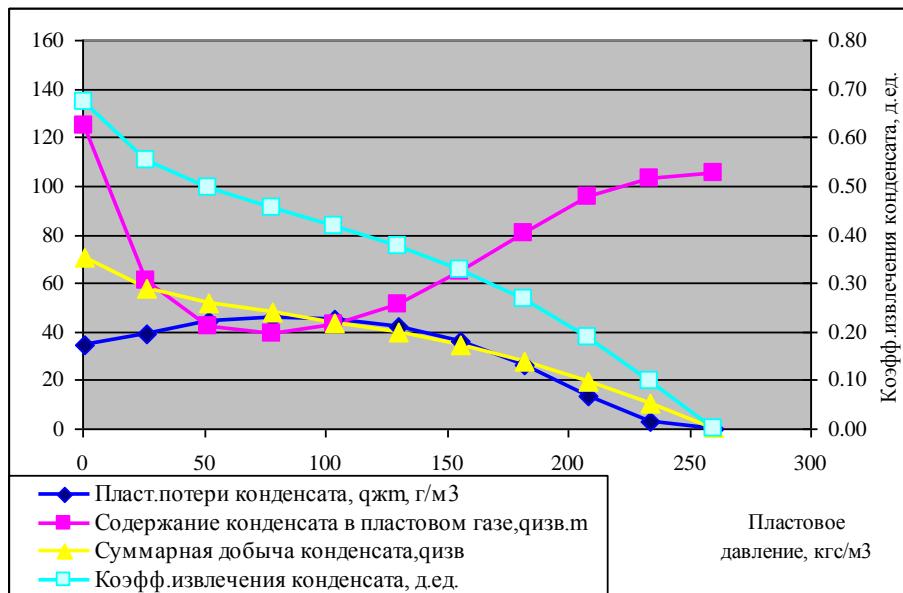


Рис. 3.15. Расчетное содержание конденсата в пластовом газе, суммарная добыча конденсата и КИК

Если известен состав газа, то можно рассчитать потенциальное содержание конденсата в газе.

Пример: Состав газа приведен в таблице 3.7. Молярные массы всех компонентов до C8 справочные. А вот C9+В определяется экспериментально, также как и мольные доли. Расчет приведен в таблице 3.7.

Табл. 3.7. Состав пластового газа парфеновского горизонта Марковского месторождения

Компонент	Молярная масса, m_i	Мольная доля, μ_i	Расчет ($m_i * \mu_i * 100 * 10 / 24.04$)
CO ₂	44,01	0,0060	
N ₂	28,013	0,0313	
He	4,0026	0,0030	
CH ₄	16,043	0,7860	
C ₂ H ₆	30,07	0,0740	
C ₃ H ₈	44,097	0,0365	
C ₄ H ₁₀	58,124	0,0107	
C ₅ H ₁₂	72,151	0,0067	20.11
C ₆ H ₁₄	86,170	0,0105	37.64
C ₇ H ₁₈	100,200	0,0090	37.51
C ₈ H ₁₉	114,220	0,0073	34.68
C ₉ + В	133,000	0,0190	105.12
		1,0	235.06

Вывод. Пластовый газ парфеновского горизонта имеет потенциальное содержание C5+В 230,35 г/м³ и является жирным.

3.5. Пластовая вода – вода, находящаяся в пласте.

Физические свойства пластовой воды:

1. Плотность воды $\rho = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$.

2. Минерализация воды или концентрация солей в воде (C) – суммарное содержание в воде растворенных ионов и солей. Единицы измерения - $\text{кг}/\text{м}^3$ или $\text{г}/\text{л}$. Пластовая вода классифицируется на три группы:

- пресная вода $C < 1 \text{ г}/\text{л}$,
- минерализованная (соленая) $C=1-36 \text{ г}/\text{л}$,
- рассолы – $C=36 - 400 \text{ г}/\text{л}$.

Пример. Пластовые воды Западной Сибири (отложения мела и юры) имеют минерализацию 5 - 40 $\text{г}/\text{л}$. Пластовые воды Пермской, Иркутской и др. областей (отложения палеозоя) имеют минерализацию 100-400 $\text{г}/\text{л}$.

В первом приближении плотность пластовой воды в зависимости от массовой концентрации растворенных в ней солей (минерализации) и при 20°C может быть рассчитана по корреляционной формуле $\rho_c \approx 998.3 + 0.7647 \cdot C$.

При смешивании пластовой и закачиваемой (пресной) воды происходят солеотложения в пласте, на забое и насосном оборудовании. Основная причина - химическая несовместимость вод.

3. Коэффициент сжимаемости воды β_v – показатель изменения единицы объема пластовой воды при изменении давления на 1 атм. Диапазон изменения: $(0,2-0,5) \cdot 10^{-3} \text{ 1}/\text{МПа} = 0,2-0,5 \text{ 1}/\text{ГПа}$

Величина обратная коэффициенту сжимаемости называется *модулем объемной упругости* (модулем объемного сжатия): $k = 1/\beta_v$.

3. Вязкость пластовой воды (μ_v) – свойство воды проявлять возникновение силы трения при давлении. Вязкость воды сильнее всего зависит от температуры, поэтому ее можно определить по эмпирической формуле Пуазейля:

$$\mu_v = \frac{0,183}{(1 + 0,0337 \cdot t + 0,000221 \cdot t^2)} \quad (3.21)$$

где t - температура в град.С, μ_v – сПз.

Пример: При росте температуры от 0 до 100 град.С, вязкость воды уменьшается в 6.5 раз.

Табл. 3.8. Вязкость воды при различных температурах

Температура, град.С	0	20	50	100	150
Вязкость воды, сПз	1.83	1.04	0.57	0.28	0.17

4. Газовый фактор (газосодержание) – количество газа, растворенного в пластовой воде ($\text{м}^3/\text{т}$). Диапазон изменения: $1-10 \text{ м}^3/\text{т}$, т.е. газ очень плохо растворяется в воде.

5. Тройная точка воды. Критическая точка воды.

6. Электропроводность воды зависит от ее минерализации. Дистиллированная вода не проводит электрический ток. Пресные воды плохо проводят или почти не проводят электрический ток. Минерализованные воды относятся к хорошим проводникам. Мерой электропроводности служит удельное электрическое сопротивление, за единицу измерения которого принят 1 Ом·м. Знание удельного сопротивления подземных вод необходимо для интерпретации материалов электрометрии скважин (рис.3.16). Так, у пресной воды оно составляет $2,6 \cdot 10^4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, а у минерализованной ρ_{vp} порядка $0,2-0,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (для сравнения: бумага — $10^{15} \text{ Ом}\cdot\text{м}$, медь — $2 \cdot 10^{-8} \text{ Ом}\cdot\text{м}$). По приведенным значениям удельного электрического сопротивления можем судить, что чистая вода является плохим проводником электричества.

Бурение скважин осуществляют на пресном растворе и в открытом стволе скважины проводят стандартный каротаж: Пс-потенциал собственной поляризации и ИК- индукционный каротаж.

Пример: при интерпретации индукционного каротажа принимают следующий критерий насыщения коллекторов:

$\rho_{\text{п}} \geq 8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$	нефтенасыщенный коллектор
$4 \leq \rho_{\text{п}} \leq 8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$	нефть+вода
$\rho_{\text{п}} < 4$	водонасыщенный коллектор

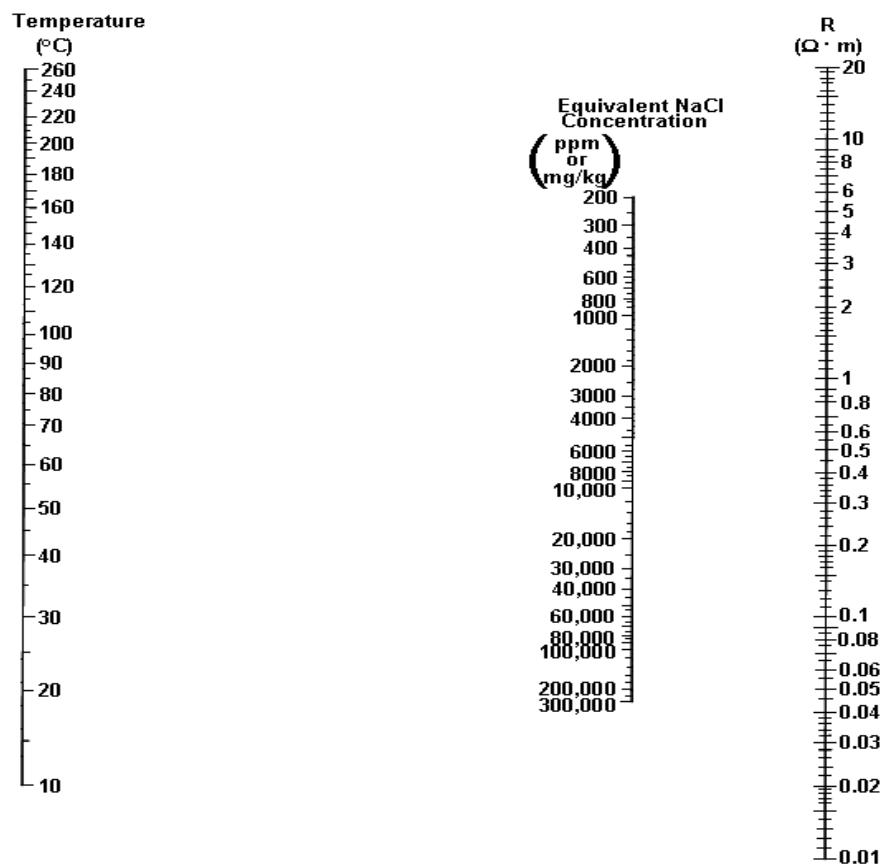


Рис. 3.16. Номограмма для определения сопротивления эквивалентных NaCl растворов

§4. Понятия о пластовых системах

Пластовая система (от греч. *Systema* - целое, составленное из частей, соединение) – это пласт или пласти с ловушкой, включающие залежь/залихи нефти/газа, гидродинамически связанные между собой, а также пластовая вода как единое целое.

Совокупность связей и отношений между элементами называется структурой системы.

Система гомогенная – однородная система, в которой свойства не меняются. Система гетерогенная – состоит из отдельных подсистем, разграниченных поверхностями раздела, причем при переходе через поверхность подсистемы хотя бы одно из свойств меняется.

Фаза – гомогенная (однородная) часть гетерогенной системы. Между фазами имеется граница (поверхность) раздела, где проявляются силы поверхностного натяжения: $P_k = P_w - P_n$.

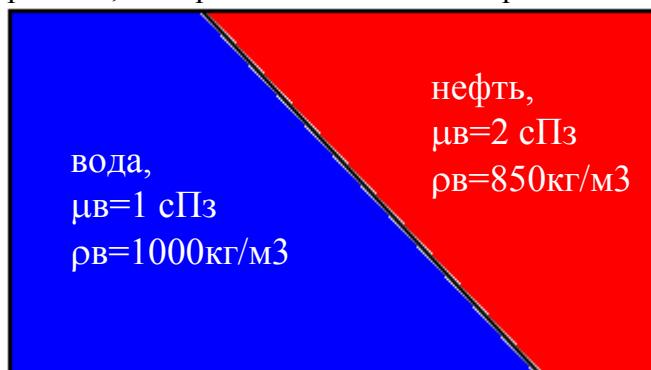


Рис.4.1. Гомогенная система с двумя фазами

На рис.4.1. приведен пример двухфазной гомогенной системы, причем у фаз изменяются два параметра – вязкость и плотность.

В модели обычно две фазы (нефть или газ, вода) или три фазы (нефть, газ, вода). Для каждой фазы задаются свои относительные фазовые проницаемости (K_w , K_n , K_g), а также капиллярные кривые на границе фаз (P_k).

Компонент (от лат. *Componens* – составляющий) составная часть, элемент чего-либо.

При моделировании используют следующие подходы, табл.4.1.

Табл.4.1. Пять типов пластовых флюидов при моделировании

OIL	VAPOIL	DISGAS	GAS	Black Oil – черная нефть	Water
Нелетучая нефть (мертвая нефть)	Летучая нефть (конденсат)	Растворенный газ (нефтяной)	Сухой газ	Пластовая нефть = нелетучая нефть + растворенный газ	Жирный газ=сухой газ+испаренная нефть (конденсат)

В модели Dead Oil (мертвая нефть) используется один компонент – нефть без растворенного газа. При условии, что $G_f < 100 \text{ м}^3/\text{т}$ и $P_{zab} > P_{nac}$.

В модели BlackOil нефтяная фаза состоит из двух компонентов: нефть и растворенный газ. Газовая фаза (жирный газ) также состоит из двух компонентов: сухой газ + конденсат.

ECLIPSE Blackoil является универсальным симулятором нелетучей нефти, который использует полностью неявную схему моделирования фильтрации в трехмерных гидродинамических моделях. В модели нелетучей нефти предполагается, что флюид состоит из пластовой нефти, газа и воды; также могут учитываться наличие растворенного в нефти газа и паров нефти в газовой фазе.

В более сложной композиционной модели флюидов газ и нефть представляют собой смесь углеводородов, представляющий собой компонентный состав нефти и газа (см. гл.3):
 Пластовый Газ = $\alpha_1 CH_4 + \alpha_2 C_2H_6 + \dots + \alpha_5 C_5H_{12} + \dots + \alpha_N N_2 + \alpha_{N+1} CO_2 + \alpha_{N+2} SH_4 + \dots$

Пластовая Нефть = $\beta_1 CH_4 + \beta_2 C_2H_6 + \dots + \beta_5 C_5H_{12} + \dots + \beta_N N_2 + \beta_{N+1} CO_2 + \beta_{N+2} SH_4 + \dots$

Симулятор ECLIPSE Compositional используется в случаях, когда состав углеводородов изменяется в зависимости от температуры и давления, что происходит в глубоких продуктивных пластах со сложной геологической структурой, или когда углеводороды представляют собой конденсат или летучую нефть.

Eclipse Compositional (E300) – п-компонентная, композиционная модель, использующая кубическое уравнение состояния, коэффициенты К, зависящие от давления, и описание флюидов по типу модели черной нефти. Симулятор ECLIPSE Compositional использует несколько Уравнений Состояния, построенных на основе обобщенного уравнения Мартина. Используются уравнения состояния Ридлих-Квонг, Соавье-Ридлих-Квонг, Соавье-Ридлих-Квонг 3-х параметрическое, Пенг-Робинсон, Пенг-Робинсон 3-х параметрическое, Шмидт-Венцель и Зудкевич-Иоффе. Возможно изменение различных параметров в уравнении состояния.

Нефтяным или газовым месторождением называется скопление углеводородов в земной коре, приуроченные к структурам, находящимся около одного и того же географического пункта.

По начальному фазовому состоянию и составу основных углеводородных соединений в недрах залежи подразделяются на однофазные и двухфазные.

Однофазными залежам являются (рис.4.2):

- нефтяные залежи, приуроченные пластам-коллекторам, содержащими нефть, насыщенную в различной степени газом (4.2.а);
- газовые, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащими газ (4.2.г).
- газоконденсатные залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащими газ с углеводородным конденсатом (4.2.г).

Двухфазными залежами являются залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащими нефть с растворенным газом и свободный газ над нефтью (нефтяная залежь с газовой шапкой или газовая залежь с нефтяной оторочкой, рис.4.2). В отдельных случаях свободный газ таких залежей может содержать углеводородный конденсат. Двухфазные залежи классифицируются по отношению объема нефтенасыщенной части залежи к объему всей двухфазные залежи(В) и подразделяются на следующие виды:

- нефтяные с газовой или газоконденсатной шапкой ($V > 0,75$);
- газонефтяные или газоконденсатнонефтяные ($0,50 < V < 0,75$);
- нефтегазовые или нефтегазоконденсатные ($0,25 < V < 0,50$);
- газовые или газоконденсатные с нефтяной оторочкой ($V < 0,25$).

В зависимости от того, какие запасы превалируют, основным эксплуатационным объектом в двухфазных залежах считается газонасыщенная или нефтенасыщенная часть.

По новой классификации ГКЗ:

п.42. В зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений в недрах месторождения (залежи) нефти и горючих газов подразделяются на:

- 1) нефтяные (Н), содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;
- 2) газонефтяные (ГН), в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему условного топлива нефтяную часть залежи;
- 3) нефтегазовые (НГ), к которым относятся газовые залежи с нефтяной оторочкой, в которой нефтяная часть составляет по объему условного топлива менее 50%;
- 4) газовые (Г), содержащие только газ;
- 5) газоконденсатные (ГК), содержащие газ с конденсатом;
- 6) нефтегазоконденсатные (НГК), содержащие нефть, газ и конденсат.

п.43. В газовых залежах по содержанию C_{5+} выделяются следующие группы газоконденсатных залежей:

- 1) низкоконденсатные - с содержанием конденсата менее 25 г/м³;
- 2) среднеконденсатные - с содержанием конденсата от 25 до 100 г/м³;
- 3) высококонденсатные - с содержанием конденсата от 100 до 500 г/м³;
- 4) уникальноконденсатные - с содержанием конденсата более 500 г/м³.

Классификация месторождений по величине извлекаемых запасов нефти и балансовых запасов газа (для нефтяных и газовых месторождений):

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.

По новой классификации ГКЗ по величине извлекаемых запасов нефти и балансовых запасов газа нефтяные и газовые месторождения подразделяются на:

- 1) уникальные - более 300 млн. т нефти или 500 млрд. м³ газа;
- 2) крупные - от 30 до 300 млн. т нефти или от 30 до 500 млрд. м³ газа;
- 3) средние - от 3 до 30 млн. т нефти или от 3 до 30 млрд. м³ газа;
- 4) мелкие - от 1 до 3 млн. т нефти или от 1 до 3 млрд. м³ газа;
- 5) очень мелкие - менее 1 млн. т нефти, менее 1 млрд. м³ газа.

Табл.4.2.Однофазные пластовые системы

Тип залежи	Фазы в пласте	Компоненты
Нефтяная	Пластовая нефть, вода	Нефть+растворенный газ, вода
Газовая	Пластовый газ, вода	Газ+вода
Газоконденсатная	Пластовый газ, вода	Газ+конденсат, вода

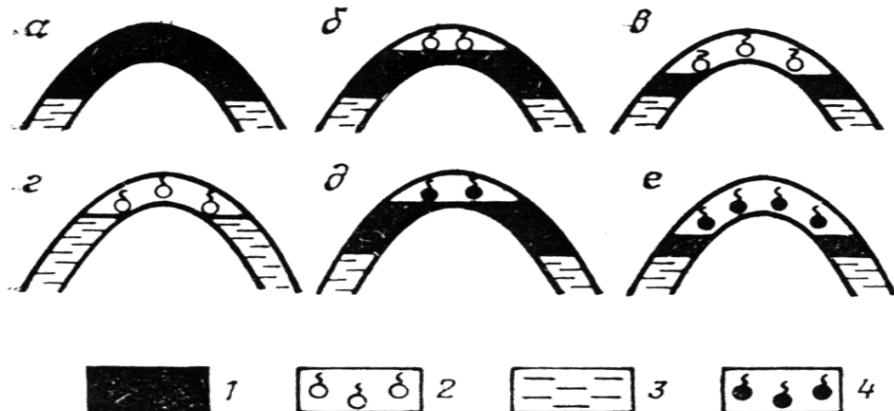


Рис. 4.2. Классификация залежей по фазовому состоянию углеводородов

Залежи: а – нефтяные; б – газонефтяные; в – нефтегазовые; г – газовые; д – газоконденсатнонефтяные; е – нефтегазоконденсатные. 1 – нефть; 2 – газ; 3 – вода; 4 – газоконденсат.

Методы определения типа залежи

1. По составу углеводородов и относительной плотности

- Газовые** - отсутствуют тяжелые углеводороды (метан- 95-98 %; относительная плотность $\rho \approx 0.56$; при понижении температуры выделения жидкых углеводородов не происходит).
- 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 %, $\rho \approx 0.7-0.9$).
- Газонефтяные** - сухой газ + жидкий газ (пропан - бутановая смесь) + газовый бензин C5+ (метан = 35-40 %, этан = 20 %, жидкий газ = 26-30 %, газовый бензин = 5 %, не углеводороды = 8-13 %, $\rho \approx 1.1$).
- Газогидратные** - газ находится в твердом состоянии, но при этом отобран керн с гидратом.

2. По методике Ю.П.Коротаева - отношение содержаний изо-бутана (i-C4H10) к нормальному бутану (n-C4H10).

- Газовые, если $g = i\text{-C4H10} / n\text{-C4H10} > 1$.
- Газоконденсатные, если $g = 0.9-1.1$.
- Газоконденсатно-нефтяные, газонефтяные и попутный газ, если $g = 0.5-0.8$.

3. В качестве критерия оценки типа залежи можно использовать газовый фактор: при его значении более 900 м³/т углеводородную смесь относят к газоконденсатному типу, а при значениях менее 300 м³/т к нефтяному. При величине Гф, изменяющейся от 300 до 900 м³/т, однозначно определить тип залежи, без дополнительных исследований, очень сложно.

§5. Модели пластов и процессов вытеснения нефти и газа

Модель пласта – это система количественных представлений о геолого-физических свойствах пласта, а также насыщающих его флюидов, используемая в расчетах разработки нефтяного месторождения.

Модели пластов с известной степенью условности подразделяют на детерминированные, вероятностно-статистические и физические.

Детерминированные модели - это такие модели, в которых стремятся как можно точнее воспроизвести фактическое строение и свойства пластов. Другими словами, детерминированная модель предполагает наличие причинно-следственной связи событий, и при все более детальном учете особенностей пласта должна стать похожей на «фотографию» пласта. Практическое применение детерминированных моделей пластов стало возможным благодаря широкому развитию быстродействующей вычислительной техники и соответствующих математических методов.

Наиболее применимы следующие модели: **Шлюмберже (Schlumberger)**: Petrel- 3D геологическое моделирование, Eclipse -3D гидродинамическое моделирование. **ROXAR (Норвегия)**: IRAP RMS - 3Д геологическое моделирование, TMP MORE -3D гидродинамическое моделирование.

TimeZYX (Россия): 3D геолого- гидродинамическое моделирование. **DV (ЦГЭ - Россия)** – 3D геологическое моделирование.

Вероятностно-статистические модели ставят в соответствие реальному пласту некоторый гипотетический пласт, имеющий такие же вероятностно-статистические характеристики, что и реальный.

Идеальный грунт - это модель пористой среды, поровые каналы которой представлены в виде тонких цилиндрических трубок одинакового диаметра с параллельными осями (штабель трубок тока).

Фиктивный грунт (модель Слихтера) - это модель пористой среды, поровые каналы которой представлены в пустотах между шариков одинакового размера.

Фильтрация – движение жидкостей, газов и их смесей через твердые тела, содержащие связанные между собой поры, трещины и/или каверны.

Определение физических характеристик пласта

Для определения различных физических характеристик пласта при моделировании пользуются *континуальным подходом*. При таком подходе реальная пористая среда разбивается на несколько фиктивных континуумов и рассматривается один из них. Для каждой точки выделенного элемента можно определить как переменные, так и параметры, которые будут рассматриваться как непрерывные функции пространственных и временных координат.

К примеру, пористость - доля элементарного объёма не занятого твёрдой фазой. В случае, если выделенный элементарный объём соизмерим с величиной размера пор, то пористость равна нулю. При дальнейшем увеличении элементарного объёма значение пористости будет изменяться, пока не достигнет своего *представительного значения*, т.е. такого значения, при котором значение пористости будет большим по сравнению с величиной пор, но малым по сравнению с размерами среды.

Принимается, что значение пористости в каждой точке пласта соответствует её представительному значению для элементарного объёма, содержащего эту точку. Пористость функционально изменялась при увеличении элементарного объёма и при каком-то его значении V_p достигла представительного значения, которое и будет использовано в дальнейшем.

Аналогичным образом определяются и другие физические параметры пласта.

Вероятностно-статистические модели

Модель однородного пласта

В модели однородного пласта основные параметры реального пласта (пористость, проницаемость), изменяющиеся от точки к точке, усредняются. Часто, используя модель такого пласта, принимают гипотезу о его изотропности, т.е. равенстве свойств (проницаемостей) в любом направлении, исходящем от рассматриваемой точки пласта.

Такие свойства пласта, как Кпор, Кин в количественном выражении определяют как

$$\text{средневзвешенные по объему величины: } \bar{x}_V = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{x}_i \Delta V_i}{V}.$$

А вот пластовое давление чаще определяют средневзвешенным по площади залежи, которые рассчитывают с помощью карт равных значений параметра (карты изобар):

$$P = \frac{\sum_{i=1}^n p_i \Delta S_i}{S}, \text{ где } p_i - \text{ параметр, определяемый как средний между двумя соседними изолиниями равных его значений; } \Delta S_i - \text{ площадь, образованная двумя соседними линиями с параметрами } p_i \text{ и } p_{i-1}; S = \sum_{i=1}^n \Delta S_i - \text{ общая площадь залежи.}$$

Данная модель используется в методах материального баланса, модели Баклея-Леверетта, упругого пласта и др.

Модель зонально-неоднородного пласта – это пласт, свойства которого не изменяются по толщине, а по площади выделяются зоны с различными свойствами. Каждую зону можно рассматривать как элементарный однородный объем пласта (сторона квадрата) размером больше или равным расстоянию между соседними скважинами.

Модель слоисто-неоднородного пласта представляет собой пласт, в пределах которого выделяются слои (с непроницаемыми кровлей и подошвой), характеризующиеся различными свойствами. По площади распространения свойства каждого слоя остаются неизменными. Сумма всех слоев равна общей нефтенасыщенной толщине пласта, т.е.

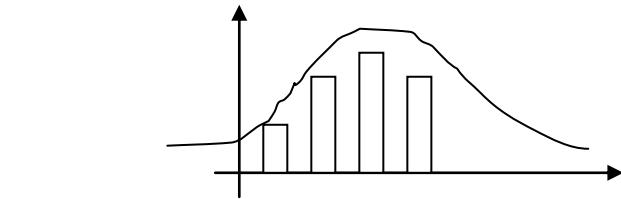
$h = \sum_{i=1}^n \Delta h_i$, где n – число слоев. Свойства пласта описываются гистограммой распределения параметра Кпрон или h_{nn} . Данная модель пласта применяется в модели поршневого вытеснения нефти водой (модель Стайлса и модель Дикстра и Парсонса).

Наиболее распространены следующие одномерные вероятностно-статистические модели, которые позволяют свести свойства неоднородного пласта к свойствам однородного пласта. Для этой цели строится гистограмма распределения геологического параметра (h_{nn} , Кпрон, Кпор и др), которое аппроксимируется непрерывной функцией плотности распределения (f). Наиболее часто применима функция нормального распределения для h_{nn} и Кпор (рис.5.1.) и функция логнормального распределения – для Кпрон.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(Knop - Knop_{cp})^2}{2\sigma^2}\right)$$

$$f(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(\ln Knop - \ln Knop_{cp})^2}{2\sigma^2}\right)$$

Где $Knop_{cp}$, $Knop_{cp}$ – среднеарифметическое значение величины, σ – дисперсия.



- гистограмма
- функция плотности распределения

Рис. 5.1. Гистограмма и функция нормального распределения Кпор

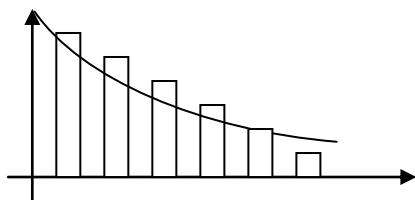


Рис.5.2. Гистограмма и функция геометрического распределения нефтенасыщенных толщин

Также часто используется геолого - статистический разрез (ГСР) по палеоглубине.

Геолого-статистический разрез пласта по песчанистости представляет собой кривую вероятностей появления коллектора по палеоглубине продуктивного горизонта, построенную по данным разрезов скважин, расположенных на изучаемой площади.

Данная модель пласта используется в методике расчета коэффициента охвата. Для расчета коэффициента охвата используется геометрическое $F(x) = h (1-h)^x$ (рис.5.2) или биномиальное распределение $F(x) = C_n^x \times h^x \times (1-h)^{n-x}$.

ГСР применяется в трехмерном моделировании для сопоставления и проверки качества моделирования.

Модель трещиноватого пласта. Существенное влияние трещин на процесс разработки пласта подтверждается целым рядом фактов. К одному из важных фактов относят несоответствие фактической проницаемости коллекторов, проницаемости образцов породы и получаемых дебитов скважин.

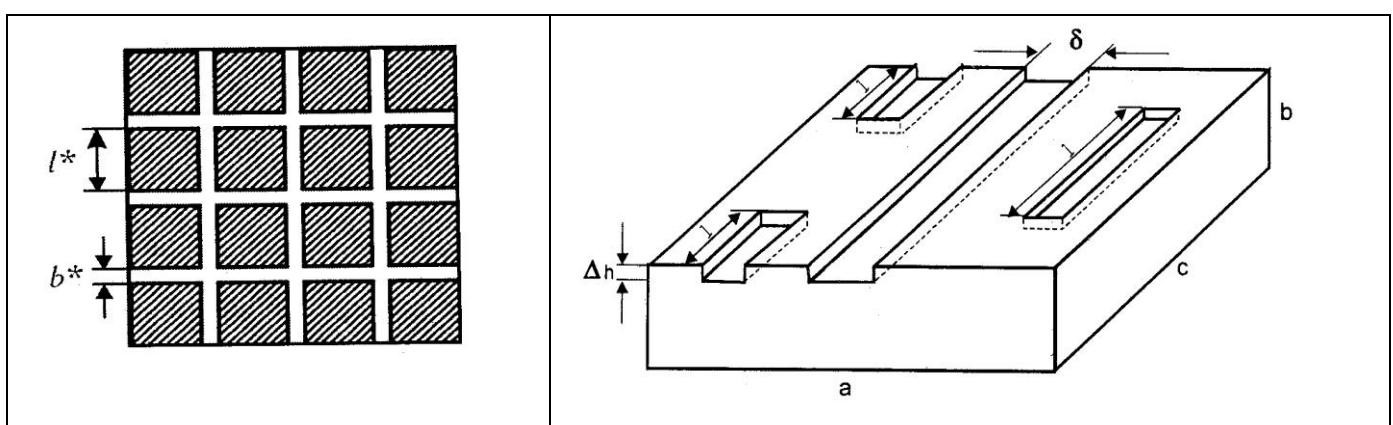


Рис. 5.3. Модель трещиноватой среды

Если нефть в пласте залегает в трещинах, разделяющих плотные и проницаемые блоки породы, то модель такого пласта может быть представлена в виде набора непроницаемых кубов, грани которых равны L , разделенных щелями шириной b (рис.5.3).

Коэффициент проницаемости трещины можно рассчитать по формуле: $K_{\text{пр.тр}} = m_T * \delta^2 / 12$, где m_T – коэффициент трещиноватой пористости, д.ед., δ - ширина трещины, мм.

При $m_T = 0.0002$ д.ед. и $\delta = 0.02\text{мм}$ получаем $K_{\text{пр.тр}}$ равен 7мД . При $m_T = 0.0058$ д.ед. и $\delta = 0.04\text{мм}$ – $K_{\text{пр.тр}}$ составляет уже 770мД .

Модели процесса вытеснения нефти и газа в пласте

Модель процесса вытеснения - система количественных представлений о процессах фильтрации флюидов в пласте и извлечения нефти и газа из недр, основанная на законах сохранения вещества, энергии и уравнениях состояния.

Модели процесса вытеснения нефти и газа в пласте (в узком смысле) – моделирование гидродинамики потоков пластовой системы. Для моделирования процессов фильтрации применяется детерминированный подход, то есть наличие причинно - следственной связи событий.

Метод материального баланса.

В 1936 г. Шильтиус вывел уравнение сохранения массы для продуктивного пласта. При выводе этого уравнения пласт рассматривается как однородный с постоянными свойствами породы и флюидов. Баланс составляется путем учета всех масс флюидов, втекающего и вытекающего за данный период времени. Уравнение материального баланса иногда называют моделью нулевой размерности, так как внутри системы порода-флюид не происходит изменений параметров ни в одном направлении. Насыщенности и давления распределены равномерно по всему пласту, и любые изменения давлений мгновенно передаются всем его точкам.

Модель поршневого вытеснения

В основу модели положен слоистый пласт. Предполагается движущийся в пласте вертикальный фронт, впереди которого нефтенасыщенность равна начальной $S_{o_n} = 1 - S_{c_n}$, а позади остается промытая зона с остаточной нефтенасыщенностью S_{n_o} . Обводнение продукции скважин должно произойти мгновенно в момент подхода фронта вытеснения к скважинам (рис.5.4).

$$F(K) - \text{функция распределения} \quad dq(t, k) = \frac{K q_o(t) dF(k)}{\frac{\mu_e}{K_e} x + \frac{\mu_n}{K_n} (L - x)}$$

$K_n(S) = \frac{K_n(S)}{K}$; $K_e(S) = \frac{K_e(S)}{K}$ относительные фазовые проницаемости;

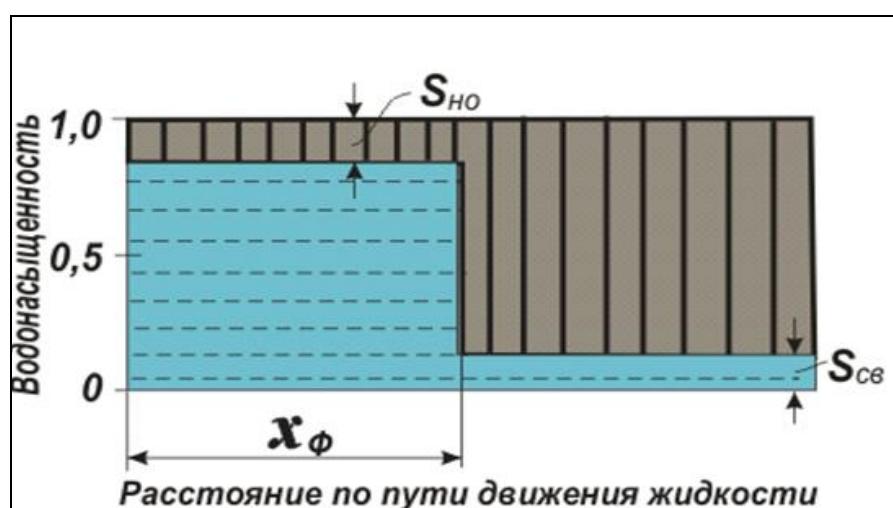


Рис.5.4. Движение фронта в модели поршневого вытеснения

Эмпирические зависимости для ОФП.

$K_{bw} = K_{rw} (S)^2$; $K_h = K_{ro} (1-S)^\beta$ – эмпирические зависимости.

Пусть $\sigma = \frac{S - S_{on}}{1 - S_{ow} - S_{on}}$ динамическая насыщенность.

Тогда $f(\sigma) = \frac{K_e}{\mu_e} / \left(\frac{K_e}{\mu_e} + \frac{K_n}{\mu_n} \right)$ – функция Баклея-Леверетта или доля воды в потоке.

$$q_e = f \cdot q_{wc}, \quad q_n = (1-f) \cdot q_{wc}; \quad f_n = 1-f \text{ – доля нефти в потоке.}$$

$Q_{подв} = Q_{геол} * K_{выт}$ – подвижные запасы,

$Q_o = K_{oxb} * Q_{подв}$ – потенциально извлекаемые запасы,

$Q_{изв} = K_{зав} * Q_o = K_{зав} * K_{oxb} * K_{выт} * Q_{геол}$.

Пример:

Модель непоршневого вытеснения для однородного пласта. Метод Баклея-Леверетта

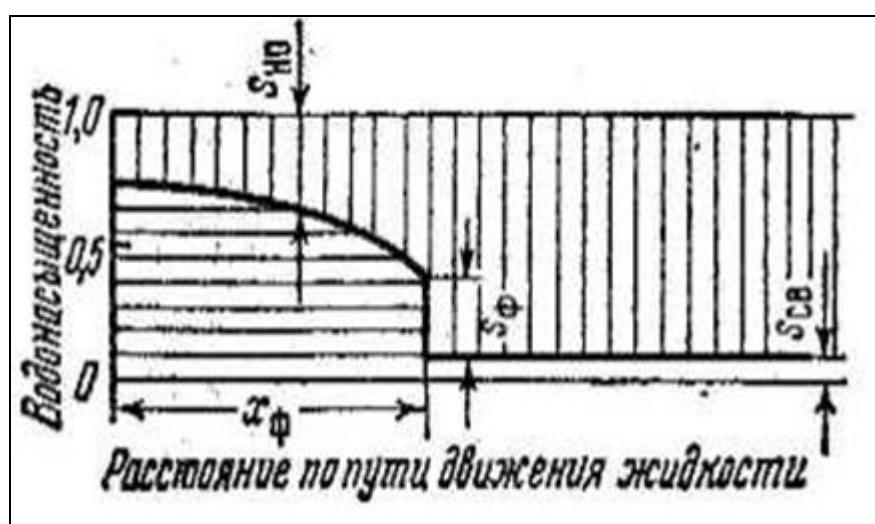


Рис. 5.5. Движение фронта в модели Баклея-Леверетта

Перед фронтом вытеснения движется только нефть, позади него — одновременно нефть и вода со скоростями, пропорциональными соответствующим фазовым проницаемостям (рис.5.5.). По мере продвижения фронта вытеснения скорости изменяются не только в зависимости от насыщенности в пласте, но и во времени. В момент подхода фронта к скважине происходит мгновенное обводнение до некоторого значения, соответствующего скачку нефтенасыщенности на фронте, а затем обводненность медленно нарастает.

$$mA \frac{\partial \sigma}{\partial t} + \frac{\partial q_e}{\partial x} = 0, \quad q_b(x, t) = q(t) \cdot f(\sigma(x, t)), \quad \text{где } f = \frac{K_e / \mu_e}{K_e / \mu_e + K_n / \mu_n} \text{ – функция}$$

Баклея-Леверетта.

$$\text{Предположения } mA \frac{\partial \sigma}{\partial t} + q(t) \frac{\partial f}{\partial x} + f(\sigma) \cdot \frac{\partial q}{\partial x} = 0, \quad mA \frac{\partial \sigma}{\partial t} + q(t) f'(\sigma) \frac{\partial \sigma}{\partial x} = 0.$$

$$\text{Метод характеристик: } mA \frac{dx}{dt} = q(t) f'(\sigma) \quad \rightarrow \quad mA x = Q(t) f'(\sigma)$$

Рис. 1.19. Относительные фазовые проницаемости газа (1) и нефти (2) при наличии 15–25 % объема пор связанный воды (сплошные линии) и в ее отсутствие (пунктирные линии)

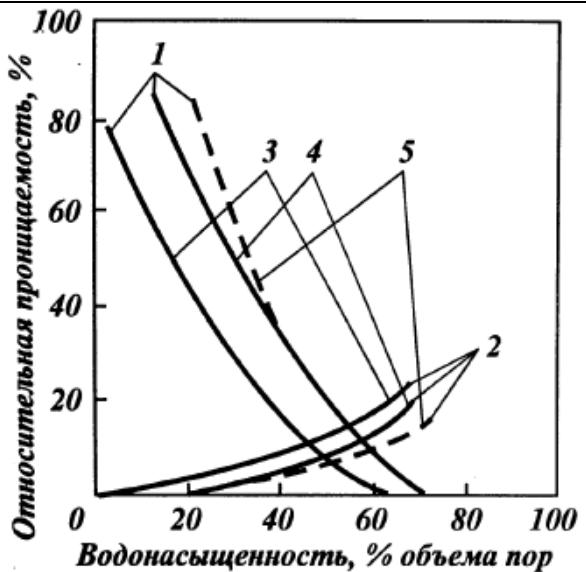
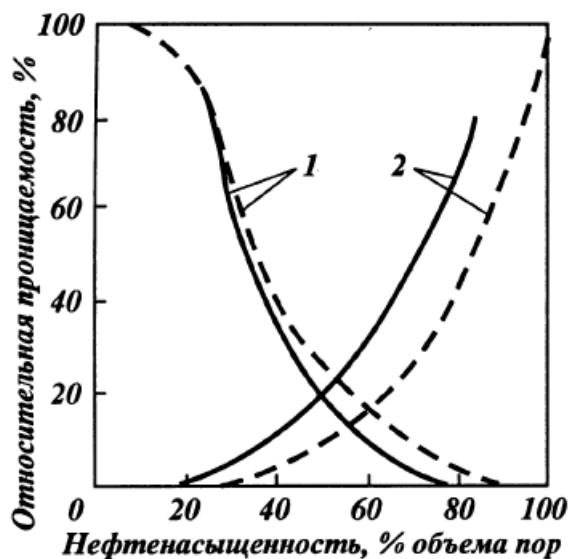


Рис. 1.20. Относительные фазовые проницаемости нефти (1) и воды (2) при наличии 5 % (3), 10 % (4) и 20 % (5) объема пор связанный воды

Рис. 5.6 ОФП

формулы Велджа

$$\begin{cases} \sigma = T(x) - xT'(x) \\ f(\sigma) = 1 - T'(x) \\ f'(\sigma) = 1/x \end{cases},$$

где $T(x) = \frac{Q_n(t)}{Q_o}$; $x = \frac{Q_{ж}(t)}{Q_o}$; $Q_n(t)$ – накопленная добыча нефти с начала разработки, $Q_{ж}(t)$ – накопленная добыча жидкости с начала разработки, Q_o – потенциально – извлекаемые запасы нефти.

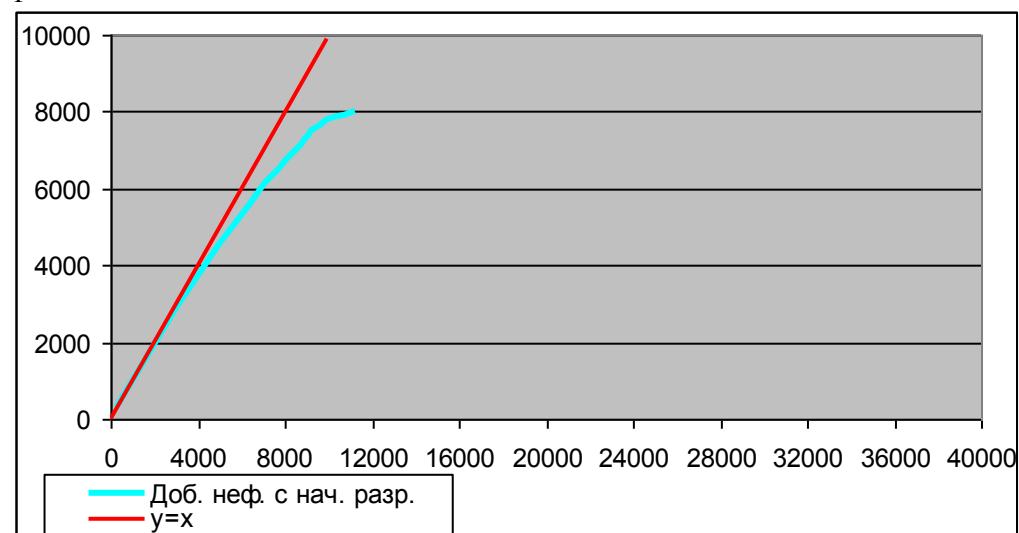


Рис. 5.7. Характеристика вытеснения

§6. Коллекторы нефти и газа

Коллектор – горная порода, обладающая способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать их при разработке.

Коллекторы дифференцируются по составу образующих пород:

- терригенные (песчаники, алевриты, алевролиты);
- карбонатные (известняки, мел, доломит);
- вулканогенные.

Проницаемость – способность (свойство) породы пропускать через себя жидкость и (или) газы при наличии перепада давления.

Коэффициент проницаемости – числовое выражение проницаемости, определяемое при линейном законе фильтрации.

$$\text{Закон Дарси записывается в виде уравнения: } q = -\frac{Khb}{\mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial x}, \quad w = -\frac{K}{\mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial x},$$

где q – дебит жидкости; w – скорость фильтрации.

Абсолютная проницаемость – проницаемость породы при фильтрации через её образец газа, что обеспечивает полное и равномерное насыщение поровых каналов. Обозначается буквой K , размерность Дарси, $1D \approx 1 \text{мкм}^2$, $1D = 1000 \text{мД}$.

Эффективная проницаемость – проницаемость одной фазы при наличии в пористой среде других неподвижных фаз: $K_{\text{нов}}$; $K_{\text{вон}}$.

Фазовая проницаемость – проницаемость породы для одной из фаз, движущейся в порах двухфазной (многофазной) системы: $K_h(S)$, $K_v(S)$.

ОФП – отношение фазовой проницаемости (по воде и нефти) к абсолютной.

Зачастую данные об относительной проницаемости по данному пласту недоступны. В таком случае необходимо пользоваться эмпирическими зависимостями, полученными по данным обобщения опыта, проведенного Национальным нефтяным советом (ННС):

$$K_v = K_v^0 \left[\frac{S - Swc}{1 - Sor - Swc} \right]^\alpha \quad (6.1)$$

$$K_h = K_h^0 \left[\frac{1 - Sor - S}{1 - Sor - Swc} \right]^\beta \quad (6.2)$$

где K_v^0 – относительная проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности;

K_h^0 – относительная проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности;

S – водонасыщенность;

$S_{v,sv}$ – насыщенность связанный водой;

S_{on} – насыщенность остаточной нефтью;

α, β – экспоненциальные значения относительной нефте- или водопроницаемости.

В качестве стандартных данных ННС рекомендованы следующие значения (табл. 6.1).

Табл. 6.1. Рекомендованные значения для уравнений относительных проницаемостей по данным ННС

Параметр	Песчаник	Карбонатная порода
Конечное значение относительной нефтепроницаемости	1.0	1.0
Конечное значение относительной водопроницаемости	0.25	0.4
α	2.0	2.0
β	2.0	2.0
Остаточная водонасыщенность (%)	25	37

Так как коллектора способны вмещать нефть и газ в своих пустотах, то существует следующая классификация коллекторов по типу пустот:

- поровые (обломочные горные породы);
- трещинные или трещиноватые;

- каверновые (карбонатные);
- комбинированные (трещиновато-порово-каверновые).

Соответственно емкостные свойства породы определяются ее пустотностью, которая слагается из объема пор, трещин и каверн:

$$V_{\text{пуст}} = V_{\text{пор}} + V_{\text{трещ}} + V_{\text{каверн}}$$

Пористость – пустотность коллектора, представленная межзерновыми порами.

Коэффициент пористости - относительный объем пор в коллекторе, выражаемый в долях единиц.

Табл. 6.2. Расчет средней пористости

Среднеарифметический коэффициент пористости	$m = \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{n}$
Коэффициент пористости, средневзвешенный по мощности h	$m = \frac{\sum_{i=1}^n m_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}$
Коэффициент пористости, средневзвешенный по объему	$m = \frac{\sum_{i=1}^n m_i h_i A_i}{\sum_{i=1}^n h_i A_i}$

Табл. 6.3. Основные ФЕС коллекторов Западной Сибири

Группа пластов	Глубина залегания, м	Проницаемость Д (мД)	Пористость, %
ПК (сеноман)	800-1500	0,5-5,0 (500-5000)	30-40
АВ, АС	1200-2500	0,05-1,0 (50-1000)	25-35
БВ, БС	2000-3000	0,010-0,100 (10-100)	18-30
ЮС, ЮВ	2500-3500	0,001-0,01 (1-10)	14-25

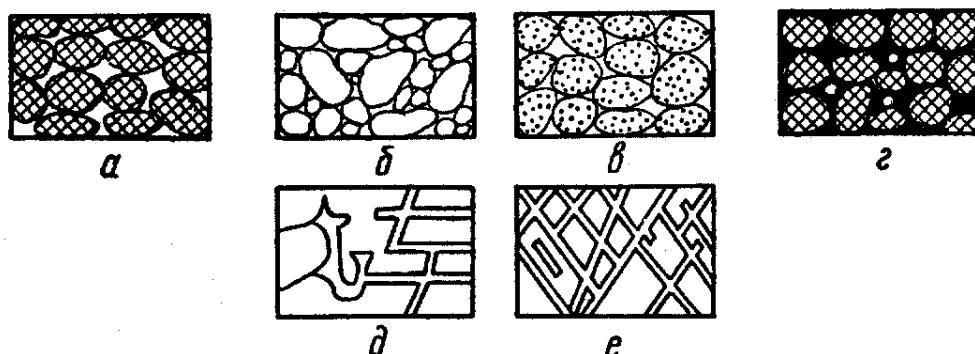


Рис. 6.1. Различные типы пустот в породе

а – хорошо отсортированная порода с высокой пористостью; б – плохо отсортированная порода с низкой пористостью; в – хорошо отсортированная пористая порода; г – хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена в результате отложения минерального вещества в пустотах между зернами; д – порода, ставшая пористой благодаря растворению; е – порода, ставшая коллектором благодаря трещиноватости.

Проницаемость пористой среды – это способность пропускать жидкость или газ при перепаде давления.

Проницаемость горных пород в случае линейной фильтрации определяется по закону Дарси, согласно которому объемный расход жидкости проходящей сквозь породу при ламинарном движении прямо пропорционально коэффициенту проницаемости, площади поперечного сечения этой породы, перепаду давления, и обратно пропорционально вязкости жидкости и длине пройденного пути

$$Q = k_{np} \frac{F(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (6.3)$$

где Q -объемный расход жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$; k_{np} – коэффициент проницаемости, м^2 ; F – площадь поперечного сечения, м^2 ; μ - вязкость флюида, $\text{Па}\cdot\text{с}$; L – длина пути, м ; $(P_1 - P_2)$ – перепад давления, Па .

В случае фильтрации газа коэффициент проницаемости рассчитывается по формуле:

$$k_{np} = \frac{2QP_{atm}\mu L}{F(P_1^2 - P_2^2)} \quad (6.4)$$

где Q_0 - объемный расход газа приведенный к атмосферному давлению; P_{atm} – атмосферное давление, Па ; F – площадь поперечного сечения, м^2 ; μ - вязкость флюида, $\text{Па}\cdot\text{с}$; L – длина пути, м ; P_1 - начальное давление, Па ; P_2 – конечное давление, Па .

Проницаемость пород, служащих коллекторами для нефти, обычно выражают в **миллидарси** или $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. $1\text{Д} \approx 1.02 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2 \approx 1.02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \approx 1000 \text{ мД}$.

Анизотропия – различие физических свойств горной породы по разным направлениям: $x = \sqrt{\frac{K_z}{K}}$.

Коэффициент нефте- газонасыщенности – отношение объема нефти (газа), содержащегося в порах пласта к общему объему всех пор нефтеносного (газоносного) пласта в пластовых условиях. $K_{oh} < K_{nh} \leq 1,0$

Если $0,5 < K_{nh} < 0,90$, то $f_{вход} = 0$, и при вводе скважины ее дебит безводный.

Если $K_{nh} \leq 0,5$, то такой пласт называют недонасыщенным. Характерным признаком таких пластов является ненулевая входная обводненность, то есть $f_{вход} \neq 0$ и составляет $\approx 5-15\%$. При вводе скважины получают начальную обводненность, т.е. приток нефти с водой.

Коэффициент остаточной нефте- газонасыщенности – предельное нижнее значение коэффициента насыщенности данной фазы, при которой возможно её вытеснение.

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности (K_{oh}) – экспериментально определяемый параметр. K_{oh} – зависит от проницаемости (см. табл.6.4.), величины K_{nh} , типа цемента и др. параметров.

Табл. 6.4. Характерные значения коэффициента остаточной нефте- и газонасыщенности для коллекторов Западной Сибири

$K_{np}, \text{мД}$	$K_{oh}, \text{д. ед.}$	$K_{ог}, \text{д. ед.}$
50-1000	0,15-0,20	0,15-0,25
10-50	0,20-0,30	
1-10	0,30-0,40	

Коэффициент вытеснения – отношение объема вытесненной нефти к начальному объему нефти в коллекторе (образце) при длительной промывке: $K_{выт} = \frac{K_{nh} - K_{oh}}{K_{nh}}$.

Исследование керна осуществляют в лаборатории на УИПК-2 – установка исследования поровых коллекторов, и других.

Смачиваемость – способность жидкости распространяться (растекаться) или прилегать к твердой поверхности в присутствии другой несмачивающей жидкости (газа, рис.6.2). Вода – смачиваемая фаза, газ – несмачивающая фаза. Коллектор гидрофильный, если он смачивается водой. Коллектор гидрофобный, если он несмачивается водой.

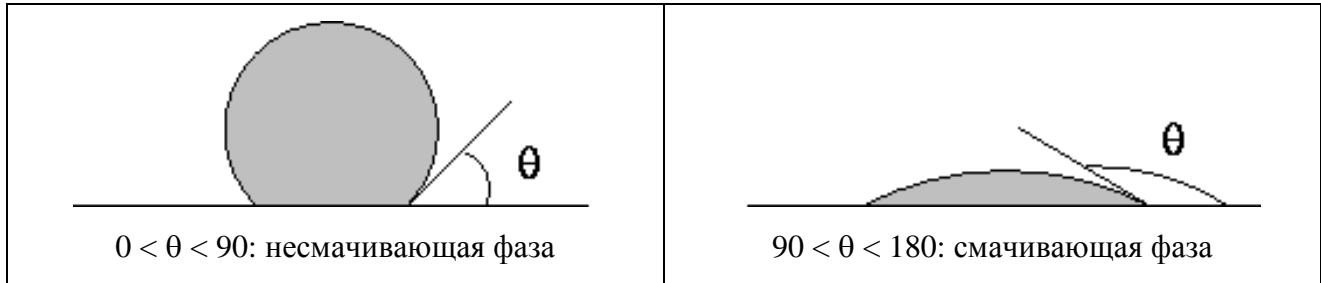


Рис. 6.2. Различие гидрофильных и гидрофобных коллекторов

Давление выталкивания и статический градиент флюида. Градиент вытеснения - это величина возрастания давления вытеснения относительно положения над зеркалом свободной воды. Расчитывается вычитанием градиента давления нефти из градиента давления воды ($0.098 - 0.074 = 0.024 \text{ atm/m}$). В этом примере (рис.6.3) давление выталкивания на глубине 2300 метров равно $(2450-2300)*0.024 = 3.6 \text{ atm}$.

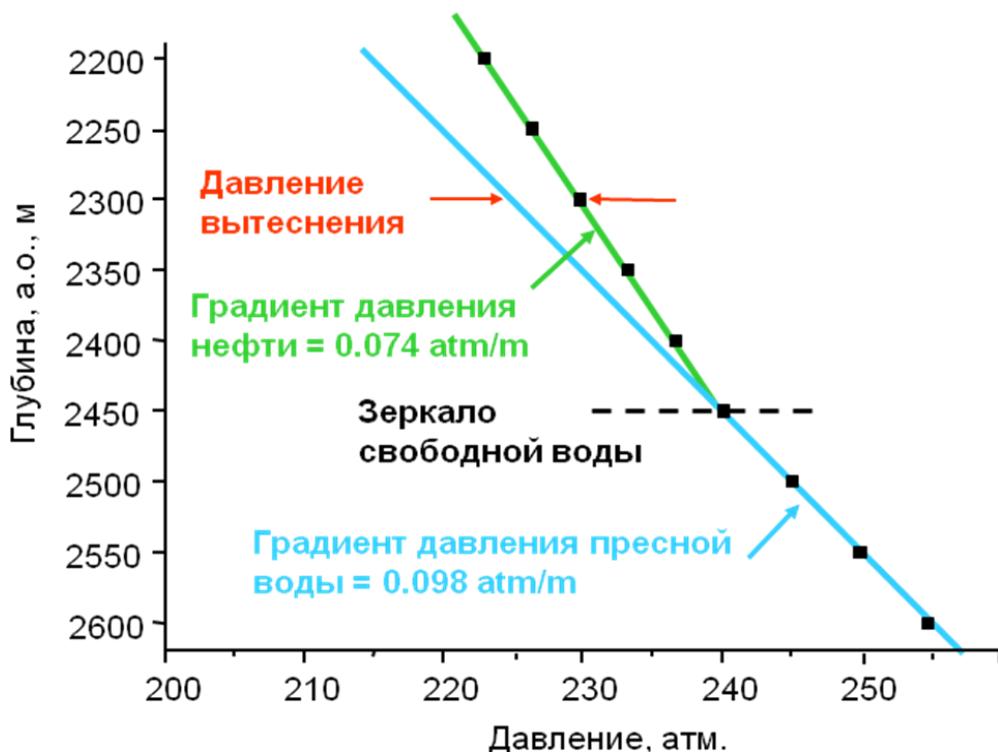


Рис. 6.3. Капиллярное давление

Капиллярометрия – вид исследования, позволяющий определить кривую капиллярного давления: $P_c = P_e - P_h$ - капиллярное давление.

$P_c = \alpha\sqrt{m} \cos\Theta \cdot J(s)\sqrt{k}$ - уравнение Леверетта. Θ – краевой угол смачиваемости. $J(s)$ – функция Леверетта – это средство нормализации значений P_c по пробам с различными значениями пористости и проницаемости

В процессе исследований надо иметь в виду, что образцы пород с полностью гидрофильной поверхностью имеют $M=1$, а с полностью гидрофобной – $M=0$.

В диапазоне крайних значений показателя M породы по смачиваемости поверхности ранжируются следующим образом:

- 0-0.2 – гидрофобные;
- 0.2-0.4 – преимущественно гидрофобные;
- 0.4-0.6 – с промежуточной смачиваемостью;
- 0.6-0.8 – преимущественно гидрофильные;
- 0.8-1.0 – гидрофильные.

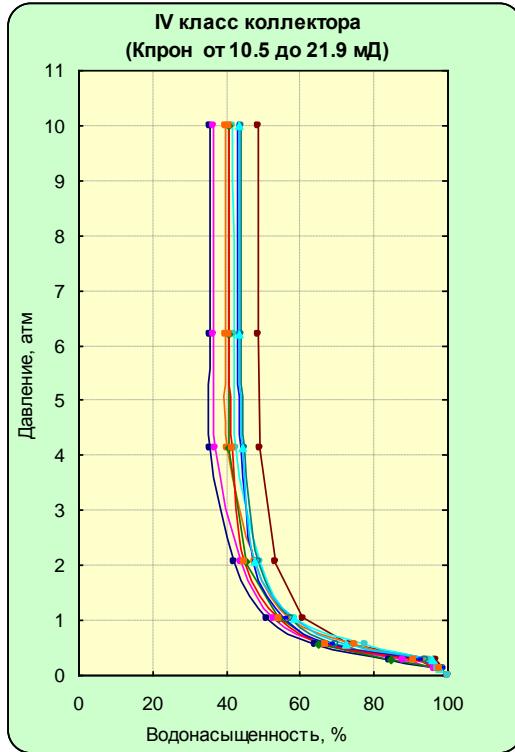


Рис. 6.4. Капиллярная кривая для коллектора пласта Ю₁¹

Формулы Бурдайна для расчета фазовых проницаемостей по капиллярным кривым:

$$K'_{np.e} = \left(\frac{k_e - k_{eo}}{1 - k_{eo}} \right)^2 \times \int_{k_{eo}}^{k_e} \frac{dk_e}{P_k^n} \Bigg/ \int_{k_{eo}}^1 \frac{dk_e}{P_k^n}; \quad (6.5)$$

$$K'_{np.h} = \left(1 - \frac{k_e - k_{eo}}{1 - k_{eo} - k_{no}} \right)^2 \times \int_{k_e}^1 \frac{dk_e}{P_k^n} \Bigg/ \int_{k_{eo}}^1 \frac{dk_e}{P_k^n}, \quad (6.6)$$

где Р_k - капиллярное давление (давление вытеснения).

Ков - остаточная водонасыщенность, д.ед;

Кон - остаточная нефтенасыщенность, д.ед.

Как видно из формул, величина относительной проницаемости по воде и нефти аппроксимируется с использованием выражений, которые заключены в круглые скобки. Поэтому закономерность изменения относительных проницаемостей от k_в и k_{во} подчинена конкретной (не универсальной!) модели. Однако эта частная модель широко используется на практике при обобщении анализов керна и определении относительных проницаемостей.

Результаты обработки данных капилляриметрии по формулам Бурдайна нами использованы для их обобщения с целью учета неоднородности реального разреза и построения зависимости относительных проницаемостей по воде и нефти от k_в и k_{во}.

Понятие капиллярного давления и принцип гравитационно-капиллярного равновесия

Зависимость водонасыщенности от высоты над ЗСВ может быть пересчитана в зависимость капиллярного давления от водонасыщенности, зная плотности воды и нефти в пластовых условиях: ($\rho_w - \rho_o$) * g * H = P_c

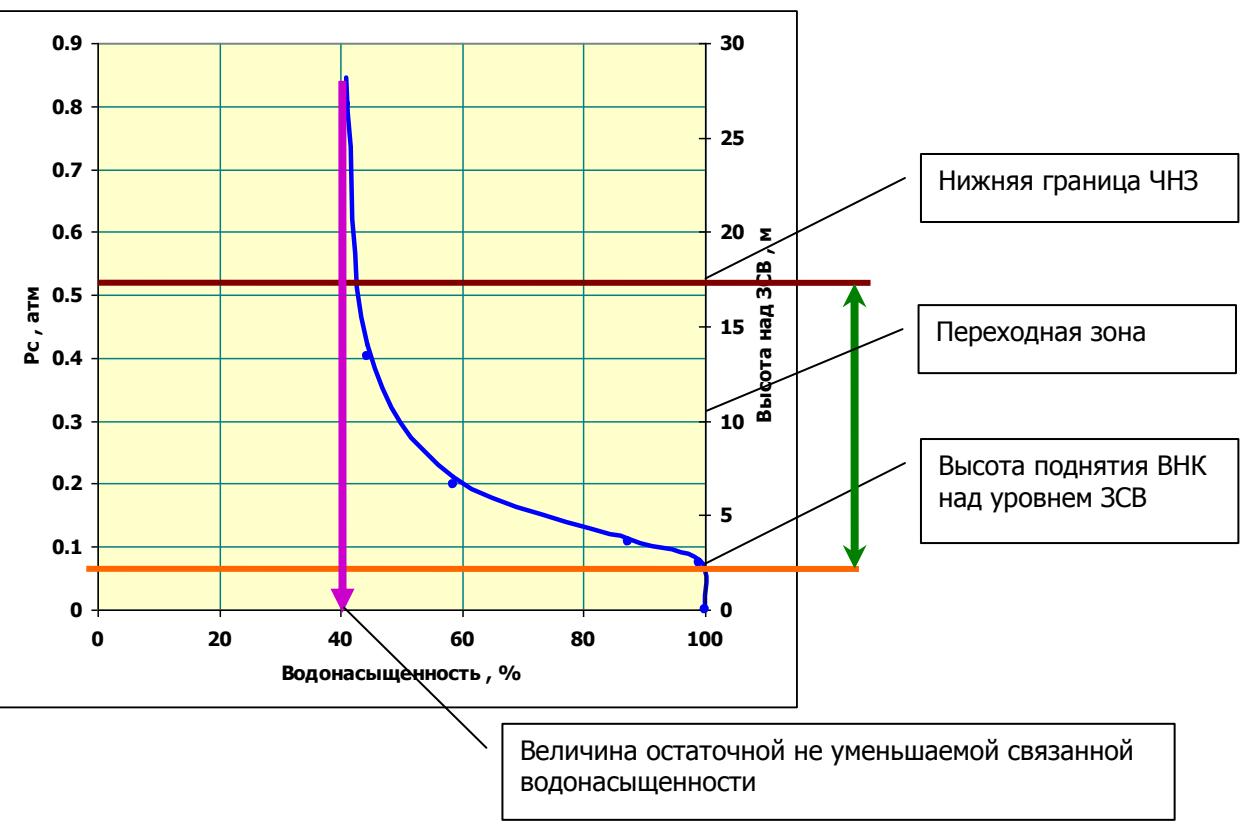


Рис. 6.5. Переходная зона и коэффициент насыщенности

Основные параметры, применяемые в теории фильтрации:

Коэффициент подвижности – K/μ .

Коэффициент проводимости - K^*h , параметр, характеризующий фильтрационные свойства пласта.

Коэффициент гидропроводности: $\frac{K \cdot h}{\mu}$ – параметр, характеризующий фильтрационные свойства и продуктивность пласта.

Коэффициент пьезопроводности – это коэффициент, характеризующий темпы распространения пластового давления в условиях упругого режима.

$\chi = \frac{K}{\mu \cdot \beta_{cp}}$, где $\beta_{cp} = \beta_n + m\beta_\infty$ – коэффициент сжимаемости среды;

β_n – коэффициент сжимаемости породы $\beta_n = (0,1 \div 0,2) \cdot 10^{-3} \text{ 1/MPa}$

β_∞ – коэффициент сжимаемости флюида (1/МПа) $\beta_\infty = 5 \cdot 10^{-3} \text{ 1/MPa}$, $\beta_e = 0,5 \cdot 10^{-3} \text{ 1/MPa}$

m – пористость (д. ед.);

μ – вязкость флюида, $1 \text{ cПз} = 10^{-3} \text{ Па с}$

Геотермический градиент – коэффи.увеличения (роста) температуры пласта с увеличением глубины залегания. Геотермический градиент (Γ) - физическая величина, описывающая скорость нагревания Земли, в зависимости от расстояния до поверхности.

Табл. 6.5. Значение пластовых температур и геотермических градиентов в газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях

Район	Глубина залегания H, м	T, °C	Г, °C/100м	T = $\bar{T} + (H - \bar{H})$
<i>Западная Сибирь</i> Тюменская область (мел, юра) Красноярский край	400÷3070	13÷100	3,1	61+0,031(H-2000)
	820÷2560	12÷60	3,0	43+0,030(H-2000)
Томская и Новосибирская области	1550÷4520	49÷143	3,6	68+0,036(H-2000)
<i>Восточная Сибирь</i> Якутия Иркутская обл. (палеозой, протерозой)	660÷4080	3÷95	2,3	42+0,023(H-2000)
	600÷2700	12÷33	0,9	27+0,009(H-2000)
<i>Дальний Восток</i> Сахалинская обл. Камчатская обл.	120÷2420	3÷81	3,1	61+0,031(H-2000)
	200÷3290	20÷125	2,8	76+0,028(H-2000)

Возраст меловых отложений Западной Сибири составляет 100 млн. лет, юрских отложений – 250 млн. лет. Возраст отложений палеозоя Иркутской области равен 500 млн. лет, протерозойских отложений – 580 млн. лет.

Неоднородность коллекторов

Изменчивость формы залегания и физических свойств коллекторов в пределах рассматриваемого продуктивного пласта.

Прерывистость пласта – неповсеместное распространение коллекторов продуктивного пласта.

Однородный пласт – пласт, являющийся коллектором по всей толщине, с постоянными свойствами по площади и разрезу.

Параметры объемной неоднородности:

Коэффициент песчанистости – отношение суммарной эффективной толщины всех проницаемых пропластков h_{ϕ}^i во всех скважинах к общей суммарной толщине пласта в этих

$$\text{же скважинах } K_{nec} = \frac{\sum h_{\phi}^i}{\sum H_i}; \quad K_n > 0,6 \text{ благоприятный фактор(хорошо)} \\ K_n < 0,3 \text{ неблагоприятный фактор(плохо)}$$

Коэффициент расчлененности - отношение числа проницаемых прослоев h_i продуктивного пласта, суммируемого по всем скважинам, к общему числу скважин

$$K_p = \frac{\sum n_i}{N}; \quad K_p > 5 \text{ неблагоприятный фактор(плохо)} \\ K_p < 3 \text{ благоприятный фактор(хорошо)}.$$

Коэффициент анизотропии пласта – (от греч. anisos – неравный, tropos – направление) – $\alpha = \sqrt{\frac{K_z}{K}}$. Анизотропия – различие свойств коллектора в вертикальном и горизонтальном направлениях.

Коэффициент макронеоднородности отношение числа проницаемых прослоев n_i продуктивного пласта, суммируемого по всем скважинам, к общей суммарной эффективной толщине пропластков в этих же скважинах: $K_m = \sum n_i / \sum h_{\phi}^i$.

$1/K_m$ - средняя толщина нефтенасыщенного пропластка в пласте.

Если $K_m \leq 0.5$, значит $1/K_m > 2m$, это благоприятный фактор (хорошо),

Если $K_m \geq 1.0$, значит $1/K_m < 1m$, это неблагоприятный фактор (плохо).

Пример 1: Рассчитайте дебит нефтяной (водяной) скважины по уравнению Диопюи.

$$q_{sc} = \frac{2 \pi k h (P_{nl} - P_{заб})}{\mu_h b_h (\ln(R/r_k) - 0.75 + S)} = K_{nprod} \cdot \Delta P, \quad (6.8)$$

где К - проницаемость, $1 \text{ мД} = 10^{-15} \text{ м}^2$,

h – эффективная г/н толщина пласта, м,

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, 1 атм = 10^5 Па,

$P_{\text{заб}}$ – забойное давление, 1 атм. = 10^5 Па,

Δp – депрессия на пласт, 1 атм. = 10^5 Па.

$\Delta p = 10-40$ атм. для ШГН, $\Delta p = 60-100$ атм. для ЭЦН, $\Delta p = 3-5$ атм. для газовой скважины.

R – радиус контура дренирования, м. Изменяется в диапазоне 100-1000м и соответствует плотности сетки скважин.

r_c – радиус скважины, принимается равным 0,1 м,

μ_n – вязкость нефти – 1 сПз = 10^{-3} Па·с,

S – скин фактор (от -5 до +20) параметр описывающий состояние (степень загрязнения) призабойной зоны пласта (ПЗП);

$S=0$ – идеальная ПЗП,

$S < 0$ – ПЗП очищена или улучшена (после освоения скважин, ГРП или ОПЗ),

$S > 0$ – ПЗП загрязнена (после вскрытия или глушения).

$b_n = 1 + 0,00305 * \Gamma \phi$, объемный коэффициент нефти.

Рассчитать дебит жидкости для пласта ПК₂₀ (глубина залегания 1200 м, Кпр = 500 мД, $\Gamma \phi = 50 \text{ м}^3/\text{м}^3$, $h = 5$ м, $\mu_n = 1$ сПз, $\Delta p = 40$ атм). Давление гидростатическое, установлен ЭЦН.

РЕШЕНИЕ. Пласт ПК₂₀. Глубина залегания 1200 м, $P_{\text{пл}} = \rho_n g L = 0,1 L = 120$ атм.

$\Delta p = 40$ атм., $P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} - \Delta p = 80$ атм = $80 * 10^5$ Па.

$b_n = 1 + 0,00305 * 50 = 1,15$

$$q_{\text{ж}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 5 \cdot 500 \cdot 10^{-15}}{10^{-3} \cdot 1,15 \cdot (\ln(900 / 0,1) + 0)} \cdot (120 - 80) \cdot 10^5 = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 5 \cdot 500 \cdot 10^{-7} \cdot 40}{1,15 \cdot (9,1 + 0)} =$$

= 0.006 м³/с = 518.4 м³/сут. Если $\rho_n = 0.85$ т/м³, то $q_{\text{ж}} = 440.5$ т/сут.

Пример 2: рассчитайте дебит газовой скважины по уравнению Дюпюи

$$Q_z = \frac{\pi K h T_{\text{ср}} (P_k^2 - P_{\text{заб}}^2)}{z \mu_z \cdot T_{\text{пл}} \cdot P_{\text{пл}} (\ln(R / r_c) + S)} \quad (6.9)$$

где $K = 500$ мД – проницаемость, 1 мД = 10^{-15} м²,

$h = 20$ м – эффективная г/н толщина пласта, м;

$T_{\text{ср}} = 293.15^0$ К = 20^0 С - температура при стандартных условиях;

$Z = 0.9$ - коэффициент сверхжимаемости газа (если $z = 1$, газ идеальный; диапазон изменения $z = 0,8-1,2$);

$\mu_r = 0.02$ сПз – вязкость газа – 1 сПз = 10^{-3} Па·с;

$T_{\text{пл}} = 33$ град.С – пластовая температура ($T_{\text{пл}} = 0,03 \cdot L^0$ С);

$P_{\text{ср}} = 1$ атм. – стандартное давление;

$R_k = 1000$ м – радиус контура дренирования (500-2000 м);

$r_c = 0,1$ м - радиус скважин;

$S = 0$ – скин фактор;

$\Delta p = P_k - P_{\text{заб}} = 5$ атм депрессия на пласт (диапазон изменения для ПК1 от 2 до 10 атм., для низкопродуктивных пластов до 40 атм, и более);

Пласт ПК₁. Давление пластовое начальное = 0,1·L = 110 атм., глубина – 1100 м.

$$T_{\text{пл}} = 0,03 \cdot 110 = 33^{\circ}\text{C} = 272 + 33 = 305^{\circ}\text{K}$$

$$Q_e = \frac{3,14 \cdot 500 \cdot 10^{-15} \cdot 20 \cdot 273,15}{0,9 \cdot 0,02 \cdot 10^{-3} \cdot 305 \cdot 1 \cdot (\ln(1000 / 0,1) + 0)} \cdot (110^2 - 105^2) \cdot 10^{10} =$$

$$= \frac{3,14 \cdot 500 \cdot 20 \cdot 273,15 \cdot 10^{-2}}{0,9 \cdot 0,02 \cdot 305 \cdot 1 \cdot (9,2 + 0)} \cdot (12100 - 11025) = \frac{85769 \cdot 1075}{50,51} \text{ м}^3 / \text{с} =$$

$$= 15,69 \text{ м}^3/\text{с} = 1356 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$$

§7. Корреляция пластов. Подсчетные планы

Одна из основных задач анализа разработки – проверка качества выделения коллекторов, корреляции пластов, построения подсчетных планов и оценка достоверности расчета запасов нефти, газа и конденсата.

Геологическое тело – часть геологического пространства, ограниченного геологическими границами. Геологический пласт - это геологическое тело, ограниченное кровлей и подошвой и содержащее коллектора и неколлектора.

Корреляция – выделение в разрезе и прослеживание по площади геологического пласта, выяснение условий его залегания, постоянства состава и мощности. При детальной корреляции за основу берутся материалы ГИС, исследования керна, опробование скважин и др. Для установления последовательности напластования при детальной корреляции особое значение имеет выделение реперов и реперных границ.

Репером называется достаточно выдержаный по площади и по мощности пласт (зачастую глина) отличающийся по свойствам от выше - и нижезалегающих пород и выделяемый на диаграммах ГИС по характерным участкам кривой.

Региональными реперами для Западной Сибири являются: сейсмические отражающие горизонты – Г (кровля сеномана) и Б (баженовские отложения). Геофизические репера – пимская пачка и др.

Результаты детальной корреляции широко используются при подсчете запасов для выделения пластов и их идентификации, а также проектировании и анализе разработки. Для выделения пластов используют (применяют) схему корреляций по какой-либо линии скважин (рис.7.1).

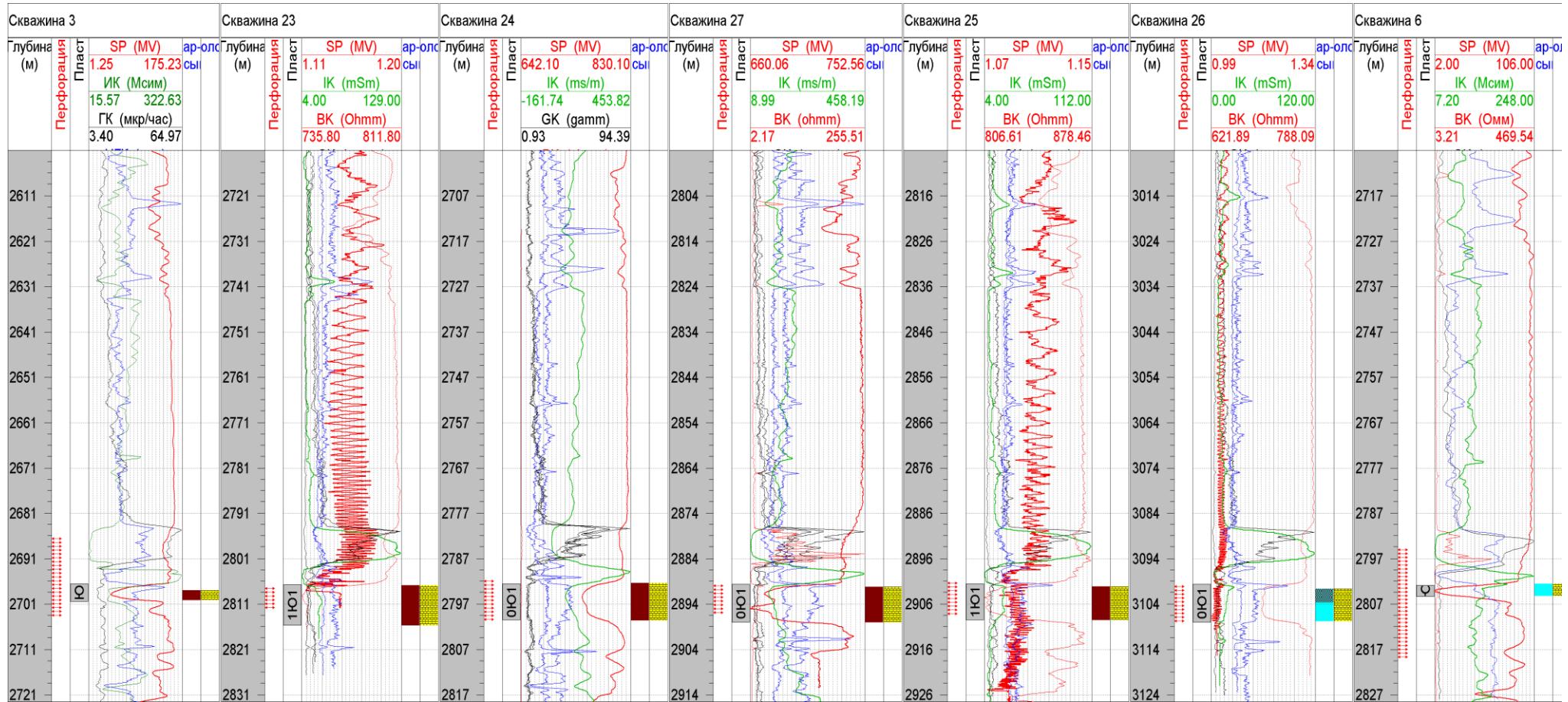


Рис. 7.1. Корреляция разреза по линии скважин №№ 3, 23, 24, 25, 26, 6 Хвойного месторождения

При построении трехмерной модели согласовываются и проверяются корректность построения структурных карт по кровле и подошве пласта, отбивки ВНК, ГНК и ГВК.

Зачастую вылавливаются ошибки пересечения структурных карт кровли и подошвы, незамеченные при двумерном моделировании (картопостроении).

Каротаж. Наиболее применимым является каротаж, который проводится в открытом стволе скважин, который позволяет решать задачи: литологическое расчленение разреза, корреляция пластов. Включает в себя два вида каротажных диаграмм (кривых):

ПС (PS) потенциал собственной поляризации (мВ).

ИК индукционный каротаж (ом.м) или CILD, мS/m (см. рис. 7.2).

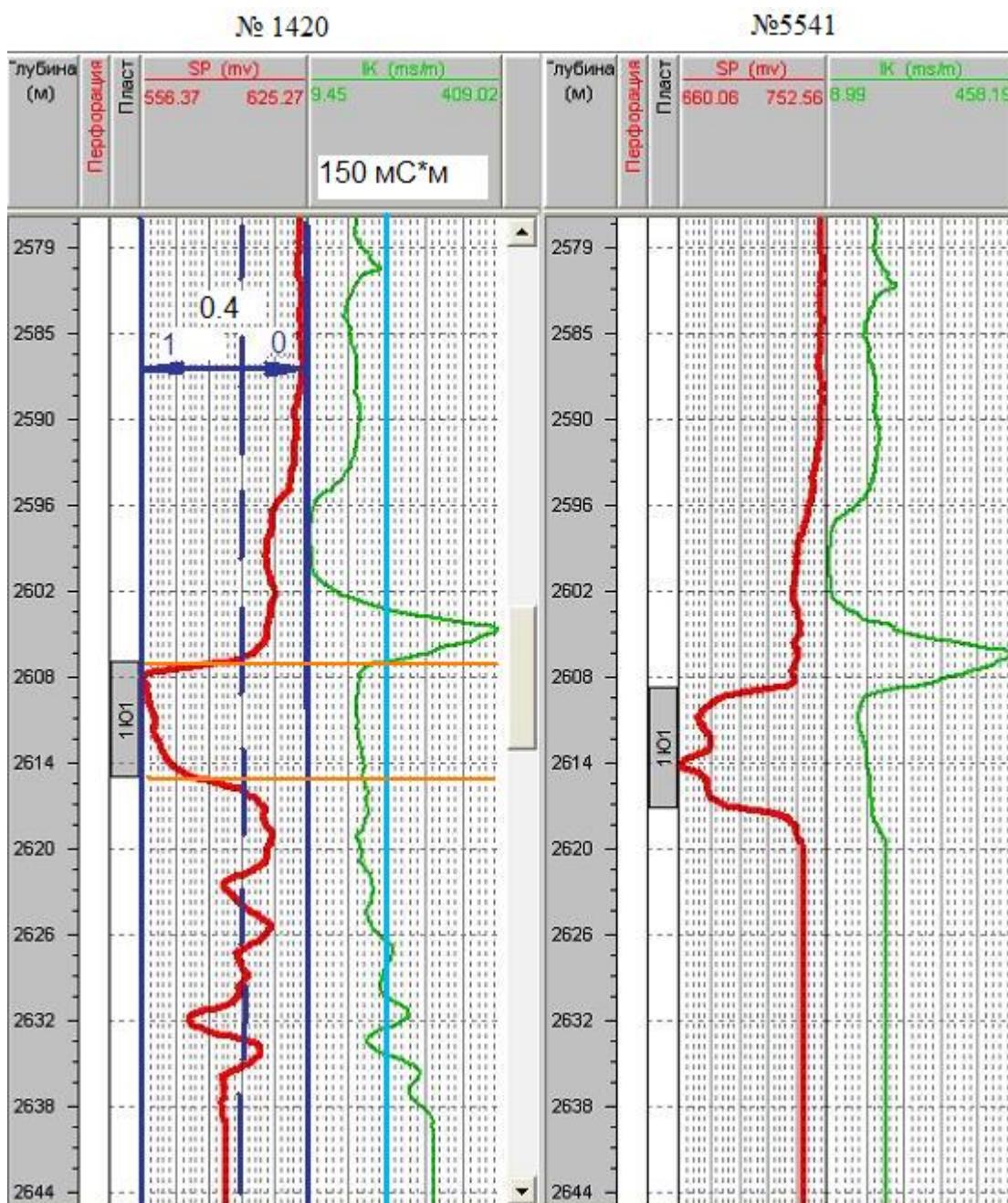


Рис. 7.2. Стандартный каротаж скважин №№ 1420, 5541

По ПС определяются (выделяются) коллекторы. По правой границе рисуется линия глин, по левой границе линия чистых песчаников. Затем данный интервал нормируют от 0 до 1, вводя параметр $\alpha_{\text{ПС}}$. На границе глин $\alpha_{\text{ПС}} = 0$, на границе чистых песчаников $\alpha_{\text{ПС}} = 1$ (см.рис.7.2). Вводим критерий выделения коллекторов $\alpha_{\text{ПС,КР}} = 0.4$ (характерное значения для меловых отложений Зап.Сибири) и наносим на диаграмму. Границы пластов (пропластков)

выделяются на уровне точек кривой соответствующих половине аномалии: $\Delta u_{\text{сп}}/2$. Граница коллектор неколлектор по линии $0,4 * \Delta u_{\text{сп}}$.

ИК позволяет определить характер насыщения в коллекторах: вода или углеводород (газ или нефть) по сопротивлению породы (R_p). Но у этой кривой граница воды лежит слева, граница нефти – справа. Если $R_p <= 4$ Омм, то коллектор водонасыщен. В диапазоне сопротивлений $R_p = 4 \div 8$ Ом.м находится нефть+вода ($\leq 150 \div 120$ мС/м). И если $R_p > 8$ Ом.м, то коллектор нефтенасыщен.

См. примеры: стандартный каротаж скважин №№ 1420, 5541. на рис.7.2.

Запасы нефти и газа

На нефтяных и газовых месторождениях к основным полезным ископаемым относятся нефть и горючие газы.

В соответствии с «Требованиями к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов» утвержденными ГКЗ СССР в 1982г., к попутным полезным ископаемым относятся минеральные комплексы (горные породы, руды, подземные воды, рассолы), добыча которых при разработке основного полезного ископаемого и использование в народном хозяйстве являются экономически целесообразными. К попутным полезным компонентам относятся заключенные в полезных ископаемых минералы, металлы и другие химические элементы и их соединения, которые при переработке полезных ископаемых могут быть рентабельно извлечены и использованы в народном хозяйстве страны.

В зависимости от форм нахождения, связи с основными для данного месторождения полезными ископаемыми и с учетом требований, предъявляемых промышленностью к разработке, попутные полезные ископаемые и компоненты подразделяются на группы.

К первой группе относятся попутные полезные ископаемые, образующие самостоятельные пласты залежи или рудные тела в породах, вмещающих основное полезное ископаемое. Применительно к нефтяным и газовым месторождениям это подземные воды продуктивных пластов или водоносных горизонтов, содержащие повышенные концентрации йода, брома, бора, соединений магния, калия, лития, рубидия, стронция и других компонентов, а также подземные воды, пригодные для бальнеологических, теплоэнергетических и иных целей.

Табл. 7.1. Учет основных и попутных полезных ископаемых и компонентов

основные полезные ископаемые	попутные полезные ископаемые и компоненты		
	I группа	II группа	III группа
Нефть	-	Растворенный (попутный) газ	Сера, H ₂ S, ванадий, титан, никель
Горючий газ	-	конденсат	Этан, пропан, бутан, H ₂ S, He, Ar, CO ₂ , Hg и др.
-	Подземные воды		Йод, бром, бор, Mg, K, Li, Rb, St и др.

Ко второй группе, относится компоненты, заключенные в полезном ископаемом выделяемые при его добыче (сепарации) в самостоятельные продукты. В нефтяных залежах это растворенный (попутный) газ, а в газоконденсатных - конденсат. В Классификации запасов и ресурсов 1983г. они рассматривались как основные полезные ископаемые.

К третьей группе относятся попутные полезные компоненты, присутствующие в составе основного полезного ископаемого и выделяемые лишь при его переработке. На многих месторождениях нефти и битумов такими компонентами могут быть сера (в форме сероводорода и других сернистых соединений), ванадий, титан, никель и др. Свободный и растворенный газы содержат этан, пропан, бутан, а также могут содержать сероводород, гелий, аргон, углекислый газ, иногда ртуть. В подземных водах месторождений нефти и газа могут присутствовать, как отмечалось выше, йод и бром, а также соединения различных металлов, относимые к полезным компонентам III группы.

При определении запасов месторождений подлежат обязательному подсчету и учету запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов), целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами. Подсчет и учет запасов полезных ископаемых и компонентов, имеющих промышленное значение, производятся по каждой залежи раздельно и месторождению в целом по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

Прогнозные ресурсы оцениваются раздельно по нефти, газу и конденсату, а также по содержащимся в них компонентам.

Подсчет, учет и оценка запасов и перспективных ресурсов и оценка прогнозных ресурсов производятся при условиях, приведенных к стандартным (0,1 МПа при 20 °C).

Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на разведанные (промышленные) категории А, В, С1 и недоразведанные (предварительно оцененные) - категория С2.

Ресурсы этих же полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов по степени их изученности и обоснованности подразделяются на перспективные— категория С3 и прогнозные—категории Д1 и Д2.

Таким образом, А, В, С1 – промышленные запасы нефти и газа.

Запасы нефти/газа категории А - это запасы залежи или части залежи, разбуренные и изученные эксплуатационной сеткой скважин в соответствии с проектом разработки.

Запасы нефти/газа категории В – это запасы залежи или части залежи, разбуренные и изученные эксплуатационной сеткой скважин согласно технологической схеме разработки.

Запасы нефти/газа категории С1 - это запасы залежи или части залежи, нефтегазоносность которой установлена по результатам испытания пласта в колонне и получен промышленный приток нефти (газа), а также часть залежи, примыкающая к запасам категории В, на расстоянии не более 1 км от линии запасов категории В (для одиночной скважины - в виде квадрата или круга).

Приток является промышленным, если $q_n \geq 2 \text{ м}^3/\text{сут}$, $q_g \geq 5000 \text{ м}^3/\text{сут}$. Не путать с рентабельным дебитом, величина которого может составлять 20т/сут и более.

Запасы нефти/газа категории С2 – это недоразведанные запасы залежи или части залежи, выявленные по вторичным признакам:

1. отобран нефтенасыщенный керн из пласта;
2. выделены н/н или г/н интервалы по ГИС;
3. получен непромышленный приток нефти ($q_n < 2 \text{ м}^3/\text{сут}$, $q_g < 5000 \text{ м}^3/\text{сут}$) или приток воды с пленкой нефти;
4. часть залежи (на которой отсутствуют пробуренные скважины), примыкающая к запасам категории С1 на расстоянии не более 1 км от линии запасов категории С1;
5. на площадях, в пробуренных поисковых или разведочных скважинах которых притоки нефти и газа получены при помощи испытателей пластов в процессе бурения скважин.

Ресурсы категории С3 – это перспективные ресурсы, находящиеся в подготовленных для глубокого бурения ловушках, выявленные по данным интерпретации сейсмики.

Чем отличаются запасы от ресурсов? Степенью изученности. Для запасов нефти/газа отобраны пробы нефти/газа, отобран нефтенасыщенный керн, выявлены нефтенасыщенные интервалы. Ресурсы оцениваются «умозрительно» при наличии в пласте ловушки и сходных геологического-физических условий.

Какие мероприятия намечаются на залежь или участок залежи с запасами нефти и/или газа?

Перспективные ресурсы категории С3 выделяют по данным сейсмоисследований и локализуют в куполах. На данной площади намечают к бурению поисковые скважины с целью поиска залежей нефти или газа.

Запасы категории С2 – недоразведаны. Здесь намечаются к бурению разведочные скважины с целью доизучения и доразведки залежей, перевода запасов в более высокую категорию С1 или списание.

Запасы категории С1 - промышленные. Здесь намечается эксплуатационная сетка скважин для разбуривания и промышленной эксплуатации залежи.

Запасы категории А и В уже разбурены и частично выработаны. На них намечаются ГТМ для добычи запасов нефти/газа/конденсата и достижения утвержденного КИН, КИГ и КИК.

Подсчетные планы

Основным графическим документом при подсчете запасов служит **подсчетный план**. Подсчетные планы (рис. 7.3) составляются на основе структурной карты по кровле продуктивных пластов-коллекторов или ближайшего репера, расположенного не более чем на 10м выше или ниже кровли пласта. На карту наносятся все пробуренные скважины, внешний и внутренний контуры нефте- и газоносности, зоны замещения и выклинивания, границы категорий запасов и лицензионного участка, а также таблицы «Результаты испытаний скважин пласта Ю1-1» (табл.7.2), «Сводная таблица подсчетных параметров пласта Ю1-1» (табл.7.4).

Границы и площадь подсчета запасов нефти и газа каждой из категорий окрашиваются определенным цветом: категория А - **красным**; категория В - **синим**; категория С1 - **зеленым**; категория С2 – **желтым**, ресурсы С3 – **серым**.

На подсчетный план также наносятся все пробуренные на дату подсчета запасов скважины (с точным указанием положения устьев, точек пересечения ими кровли соответствующего продуктивного пласта, см. рис.7.3, 7.4, табл.7.3):

- 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.

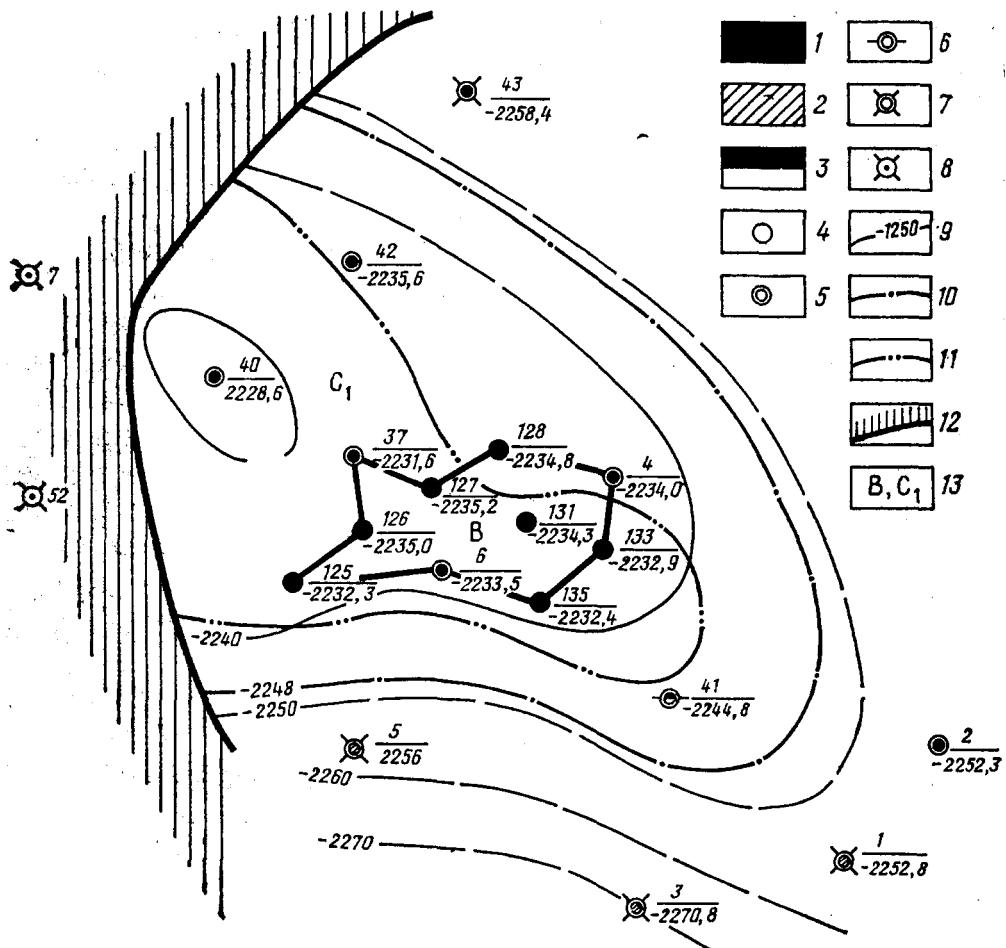


Рис. 7.3. Пример подсчетного плана залежи

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.

опробовании двух и более пластов указывают их индексы. Дебиты нефти и газа должны быть замерены при работе скважин на одинаковых штуцерах (табл.7.2).

Табл. 7.2. Результаты испытаний пласта Ю1-1

№№ скв.	Индекс пласта	Интервал испытания, м абс. отметка, м	Диаметр штуцера, мм; динам. уровень, м	Дебит, м ³ /сут			Примечание
				нефти	воды	газа	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Ю ₁ ¹	<u>2683.0-2691.0</u> <u>2604.3-2612.3</u>	ИП	22.1	-		
				2	5.1	-	
				1	2.2	-	0.088
				2	4.8	-	0.145
				3	8.1	-	0.262
				3-к	8.1	-	0.246
2	Ю ₁ ¹	<u>2711.0-2729.0</u> <u>2628.9-2646.9</u>	ИП	«СУХО»			Ликвидирована
3	Ю ₁ ¹	<u>2686.0-2703.6</u> <u>2602.3-2619.9</u>		56.9	-		6 мм штуцер
				3	13.2	-	0.571
				4	16.8	-	1.350
				5	26.0	-	2.120
				6	35.0	-	3.142
				КВД	-	-	
				УК	19.0	-	1.387
				3	12.0	-	0.900
				4	15.5	-	1.178
				КВД	-	-	-
4	Ю ₁ ¹	<u>2757.0-2762.0</u> <u>2613.4-2618.4</u>		3	18.6	-	5 мм штуцер
				4	26.4	-	-
				5	35.0	-	-
				КВД	-	-	-
				4	27.0	-	-
6	Ю ₁ ¹	<u>2803.0-2805.0</u> <u>2662.2-2664.2</u>	Нд-1269м	«СУХО»			-

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 и содержание 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 РФ, дата, на которую подсчитаны запасы (см. табл.7.3).

Табл. 7.3. Сводная таблица подсчетных параметров запасов нефти и растворенного газа по пласту Ю₁¹ Хвойного месторождения

Продуктивный горизонт	Залежь	Категория запасов	Зона	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты			Плотность нефти, г/см ³	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	Газовый фактор, м ³ /т	Начальные геологические запасы раствор. газа, млн.м ³		
							Пористости, доли ед.	нефтенасыщенности, доли ед.	пересчетный, доли ед.						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
Ю ₁ ¹	Хвойное месторождение	Основная	B	ЧН3	2361.5	8.23	19431	0.169	0.667	0.830	0.831	1511.0	88.9	134	
				ВН3	18.11	7.91	143	0.166	0.509	0.830	0.831	8.0	88.9	0.7	
				ЧН3+ВН3	2379.61	8.23	19574	0.169	0.666	0.830	0.831	1519.0	88.9	135	
		C ₁	C ₁	ЧН3	19088.2	3.34	63672	0.189	0.702	0.830	0.831	5827.0	88.9	518	
				ВН3	6542.72	1.56	10208	0.166	0.509	0.830	0.831	595.0	88.9	53	
				ЧН3+ВН3	25630.92	2.88	73881	0.187	0.675	0.830	0.831	6422	88.9	571	
		в т.ч. нераспр. фонд	C ₁	ЧН3	2130.76	2.70	5753	0.189	0.702	0.830	0.831	526.0	88.9	47	
				ВН3	4344.81	1.10	4779	0.166	0.509	0.830	0.831	279.0	88.9	25	
				ЧН3+ВН3	6475.57	1.63	10532	0.187	0.675	0.830	0.831	805	88.9	72	
		в пределах ЛУ	B+C ₁	ЧН3	19318.9	4.00	77350.0	0.184	0.694	0.830	0.831	6812.0	88.9	606	
				ВН3	2216.0	2.51	5572.1	0.166	0.509	0.830	0.831	324.0	88.9	29	
				ЧН3+ВН3	21535	3.85	82922	0.183	0.682	0.830	0.831	7136	88.9	634	
		Всего по пласту:	B+C ₁	ЧН3	21449.7	3.87	83103	0.184	0.694	0.830	0.831	7338.0	88.9	652	
				ВН3	6560.83	1.58	10351	0.166	0.509	0.830	0.831	603.0	88.9	54	
				ЧН3+ВН3	28010.53	3.34	93454	0.183	0.682	0.830	0.831	7941	88.9	706	
		в т.ч. нераспр. фонд	B+C ₁	ЧН3	2130.76	2.70	5753	0.184	0.694	0.830	0.831	507.0	88.9	45	
				ВН3	4344.81	1.10	4779	0.166	0.509	0.830	0.831	279.0	88.9	25	
				ЧН3+ВН3	6475.57	1.63	10532	0.183	0.682	0.830	0.831	786.0	88.9	70	
		в пределах ЛУ	B+C ₁	ЧН3	19318.94	4.00	77350	0.184	0.694	0.830	0.831	6831.0	88.9	607	
				ВН3	2216.02	2.51	5572	0.166	0.509	0.830	0.831	324.0	88.9	29	
				ЧН3+ВН3	21534.96	3.85	82922	0.183	0.682	0.830	0.831	7155	88.9	636	
Всего по месторождению		B	ЧН3+ВН3	-	-	-	-	-	-	-	-	1519.0	-	135	
		C ₁	ЧН3+ВН3	-	-	-	-	-	-	-	-	6422.0	-	571	
		B+C ₁	ЧН3+ВН3	-	-	-	-	-	-	-	-	7941.0	-	706	
в т.ч. нераспр. фонд	B+C ₁	ЧН3+ВН3					-	-	-	-	-	786.0	-	70	
в пределах л.у.	B+C ₁	ЧН3+ВН3					-	-	-	-	-	7136.0	-	634	

Табл. 7.4. Обозначения скважин

Добывающая пробуренная, проектная			
Нагнетательная пробуренная, проектная			
Поисковая пробуренная, проектная			
Разведочная пробуренная, проектная			
Добывающая ликвидированная, отмененная			
Нагнетательная ликвидированная, отмененная			

Пример 1. Объемная формула расчета запасов нефти:

$$Q_{\text{геол}} = S \cdot h_{\text{нн}} \cdot m \cdot K_{\text{нн}} \cdot \rho_{\text{n}} \cdot \frac{1}{b_{\text{n}}}, \text{тыс. т.,}$$

где S – площадь нефтеносности, тыс. м²;

$h_{\text{нн}}$ – средняя нефтенасыщенная толщина пласта, м;

m – коэффициент пористости, д. ед.;

$K_{\text{нн}}$ – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.;

ρ_{n} – плотность нефти, т/м³;

b_{n} – объемный коэффициент нефти;

$\Theta = 1/b_{\text{n}}$ – пересчетный коэффициент нефти

$$Q_{\text{изв}} = Q_{\text{геол}} \cdot \text{КИН}$$

Рассчитайте запасы нефти, приходящиеся на одну эксплуатационную скважину, если сетка скважин треугольная (квадратная), а расстояние между скважинами 500 м.

Найти минимальную рентабельную толщину размещения нефтяных скважин, $m = 0,2$, $K_{\text{нн}} = 0,8$, КИН = 0,3, $\rho_{\text{n}} = 0,85$, $b_{\text{n}} = 1,2$.

Решение. Сетка треугольная, расстояние между скважинами 500 м, площадь, приходящаяся на одну скважину равна 21,4 га/скв. или 214 тыс. м² на одну скважину.

$$Q_{\text{геол}} = 214 \cdot h_{\text{нн}} \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot 0,85 \cdot \frac{1}{1,2} = 24,25 \cdot h_{\text{нн}} \text{ (тыс. т.)}.$$

$$Q_{\text{изв}} = 0,3 \cdot 24,25 \cdot h_{\text{нн}} = 7,3 h_{\text{нн}}$$

Минимальная рентабельная добыча нефти на одну скважину составляет 25 тыс. т. Значит, минимальная рентабельная толщина составляет $h_{\text{нн рент}} = 25/7,3 = 3,4$ м.

Для квадратной сетки $S = 500 \cdot 500 = 250$ тыс. м²

$$Q_{\text{геол}} = 28,3 \cdot h_{\text{нн}} \text{ (тыс. т.)}, Q_{\text{изв}} = 8,5 h_{\text{нн}} \text{ (тыс. т.)}, h_{\text{нн рент}} = 25/8,5 = 2,94 \text{ м.}$$

Задача 2. Объемная формула расчета запасов газа:

$$Q_{\text{геол}} = S \cdot h_{\text{гн}} \cdot m \cdot K_{\text{гн}} \cdot (P_{\text{пл}} \cdot \alpha_{\text{пл}} - P_{\text{k}} \cdot \alpha_{\text{k}}) \cdot f, \text{млн. м}^3$$

где S – площадь газоносности, км² (10^6 м²);

$h_{\text{гн}}$ – средняя газонасыщенная толщина пласта, м.;

m – коэффициент пористости, д. ед.;

$K_{\text{гн}}$ – коэффициент газонасыщенности, д. ед.;

$P_{\text{пл}}$ – начальное пластовое давление, атм.;

α – коэффициент, учитывающий отклонение от закона Бойля-Мариотта ($\alpha = 1/z$, где z – коэффициент сверхсжимаемости);

P_{k} – конечное пластовое давление;

$$f = 293,15/(273,15+T^{\circ}\text{C}) – поправка на температуру.$$

Рассчитайте запасы газа, приходящиеся на одну эксплуатационную скважину, если сетка скважин квадратная, а расстояние между скважинами 1000м (2000м). Найти

минимальную рентабельную толщину размещения газовых скважин, если $m = 0.3$ д.ед.; $K_{rh} = 0.8$ д.ед.; $L = 1000\text{м}$; $z = 0.8$.

Решение: найдем пластовое давление:

$$P_{pl} = 0,1 \cdot L = 100 \text{ атм.,}$$

$$T_{pl} = 0,03 \cdot L = 30^{\circ}\text{C},$$

$$f = \frac{273,15}{282} = 0,965,$$

$$\alpha_h = 1/0,8 = 1,25,$$

$$P_k = 1 \text{ атм, } \alpha_k = 1$$

$$Q_{geol} = 1000 \cdot h_{rh} \cdot 0,3 \cdot 0,8 \cdot (100 \cdot 1,25 - 1) \cdot 0,965 = 28,718 \cdot h_{rh} (\text{млн. м}^3).$$

Запасы газа на 1 эксплуатационную скважину принимаем равными 1 млрд. м^3 .

Рентабельная толщина размещения газовой скважины:

$$h_{rh \text{ рент}} = 1000 / 28,718 = 34,8 \text{ м.}$$

Если расстояние между скважинами 2000 м, то получаем:

$$Q_{geol} = 4,0 \cdot h_{rh} \cdot 0,3 \cdot 0,8 \cdot (100 \cdot 1,25 - 1) \cdot 0,965 = 114,87 \cdot h_{rh} (\text{млн. м}^3).$$

$$h_{rh \text{ рент}} = 1000 / 114,87 = 8,7 \text{ м.}$$

Значит, в районе толщин до 30м скважины можно расставлять по более плотной сетке 1000 x 1000м, а от 10 до 30м по сетке 2000 x 2000м.

§8. Режимы пластов. Системы разработки

Источниками пластовой энергии являются сам пласт и насыщающие его флюиды, находящиеся под давлением.

Режим залежи – характер проявления движущих сил в пласте, обуславливающих приток жидкостей и газов к забоям добывающих скважин.

Другими словами - режим залежи, это проявление доминирующей формы пластовой энергии в процессе разработки залежи.

Источниками пластовой энергии являются:

- упругие силы пласти;
- упругие силы флюидов;
- напор краевых (подошвенных) вод;
- энергия выделения растворенного газа;
- энергия расширения свободного газа;
- гравитационные силы.

Режимы нефтяной залежи

Режимы газовой залежи

- | | |
|--|--|
| 1. упругий; | 1. газовый режим (для линзовидной залежи); |
| 2. водонапорный; | 2. газоводонапорный. |
| 3. упруго-водонапорный; | |
| 4. растворенного газа; | |
| 5. газонапорный (режим газовой шапки); | |
| 6. газонапорный (режим техногенной газовой шапки); | |
| 7. гравитационный; | |
| 8. все вышеуказанные режимы естественные. Но имеются еще искусственно создаваемые режимы ППД: жестко-водонапорный – при реализации системы заводнения. | |

Под промышленной разработкой нефтяного или газового месторождения понимается технологический процесс извлечения из недр нефти, природного газа и сопутствующих ценных компонентов для использования их в народном хозяйстве. Сопутствующие ценные компоненты: конденсат, нефтяной газ, гелий, парафин, сера, H₂S и др.

Элементами разработки являются:

- I. система разработки;
- II. техника и технологии добычи жидкости и газа;
- III. строительство скважин;
- IV. система сбора скважинной продукции, подготовки и транспорта воды, нефти и газа;
- V. охрана недр и окружающей среды;
- VI. контроль за разработкой месторождения и его регулирование.

I. Система разработки месторождения – совокупность инженерных решений, определяющих:

1. объекты разработки;
2. количество и расположение добывающих, нагнетательных, газовых, наблюдательных контрольных и резервных скважин;
3. наличие воздействия на пласти с целью извлечения из них нефти и газа:
 - 3.1. система ППД;
 - 3.2. методы интенсификации;
 - 3.3 методы увеличения нефтеотдачи;
4. последовательность и темпы разбуривания месторождения;
5. управление и регулирование разработкой месторождения.

Объект разработки – это один или несколько геологических пластов, вскрытых одной сеткой скважин для совместной эксплуатации (рис. 8.1).

Критерии объединения пластов в один объект разработки:

- совпадение залежей в плане;

- близость расположения (± 100 м по глубине);
- близкие коллекторские свойства (k , kh/μ , Кпрод);
- одинаковое фазовое состояние (нефтяная+нефтяная, газовая+газовая);
- рентабельные дебиты (≥ 20 т/сут);
- осложняющие факторы (высокий Гф, высокопарафинистая нефть, H_2S , CO_2 и др.).

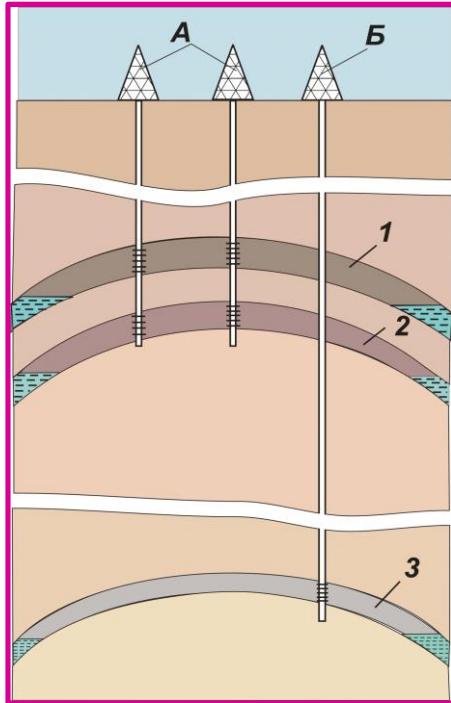


Рис. 8.1. Пример выделения объектов разработки

Пласти 1 и 2 объединяются в один объект разработки. Пласт 3 разрабатывается своей сеткой скважин.

Сетка скважин – геометрическое расположение точек на плоскости. Основные сетки - треугольная, четырехугольная и неравномерная (рис.8.2.)

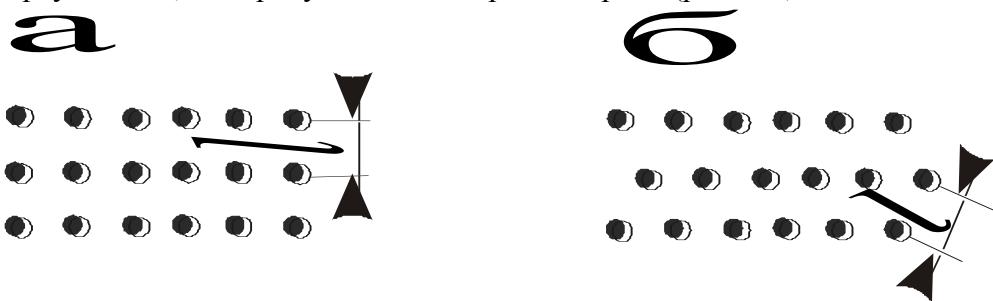


Рис. 8.2. Формы равномерных сеток скважин

Сетки скважин: а – квадратная, б – треугольная; 1 – расстояния между скважинами

Сетка характеризуется следующими параметрами:

1. расстояние между скважинами: для нефтяных 400-500-600 метров и более, для газовых 1000-2000 м;

2. плотность сетки скважин (S):

Для треугольной: 400x400м: $S = 13.9$ га/скв; 500x500м: $S = 21.6$ га/скв.; 600x600м: $S = 31.2$ га/скв. Для четырехугольной: 400x400м: $S = 16.0$ га/скв; 500x500м: $S = 25.0$ га/скв.; 600x600м: $S = 36.0$ га/скв.

Для четырехугольной: 1000x1000м: $S = 100$ га/скв.

Для неравномерной сетки: $S = S_{\text{залижи}}/N_{\text{скв}}$.

3. извлекаемые запасы нефти/газа, приходящие на 1 скважину: $Q_{\text{изв.1скв}} = Q_{\text{изв}}/N_{\text{скв}}$ – параметр Крылова. При этом извлекаемые минимально рентабельные запасы нефти на 1

нефтяную скважину составляют 25 тыс. т. Извлекаемые минимально рентабельные запасы газа на 1 газовую скважину составляют 1 млрд.м³.

Минимальная рентабельная толщина нефтяного пласта ≈ 4 м.

Минимальная рентабельная толщина газового пласта \approx 10-20 м.

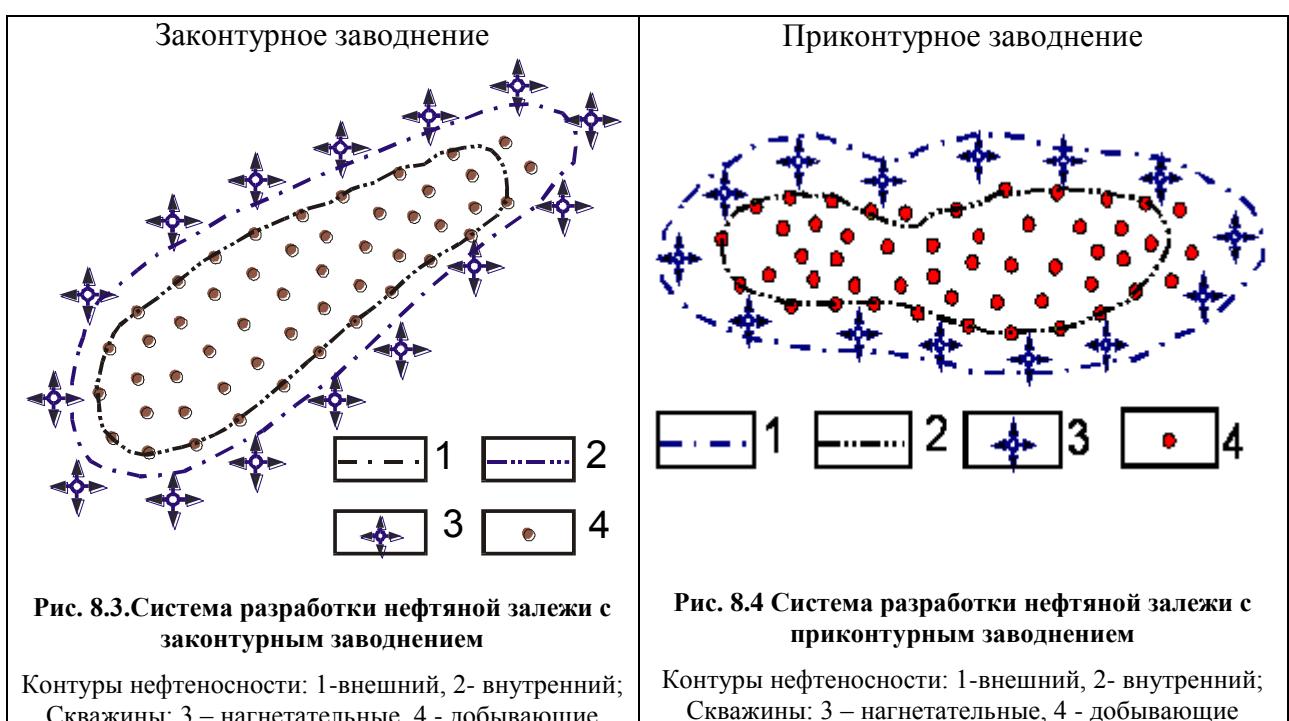
Система воздействия на пласт – комплекс технологических и технических мероприятий, направленных на поддержание естественной пластовой энергии и создание благоприятных условий для вытеснения нефти из пород-коллекторов к забоям эксплуатационных скважин с целью интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеизвлечения из пластов.

Система воздействия

Рассмотрим подробнее системы разработки. Пример законтурного заводнения приведен на рис (рис.8.3), приконтурного заводнения – на рис (рис.8.4). Внутриконтурное заводнение подразделяется на площадное, рядное (блоковое), очаговое, избирательное, блочное, барьерное (для газовой шапки), центральное.

ω = Nдоб:Nнагн – основной параметр характеризующий интенсивность системы заводнения, показывает сколько добывающих скважин приходится на 1 нагнетательную ($\omega_{доб}=1нагн}$). Чем меньше ω , тем более интенсивной является система заводнения.

площадное: 5-точечное, 7-точечное, 9-точечное (рис. 8.5)



Элемент *пятиточечной системы* представляет из себя квадрат, в углах которого находятся добывающие, а в центре – нагнетательная скважина. Соотношение нагнетательных и добывающих скважин – 1 : 1 ($\omega=1$).

Элемент *семиточечной системы* представляет из себя шестиугольник, в углах которого находятся добывающие, а в центре – нагнетательная скважина. Соотношение нагнетательных и добывающих скважин – 1 : 2 ($\omega=2$).

В элементе *девятиточечной системы* соотношение нагнетательных и добывающих скважин – 1 : 3 ($\omega=3$).

Самая интенсивная система площадного заводнения – пятиточечная (1доб=1нагн).

При реализации площадных систем разработки не допускается использование других (т.е. не принадлежащих данному элементу) нагнетательных скважин без нарушения потоков движущихся в пласте веществ. При невозможности эксплуатации нагнетательной скважины данного элемента необходимо либо бурить другую такую скважину в некоторой точке (очаг), либо осуществлять процесс вытеснения за счёт более интенсивного использования нагнетательных скважин другого элемента. В этом случае упорядоченность потоков сильно нарушается.

Однако системы с площадным заводнением позволяют более рассредоточено воздействовать на пласт, чем рядные системы, особенно при разработке сильно неоднородных пластов. Это дает возможность подвергнуть отдельные участки объекта разработки большему воздействию. Рядные системы же предпочтительны при разработке пластов, сильно неоднородных по вертикальному разрезу, поскольку они являются более гибкими.

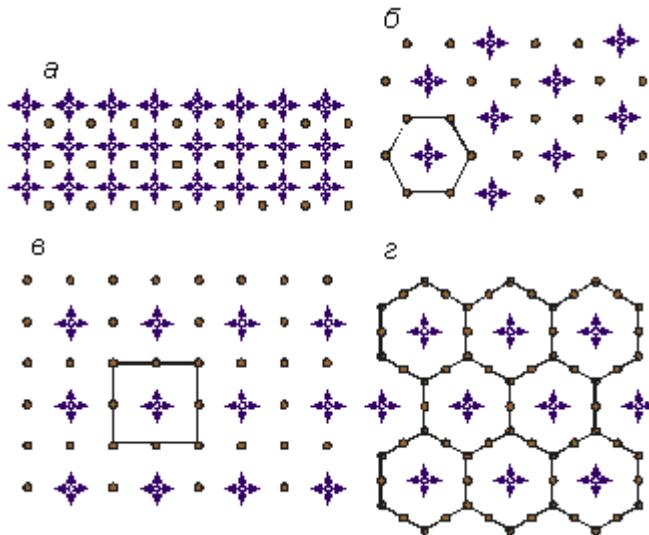


Рис. 8.5. Системы разработки с площадным заводнением
Формы сеток скважин: а – пятиточечная, б – семиточечная обращенная,
в – девятиточечная обращенная, г – ячеистая

рядные системы заводнения: однорядная, трехрядная, пятирядная, семирядная.

При *однорядной системе* используют ряд добывающих и ряд нагнетательных скважин. При этом число добывающих скважин примерно (но не точно) равно числу нагнетательных скважин. Ширина полосы составляет 1...1,5 км.

Однорядная система очень интенсивная и используется при разработке низкопроницаемых и сильнонеоднородных пластов, а также при проведении опытных работ по испытанию технологии МУН (методов увеличения нефтеотдачи), поскольку она обеспечивает возможность быстрого получения результатов.

Ширина полосы зависит от числа рядов и расстояния между ними. Соотношение между добывающими и нагнетательными скважинами примерно равны: для 3-х рядной системы – 1 : 3, а для 5-ти рядной – 1 : 5.

Трехрядная система более интенсивная, однако, при пятирядной имеются большие возможности для регулирования процесса разработки путем перераспределения отборов жидкости из отдельных скважин.

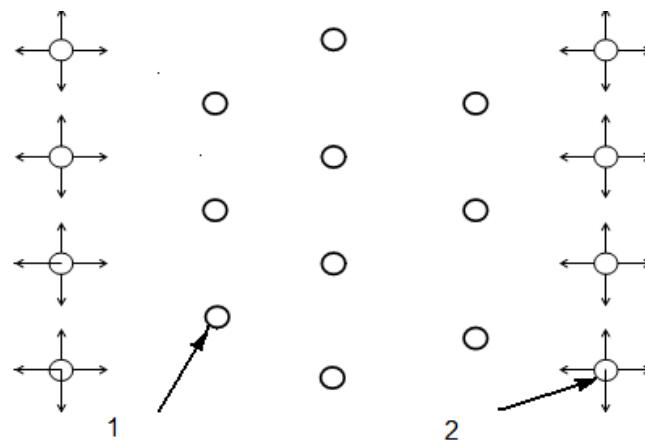


Рис. 8.6. Элемент трехрядной системы разработки: 1-добычающие скважины; 2-нагнетательные скважины

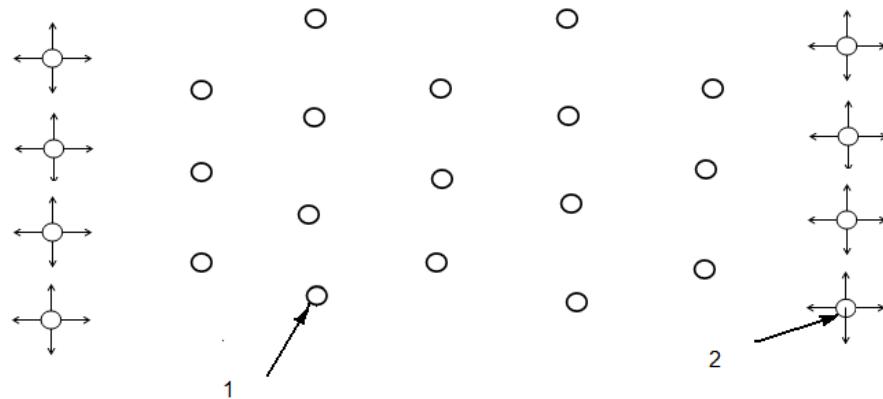


Рис. 8.7.Элемент пятирядной системы разработки

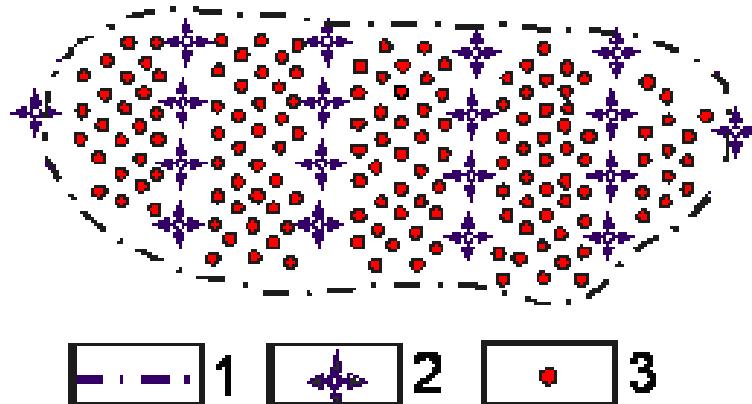


Рис. 8.8.Расположение скважин при пятирядной системе разработки:
1-условный контур нефтеносности; 2-нагнетательные скважины; 3-добычающие скважины

В настоящее время распространение получают системы заводнения с размещением не только ННС, но и скважин с бурением горизонтального ствола (ГС). Благодаря такой технологии разнообразие систем заводнения увеличивается кратно, что позволяет выбирать оптимальный вариант из большего числа расчетных вариантов.

Пример преобразования семиточки в рядную систему с ГС приведен на рис.8.9.

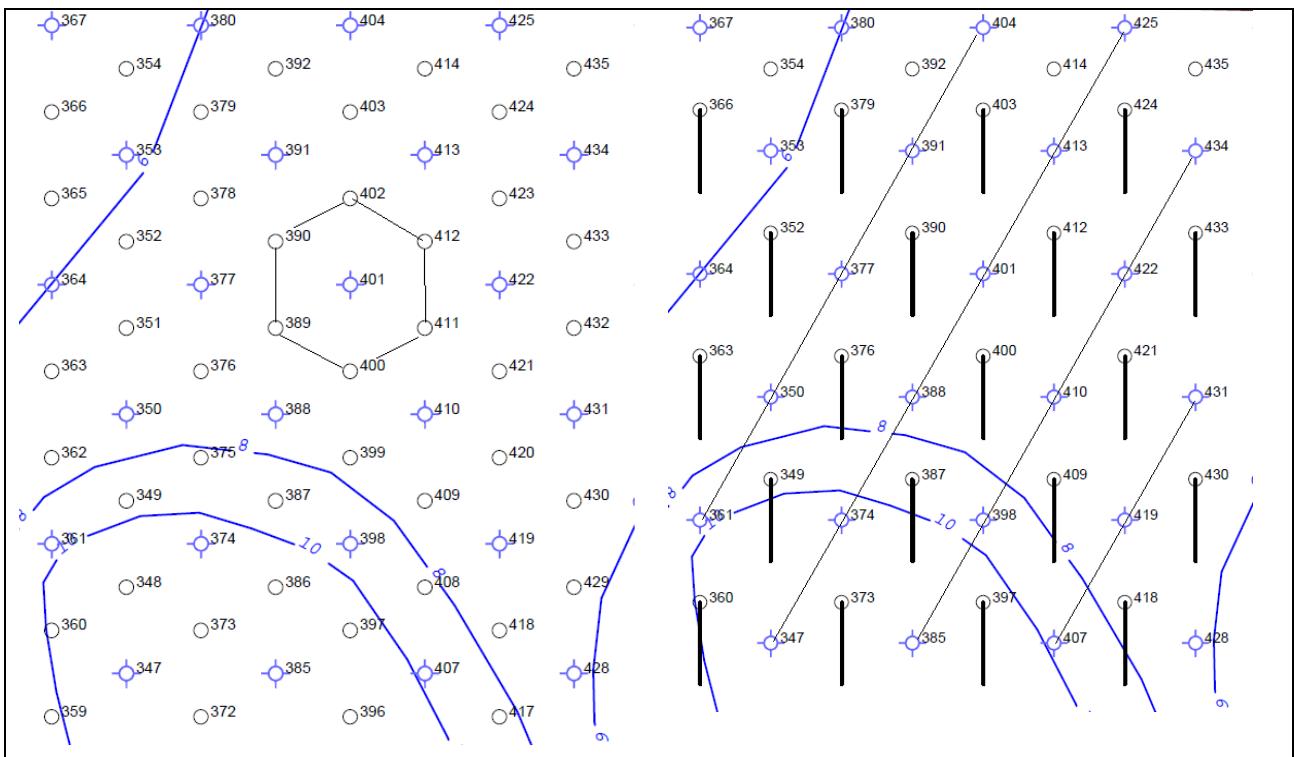


Рис. 8.9. Преобразования семиточки в рядную систему с ГС

Каковы же критерии выбора и формирования той или иной системы заводнения?
Кратко рассмотрим этот вопрос (табл.8.1).

Законтурное: основная цель – утилизация подтоварных вод.

нефти маловязкие; $K_{\text{пр}} = 500-1000 \text{ мД}$; $h > 10 \text{ м}$ (большой мощности)

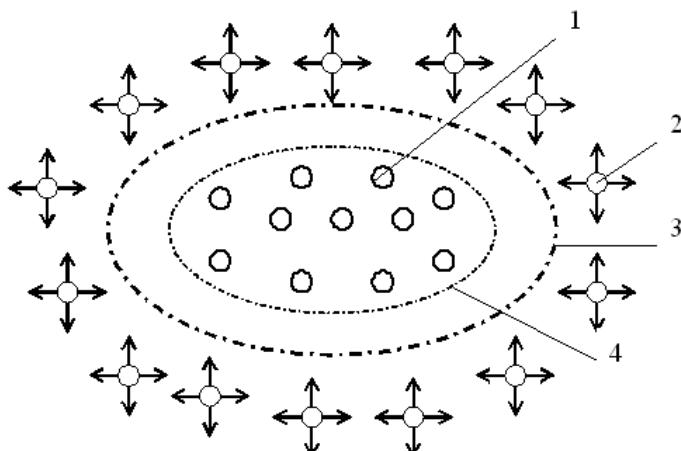


Рис. 8.10. Расположение скважин при законтурном заводнении:
1 – добывающие скважины; 2 – нагнетательные скважины; 3 – внешний контур нефтеносности;
4 – внутренний контур нефтеносности

Табл. 8.1. Критерии выбора системы заводнения нефтяной залежи

Параметры	Значение	Система заводнения
Размеры залежи Н/н толщина Кпроницаемости Вязкость нефти	Малые (2-5 км) $\geq 10 \text{ м}$ $\geq 100 \text{ мД}$ маловязкая	1 этап – естественный режим 2 этап – приконтурная (сброс подтоварных вод)
Размеры залежи Н/н толщина Кпроницаемости Вязкость нефти	Большие $\geq 10 \text{ м}$ $\geq 100 \text{ мД}$ маловязкая	5-ти, 7-ми рядная с.з. сетка: 600-700-800 м (ширина блока 3-5 км) $1n = 5-7 \text{ доб.}$
Размеры залежи	Большие	Площадная (5, 7 точка) с.з.

Н/н толщина Кпроницаемости Вязкость нефти	Средняя ≤ 10 мД маловязкая, средней вязкости	Сетка: 300-400-500 м 1н = 1-2 доб.
Размеры залежи Н/н толщина Кпроницаемости Вязкость нефти	Небольшие размеры, литологически или тектонически ограниченные, низкая проницаемость	Избирательная

Приконтурное:

нефти маловязкие, средней вязкости; ширина залежи $\approx 1\text{-}3$ км; $K_{\text{пр}} \approx 50\text{-}500$ мД.

Внутриконтурное:

нефти маловязкие, высоковязкие; размеры залежи-большие:

- | | |
|--|---|
| $K_{\text{пр}} \approx 100\text{-}1000$ мД | - 5-рядная (Самотлорское), 1нагнет = 5 добывающих |
| | - 7-рядная (Барсуковское), 1н = 7 д. |
| | - сетка скважин треугольная: 700x700 м, 1000x1000 м; |
| | - ширина блока $\approx 3,5 - 6$ км. |
| $K_{\text{пр}} \approx 30\text{-}100$ мД | - 3-рядная, 1нагн = 3 доб; |
| | - 5-рядная, 1нагн = 5 доб; |
| | сетка скважин - треугольная: 400x400 м, 500x500 м, 600x600 м; |
| | ширина блока $\approx 1,5 - 3,0$ км. |
| $K_{\text{пр}} = 1\text{-}30$ мД | площадная семиточечная (1нагн = 2 доб); |
| | сетка скважин треугольная: 400x400 м, 500x500 м. |

II. Техника и технология добычи жидкости и газа – совокупность способов и технологического оборудования, применяемых для извлечения нефти и газа из недр. Включает технику добычи (подъем) нефти и газа, закачку воды, технологические приемы работы с оборудованием (смена насоса, оптимизация и др.)

III. Строительство (бурение) скважины – это процесс сооружения глубокой горной выработки круглого сечения с диаметром во много раз меньше длины. Начало скважины на поверхности земли называется устьем, дно - забоем.

Кустом скважин следует считать группу скважин, устья которых расположены на общей кустовой площадке и удалены от другого куста или одиночной скважины на расстояние не менее 100 м.

Кустовая площадка – инженерное сооружение, геометрические размеры и эксплуатационная характеристика которой должны обеспечивать размещение необходимого комплекса оборудования и производство операций: монтаж, передвижку и демонтаж буровой установки (БУ), бурение и освоение скважин, обвязку скважин и их эксплуатацию

В разделе обосновывается конструкция скважин (направление, кондуктор, промежуточная обсадная колонна, эксплуатационная колонна), её профиль, технологии первичного, вторичного вскрытия и вызова притока. На рис.8.10. приведена типовая конструкция и типовой профиль наклонно-направленной эксплуатационной скважины с горизонтальным окончанием ствола.

Проектная конструкция скважины:

- направление диаметром 324 мм, глубина спуска – 50 м, цементирование до устья;
- кондуктор диаметром 245 мм, глубина спуска – 750 м, цементирование до устья;
- возможна промежуточная (техническая) колонна диаметром 245 мм, глубина спуска 1500-1700 м, цементирование до устья;
- эксплуатационная колонна диаметром 146 (168) мм, максимальная глубина спуска 3100 м, цементирование до устья.

Профили скважин классифицируют по количеству интервалов ствола. За интервал принимается участок скважины с неизменной интенсивностью искривления. По указанному признаку профили наклонно направленных скважин подразделяются на двух, трех, четырех, пяти и более интервальных. На рис.8.11. приведен пятиинтервальный профиль, который включает вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации и участок повторного набора зенитного угла, участок проходки по пласту.

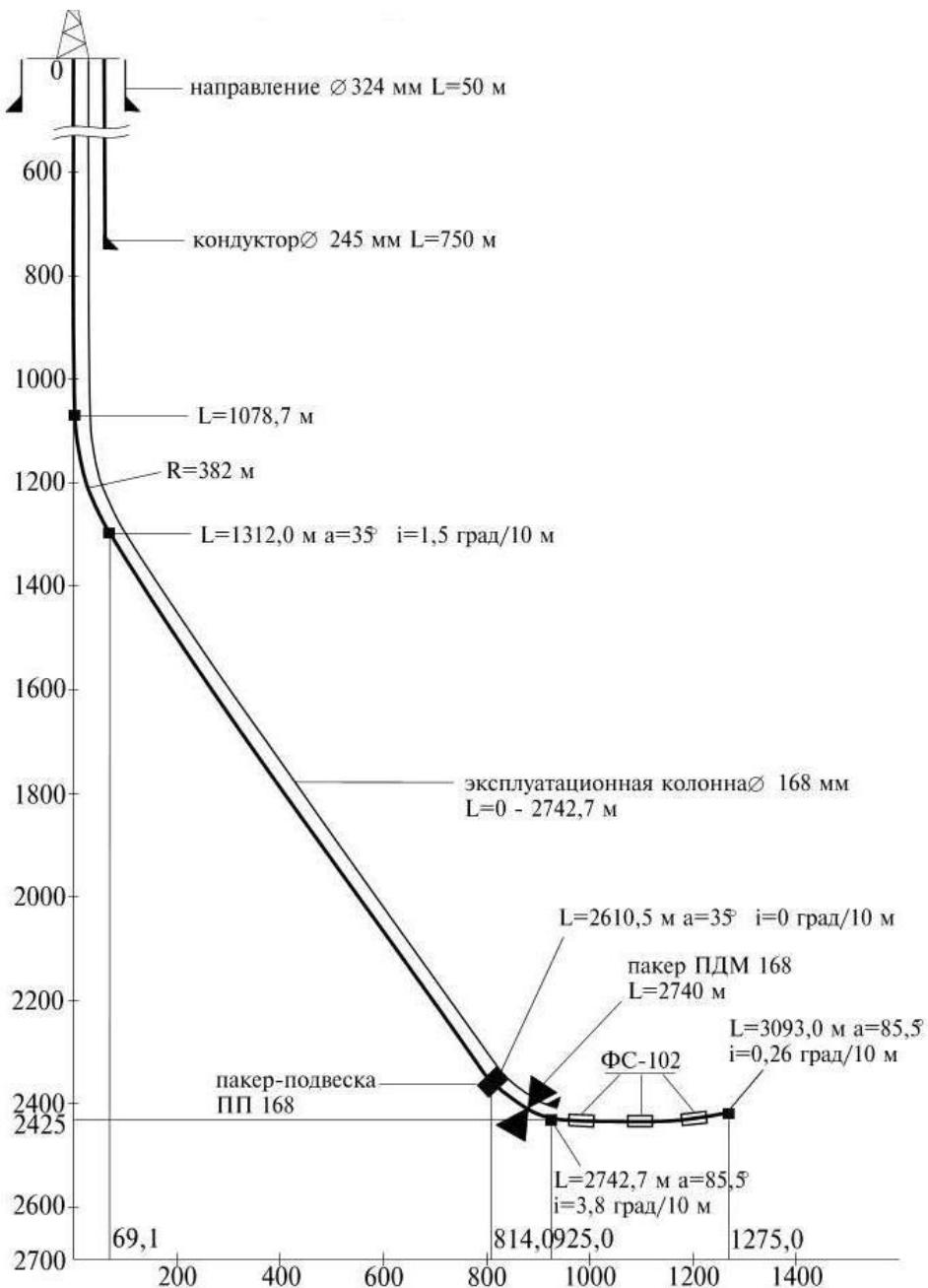


Рис. 8.11. Конструкция и типовой профиль наклонно-направленной эксплуатационной скважины с горизонтальным окончанием ствола

IV. Система сбора, подготовки и транспорта пластовой жидкости, нефти и газа

В данном разделе рассматриваются варианты сбора скважинной продукции, ее подготовки для сдачи и дальнейшей транспортировки. Для примера рассмотрим N-ское месторождение.

Существующее положение. N-ский лицензионный участок расположен в 36 км на северо-запад от п. Агириш. Центральная часть месторождения находится примерно в 45 км на юго-запад от п. Темный. В 5 км южнее центральной части месторождения проходит коридор магистральных газопроводов от КС «Узюм», а в 103 км на юго-восток находится конечный пункт участка автомобильной и железной дорог «N-ск». В настоящее время на площади N-ского лицензионного участка пробурено 7 поисково-разведочных скважин.

Основные технические и технологические решения по обустройству месторождения и подготовке товарной продукции. В основу разработки схемы обустройства лицензионного участка положены следующие предпосылки:

- в качестве товарной продукции принят газ товарной степени готовности (подготовленный для магистрального транспорта в соответствии с ОСТ 51.40-93 [39]), стабильный газовый конденсат подготовленный для транспортировки автотранспортом;

- с учетом размещения кустов газоконденсатных скважин и минимизации капитальных вложений, рекомендуется принять коллекторно-лучевую схему сбора продукции скважин с сооружением УКПГ и ДКС (дожимной компрессорной станции) в центральной части месторождения;

- принята коридорная прокладка всех коммуникаций (трубопроводы, автодороги, ВЛ-6 кВ) с целью уменьшения стоимости строительства коммуникаций, отводимых площадей и ущерба, причиняемого окружающей природной среде.

Согласно выбранному варианту разработки обустраивается 8 газоконденсатных скважин. Размещение забоев газоконденсатных скважин позволяет объединить их в три куста по 2-е скважины и две площадки одиночных скважин (рис.8.12). Очередность ввода скважин определена с учетом динамики падения устьевых давлений.

Для внутрипромыслового сбора газа предлагается использовать трубопроводы диаметром 114-219 мм, а также ввести дополнительные трубопроводы (от первого и второго куста – диаметром 159 мм, от общего коллектора для второго и третьего кустов – диаметром 219 мм) в годы добычи максимального объема газа при минимальном устьевом давлении (годы критических скоростных режимов работы шлейфов). Данное решение определяет оптимальный режим работы шлейфов со скоростью газа не менее 2 м/с (п. 5.9 СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 [40]) на весь период их эксплуатации.

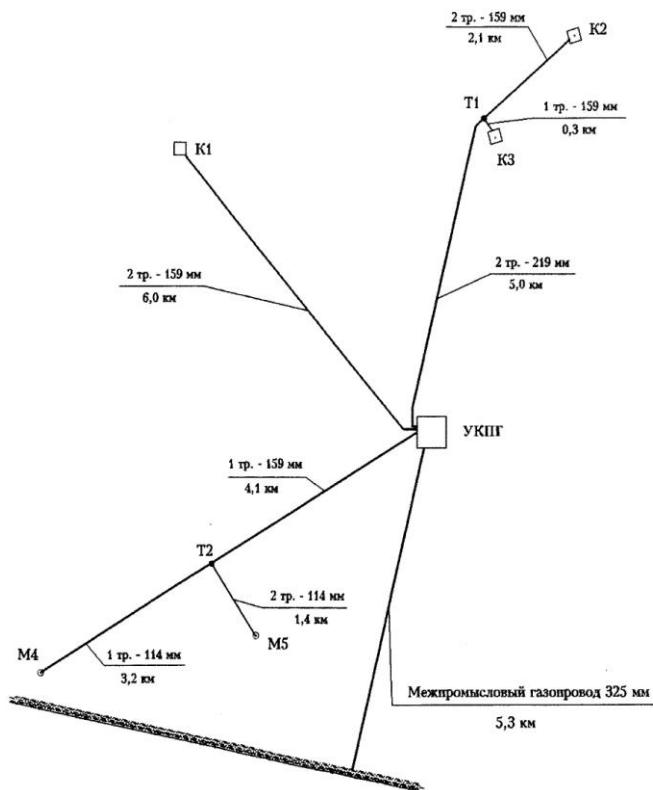


Рис. 8.12. Схема кустования и сбора скважинной продукции

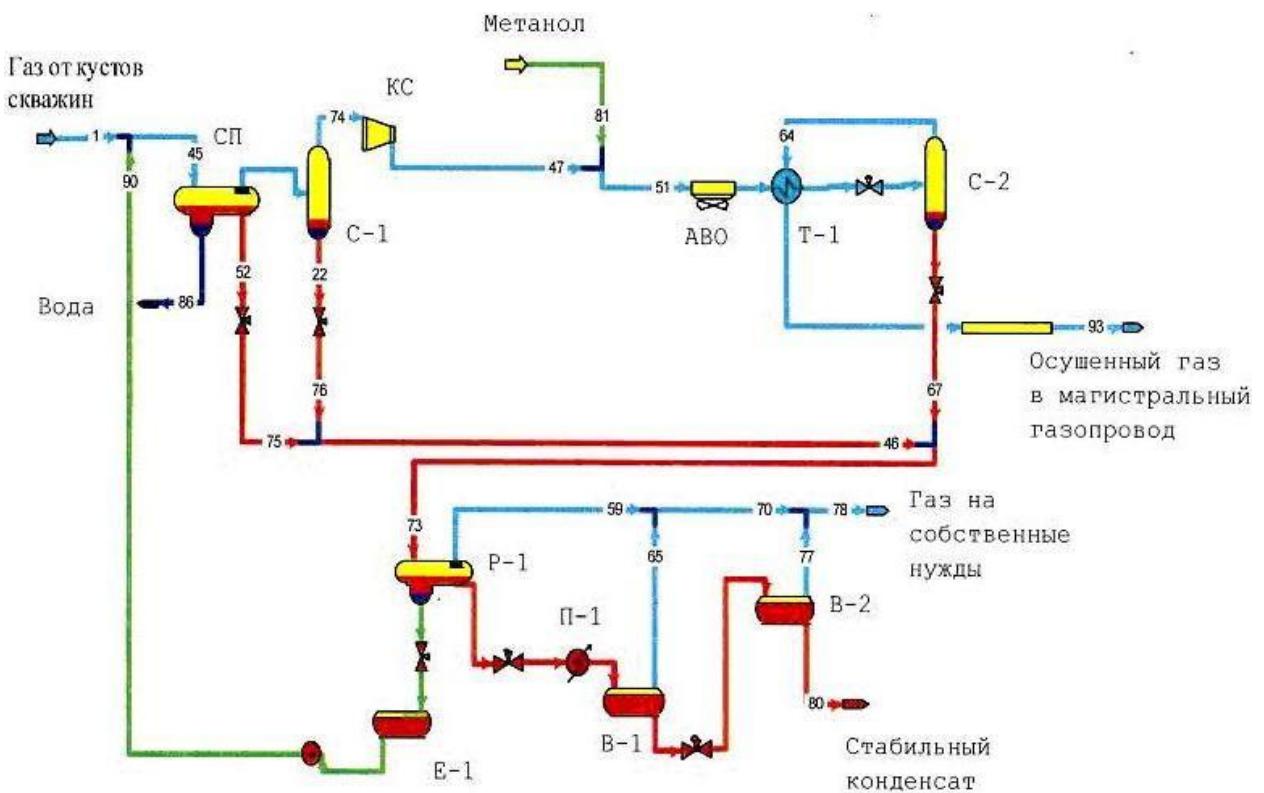


Рис. 8.13. Схема подготовки газа и конденсата

V. Охрана окружающей природной среды и недр охватывает целый комплекс технических, технологических, организационных и экономических мероприятий, осуществляемых с целью снижения воздействия производственных процессов на окружающую среду и недра.

VI. Контроль за разработкой и регулирование включает следующие направления:

1. ГДИ – гидродинамические исследования скважин проводятся для определения и уточнения параметров пласта.

- осуществление замеров Рпл., Рзаб., Руст. (Рбуф, Рзатр), Ндин., Нстат;

- проведение нестационарных исследований: КВД, КВУ, КПД. Здесь замеряется динамика изменения Рзаб во времени $P_{заб} = P(t)$ и рассчитываются параметры: Кпр, Kh/m , Θ , S , Кпрод и др.;

- проведение стационарных исследований: ИД (ИК), МУЗ (метод установившихся закачек). При этих исследованиях замеряется изменения дебита или приемистости скважины от Рзаб и рассчитывается Кпрод (Кприем) скважины;

- гидропрослушивание;

- трассерные исследования - закачка индикаторов (флюоресцеин, мочевина и др);

2. ПГИ – промысловые геофизические исследования проводятся для контроля выработки запасов и тех. состояния скважин. (проведение потоко- дебитометрии, определение источника обводнения, определение технического состояния эксплуатационной колонны и НКТ, характер насыщения пластов и др.). Нужны для назначения мероприятий на скважинах (РИР, ОПЗ, перфорация и др);

3. физико-химические исследования проводятся для определения физико-химических свойств нефти, газа, конденсата и воды (отбор глубинных и поверхностных проб нефти, газа, определение Гф, замеры Кф на сепараторе, лабораторные исследования нефти, газа, конденсата и воды); Нужны для уточнения параметров нефти, газа и воды.

4. керновые исследования. Включают стандартные и специальные исследования.

Стандартные определения керна - Кпор, Кпр, Кво, гп, растворение HCl, +описание.

Специальные – Кон, Квят, ОФП и др. Керн отбирается во всех разведочных скважинах из всех продуктивных пластов и в каждой 10-ой эксплуатационной скважине из объекта разработки.

5. замеры технологических показателей работы скважин (qг, qж, f, крупновзвешенные частицы - КВЧ и др.)

Все виды работ регламентированы РД 153-39.0-109-01.[Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений \(РД 153-39.0-109-01\)](#)

Методы регулирования разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений.

На основе анализа разработки нефтяного месторождения и выявления расхождений проектных и фактических показателей, осуществляют мероприятия по приведению в соответствие фактического хода разработки с проектным. Совокупность этих мероприятий и является регулированием разработки месторождения, которое можно проводить чисто технологическими методами без изменения или с частичным изменением системы разработки.

К числу технологических методов регулирования разработки месторождений относятся следующие:

1. Изменения режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин путем уменьшения или увеличения их дебитов и расходов закачиваемых в пласты веществ, вплоть до прекращения эксплуатации (отключения) скважин.

2. Общее и, главным образом, поинтервальное воздействие на призабойную зону скважин с целью увеличения притока нефти из отдельных прослоев пласта или расхода закачиваемых в них веществ.

3. Увеличение давления нагнетания в скважинах вплоть до давления раскрытия трещин в призабойной зоне, поинтервальная закачка рабочих агентов в прослой пласта при дифференцированном давлении нагнетания.

4. Применение пакерного оборудования и проведение работ по капитальному ремонту с целью изоляции отдельных прослоев пласта без изменения принятых по последнему проектному документу объектов разработки.

5. Циклическое воздействие на пласт и направленное изменение фильтрационных потоков.

К методам регулирования, связанным с частичным изменением системы разработки месторождения, относят:

1. Очаговое и избирательное воздействие на разрабатываемые объекты путем осуществления закачки в пласт веществ через специально пробуренные отдельные нагнетательные скважины-очаги или группы нагнетательных скважин, через которое осуществляется выборочное воздействие на отдельные участки пластов.

2. Проведение работ по капитальному ремонту скважин или установка в скважинах пакерного оборудования с целью частичного укрупнения или разукрупнения, т.е. изменения объектов разработки.

§9. Технологические показатели разработки

В данном выше понятии **системы разработки** в качестве одного из определяющих факторов указано наличие или отсутствие воздействия на пласт. От этого фактора зависит необходимость бурения нагнетательных скважин.

Технологией разработки нефтяных и газовых месторождений называется совокупность способов и технологического оборудования, применяемых для извлечения нефти и газа из недр, а также закачку рабочего агента в пласт. Технологии разработки пласта не входят в определение системы разработки. При одних и тех же системах разработки можно использовать различные технологии разработки месторождений. Конечно, при проектировании разработки месторождения необходимо учитывать, какая система разработки лучше соответствует избранной технологии и при какой системе разработки могут быть достигнуты проектные технологические показатели.

Любой вариант разработки месторождения предусматривает определенные проектные решения и технологические показатели, которые рассчитываются и представляются в форме таблиц ГОСПЛАН (на 57 пунктов для нефтяных месторождений и газовых).

Разработка каждого нефтяного или газового месторождения характеризуется определенными показателями. Рассмотрим общие показатели, присущие всем технологиям разработки. К ним можно отнести следующие стадии разработки:

нефтяного месторождения

газового месторождения

I – растущей добычи

I – растущей добычи

II – стабильной добычи

II – стабильной добычи

III – снижающейся добычи

III – снижающейся добычи

IV – заключительная (отбор от НИЗ \geq 80 %)

IV- добыча низконапорного газа (Руст <10 атм.).

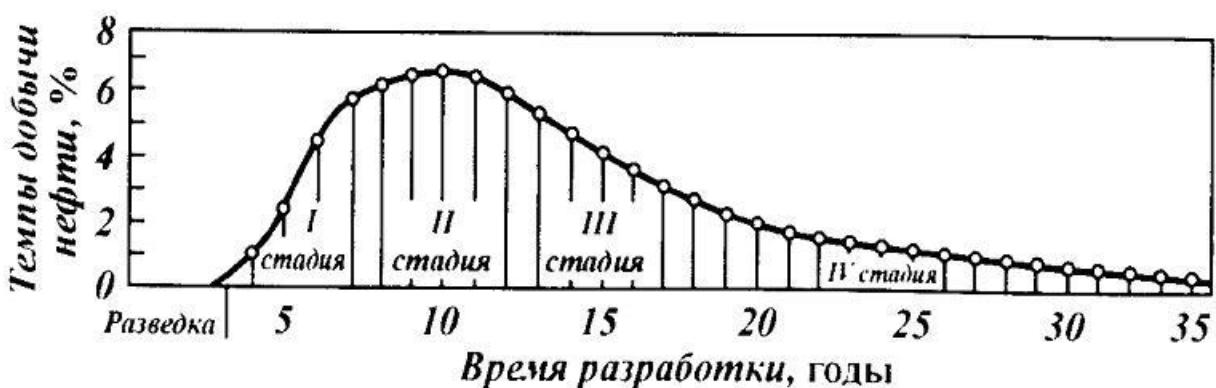


Рис. 9.1. Стадии разработки нефтяного месторождения



Рис. 9.2. Стадии разработки газового месторождения

Таблица 9.1. Этапы и стадии разработки

Этапы разработки	Стадии разработки	Проекты разработки, подсчет запасов
1 этап - поиск и разведка	-	
2 этап – ОПР: ППЭ, техсхема ОПР, ППЭ развед. скв.	-	Подсчет запасов с представлением в ГКЗ (ЦКЗ)
3 этап – промышленной разработки	Нефтяное месторождение 1 стадия – рост добычи 2 стадия – стабильная добыча 3 стадия – снижение добычи 4 стадия – заключительная (отбор > 80 %) Газовое месторождение 1 стадия – рост добычи 2 стадия – стабильная добыча 3 стадия – снижение добычи 4 стадия – добыча низконапорного газа	

Основные показатели разработки:

Добыча нефти (Q_n) – основной показатель, суммарный по всем добывающим скважинам, пробуренным на объект в единицу времени. Характер изменения во времени этих показателей зависит не только от свойств пласта и насыщающих его жидкостей, но и от технологических операций, осуществляемых на месторождении на различных этапах разработки.

Добыча жидкости (Q_j) – суммарная добыча нефти и воды в единицу времени. Из скважин в чисто нефтеносной части залежи в течение какого-то времени безводного периода эксплуатации скважин добывают чистую нефть. По большинству месторождений рано или поздно продукция их начинает обводняться. С этого момента времени добыча жидкости превышает добычу нефти.

Текущая обводненность – доля воды в потоке или $f = (1 - \text{дебит нефти}/\text{дебит жидкости}) * 100\%$, $f = (1 - q_n/q_j)$.

Закачка воды - суммарная закачка воды в пласт в единицу времени.

Добыча попутного газа (Q_g). Этот показатель зависит от содержания газа в пластовой нефти, подвижности его относительно подвижности нефти в пласте, отношения пластового давления к давлению насыщения, наличия газовой шапки и системы разработки месторождения. Добычу газа характеризуют с помощью газового фактора, т.е. отношения объема добываемого из скважины за единицу времени газа, приведенного к стандартным условиям, к добыче за ту же единицу времени дегазированной нефти. Средний газовый фактор как технологический показатель разработки определяют по отношению текущей добычи газа к текущей добыче нефти.

Добыча свободного газа ($Q_{g\text{св}}$) - суммарная добыча свободного газа в единицу времени.

Добыча конденсата - суммарная добыча конденсата в единицу времени

$$1. \text{ темп отбора нефти} = \frac{Q_n \text{ год}}{Q \text{ извл.}}; \quad \text{температура газа} = \frac{Q_g \text{ год}}{Q \text{ геол.}}$$

$$2. \text{ отбор от НИЗ} = \frac{\Sigma Q_n}{Q \text{ извл.}}, \text{ где НИЗ} - \text{ начальные извлекаемые запасы}$$

$$3. \text{ текущий коэффициент извлечения нефти (КИН)} = \frac{\Sigma Q_n}{Q \text{ геол.}}; \quad \text{КИН} = \frac{Q \text{ извл.н.}}{Q \text{ геол.н.}}$$

$$\text{текущий коэффициент извлечения газа (КИГ)} = \frac{\Sigma Q_g}{Q \text{ геол.}}; \quad \text{КИГ} = \frac{Q \text{ извл.г.}}{Q \text{ геол.г.}}$$

$$\text{текущий коэффициент извлечения конденсата (КИК)} = \frac{\Sigma Q_k}{Q_{\text{геол}}} ; \quad \text{КИГ} = \frac{Q_{\text{извл.к.}}}{Q_{\text{геол.к.}}}$$

4. $\text{ВНФ} = \frac{\left(\begin{array}{l} \text{накопленная добыча воды} \\ \text{с начала разработки} \end{array} \right)}{\left(\begin{array}{l} \text{накопленная добыча нефти} \\ \text{с начала разработки} \end{array} \right)}$ - водонефтяной фактор

5. $(\text{Кратность выработки запасов}) = \frac{\text{ТИЗ}}{(\text{годовая добыча нефти})} \approx 15-30$ норма

Если < 10, то необходимо пересмотреть извлекаемые запасы.

Если > 30, необходимы дополнительные методы воздействия по выработке запасов.

(Коэффициент использования фонда)

6. $\frac{\text{добывающих скважин}}{\text{нагнетательных скважин}} = \frac{(\text{действующий фонд})}{(\text{действ. + бездейств.})}.$

Бездействующая скважина -

Законсервированная скважина -

Ликвидированная скважина -

7. Коэффициент эксплуатации скважин = $\frac{\left(\begin{array}{l} \text{отработанное время} \\ \text{всех скважин в году} \end{array} \right)}{\text{кол-во отраб. скв.} \cdot 365} \approx \frac{\left(\begin{array}{l} \text{число дней} \\ \text{работы 1 скв.} \end{array} \right)}{365}$

Под межремонтным периодом работы скважин понимается продолжительность фактической эксплуатации скважин от ремонта до ремонта, т.е. время между двумя последовательно проводимыми ремонтами.

Коэффициент эксплуатации скважин - отношение времени фактической работы скважин к их общему календарному времени за месяц, квартал, год.

8. Устьевое давление нагнетательной скважины (возможный диапазон давлений):

$P_y = 120 - 180$ атм.

для ПК, АВ: $P_y = 60-120$ атм.

БВ: $P_y = 100-150$ атм.

ЮВ: $P_y = 150-200$ атм и более.

добычающие скважины: $P_y \approx 10 - 15$ атм, (затрубное, буферное).

Если $P_{y,\text{доб.}}$ равно 30-50 атм, то происходит разгазирование нефти в ПЗП или в стволе скважины.

Если $P_{y,\text{доб.}} > 50$ атм, то скважина работает в газовом режиме.

Для газовой скважины P_y , как правило очень высокое, т.к. газ легкий и высота столба газа мало компенсирует забойное давление: $P_y^2 = P_z^2 - \theta * q_g^2$.

9. Забойное давление нагнетательной скважины: $P_{\text{заб. нагнет.}} = P_y + 0,1 L_{\text{скв.}}$ (атм.)

В частности для ПК, АВ: $P_{\text{заб}} = 160-220$ атм.;

БВ: $P_{\text{заб}} = 300-350$ атм.

ЮВ: $P_{\text{заб}} = 450-500$ атм.

Забойное давление добывающей нефтяной (фонтанной) скважины рассчитывается по формуле: $P_{\text{заб. доб.}} = P_y + 0,1 \rho_{\text{см}} \cdot L_{\text{скв.}}$ (атм.), где $\rho_{\text{см}} = f * \rho_b + (1-a) * \rho_n$.

Забойное давление газовой скважины определяется по формуле: $P_{\text{заб}} = P_y * e^s$, (которая называется барометрической формулой Лапласа-Бабинэ),

где $s = 0,03415 * \rho_r L / (T_{\text{ср}} * Z_{\text{ср}})$;

$Z_{\text{ср}}$ -коэффициент сверхжимаемости;

L-глубина скважины, м;

Tср - температура в стволе скважины;

ρ_r -относительная плотность газа по воздуху.

10. Репрессия в нагнетательной скважине определяется так:

$$\Delta P = P_{заб} - P_{пл}, \text{ атм.}$$

11. Депрессия в добывающей скважине:

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}, \text{ атм.}$$

$\Delta P = 40$ атм. – ШГН, 80-100 атм. – ЭЦН. В газовой скважине $\Delta P = 3-5$ атм, но может быть и выше (10-50 атм).

12. Пластовое давление начальное сравнивается с гидростатическим.

$P_{гдст}$ – гидростатическое определяется по формуле: $P_{гдст} = \rho_b g L$ (Па) $\approx 0.1 * L$ (атм), где $\rho_b = 1000$ кг/м³, $g = 9,81$ м/с², L – глубина залегания пласта, м.

Аномально высокое пластовое давление (АВПД) если $P_{пл} \geq 1,3 * P_{гдст}$,

Аномально низкое пластовое давление (АНПД), если $P_{пл} \leq 0,7 * P_{гдст}$.

Горным называется давление, создаваемое весом пород, залегающих над пластом: $P_{гор} = \rho_{пор} g L$ (Па) $\approx 0.25 * L$ (атм).

14. Способы добычи на нефтяных скважинах:

а) фонтанный или плунжерный лифт;

б) механизированный:

61). газлифтный (безкомпрессорный газлифт - БКГ, компрессорный газлифт - КГ);

62). насосный (ШГН, ЭЦН, ЭВН, импортные CL - Centrilift, ODI, REDA).

Способ добычи для газовой скважины – фонтанный лифт с пакером или без пакера.

15. Коэффициент компенсации:

$$\text{коэффициент текущей компенсации} = \frac{Q_{зак} [\text{тыс. м}^3]}{(Q_h / b_h / \rho_h + Q_{ж} - Q_h) [\text{тыс. м}^3]},$$

где b_h – объемный коэффициент нефти, ρ_h – плотность нефти, т/м³;

$$\text{коэффициент накопленной компенсации} = \frac{\Sigma Q_{зак}}{(\Sigma Q_h / b_h / \rho_h + \Sigma Q_{ж} - \Sigma Q_h)}.$$

Пример 1. Рассчитайте скорость газа на забое скважины, если $q_g = 500$ тыс. м³; диаметр НКТ – 73 мм, стенка 5 мм; $z_o = 0,8$; $T_{пл} = 50^0\text{C}$; $P_{пл} = 200$ атм.

$$\text{Решение. } V_e = \frac{q_e \cdot z_o \cdot T_{пл} \cdot P_{ст}}{F \cdot T_{ст} \cdot P_{пл}}, \text{ где}$$

q_e – дебит газа, м³/с;

z_o – коэффициент сверхсжимаемости;

$T_{пл}$ – пластовая температура, ^0K ;

$P_{ст} = 0,1$ МПа – стандартное давление;

$F = \pi D^2 / 4$, м²;

D – внутренний диаметр НКТ или эксплуатационной колонны;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

$$q_e = 500000 \frac{m^3}{сут} = \frac{500000}{86400} = 5,79 \text{ м}^3 / \text{с}; F = 3,14 \cdot (0,073 - 2 \cdot 0,005)^2 / 4 = 0,003 \text{ м}^2$$

$$V_e = \frac{5,79 \cdot 0,8 \cdot 322 \cdot 0,1}{0,003 \cdot 272 \cdot 20,0} = 9,14 \text{ м} / \text{с}$$

При каком дебите весь конденсат, вода, песок будет выноситься на поверхность, если принять

$$V_f = 4 \text{ м}/\text{с}?$$

§10. Проблемы разработки. Варианты разработки нефтяных и газовых месторождений

После проведения анализа текущего состояния разработки, выработки запасов нефти или газа формулируются проблемы месторождения, вычленяются осложняющие факторы.

Варианты разработки представляют собой пути решения проблем.

Выбор вариантов разработки различается: для нового месторождения в рамках проекта пробной эксплуатации или технологической схемы и для разбуренного месторождения.

Проект пробной эксплуатации составляется на 3 года с целью уточнения добывных возможностей, доизучения и доразведки месторождения.

Технологическая схема составляется по результатам пробной эксплуатации сроком на 5 лет, при условии $C_1/(C_1 + C_2) \geq 80\%$. Предусматривается разбуривание объектов, включая запасы категории C_2 .

Проект разработки составляется после разбуривания месторождения на 70 %.

Проект доразработки составляется после перехода месторождения на 4 – заключительную стадию разработки.

1. Проект пробной эксплуатации составляется сроком на 3 года. Здесь выбирается один или несколько первоочередных участков для пробной эксплуатации, где размещаются элементы скважин. Основная задача – оценка добывных возможностей пласта, т.е. посмотреть с какими дебитами будут работать скважины в течении периода пробной эксплуатации.

2. В технологической схеме рассматриваются варианты на полное разбуривание запасов категории $C_1 + C_2$, с достижением утвержденного КИН, КИГ.

3. В проекте рассматривают варианты с геолого-технологическими мероприятиями (ГТМ), позволяющие достичь утвержденный КИН, КИГ.

Сначала необходимо выявить и сформулировать проблемы, существующие при разработке месторождения, а также причины и негативные последствия. Учитываются осложняющие факторы.

Какие проблемы могут быть (см.табл.10.1):

1. низкопродуктивные коллекторы,
2. АСПО,
3. гидратообразование,
4. неравномерность выработки запасов нефти или газа и др.

Осложняющие факторы: обширная водонефтяная зона (скважины будут быстро обводняться), повышенный газовый фактор (более 100 м³/т, когда происходит разгазирование нефти), высокопарафинистая нефть (образование АСПО в трубах), наличие в газе H₂S, CO₂ (что ведет к коррозии оборудования, ограничения по использованию газа).

При этом ГТМ направлены на решение проблемы или проблем, возникших на месторождении.

Таблица 10.1. Проблемы и пути их решения

Проблемы и причины	Негативные последствия	Пути решения
Солеотложения. Несовместимость пластовых и закачиваемых вод.	- быстрый износ оборудования - низкий МРП, - потеря добычи	1. ингибиторы солеотложений, 2. закачка совместимых (сеноманских) вод, - увеличение МРП - доп. добыча
Проблемы АСПО. Высокопарафинистая нефть, охлаждение жидкости в НКТ при подъеме.	- потеря добычи из-за снижения пропускной способности, - низкий МРП	1. промывка горячей нефтью, 2. скребкование, 3. ингибирирование, 4. электрический кабель - увеличение МРП - доп. добыча

Выработка остаточных запасов нефти. Переход объекта на IV (заключительную) стадию разработки	- снижение дебита нефти, - высокая обводненность, - увеличение отборов жидкости	1. зарезка боковых стволов, 2. МУН, 3. ГРП в низкопродуктивных зонах - доп. добыча - снижение обводненности - сокращение отборов воды
Вынос песка и проппанта. Слабосцементированный песчаник (ПК), незакрепленный проппант, высокая депрессия на пласт.	- износ оборудования, - засыпает забой, пересыпает ИП, - снижение МРП, - потеря добычи	1. песчаные фильтры и якоря, 2. износостойкое оборудование, 3. промывка забоя, 4. снижение депрессии - увеличение МРП - доп. Добыча
Разгазирование нефти. Высокий Гф, высокая депрессия.	- срыв подачи, - снижение МРП, - потеря добычи	1. установка газосепаратора, 2. поддержание Рзаб $\geq 0,75$ Рнас, 3. применение винтовых насосов - увеличение МРП - доп. добыча
Гидратообразование. Газовая скважина, прорыв воды.	- загидрачивание скважины, образование пробки, - возможна полная остановка, - потеря добычи	1. закачка метанола в затрубье, 2. промывка горячей нефтью, 3. греющий кабель - увеличение МРП - доп. добыча
Коррозия оборудования. Наличие H ₂ S, CO ₂ и др., пластовая вода.	- быстрый износ оборудования, - ручейковая коррозия, - уменьшение МРП	1. коррозионно-стойкое оборудование, 2. ингибиторы - увеличение МРП - доп. добыча
Низкопродуктивный коллектор Низкая проницаемость коллектора	-нерентабельные дебиты, - потеря добычи	- методы интенсификации - ОПЗ, ГРП

Первый и основной вопрос проектирования – выбор объектов разработки. Какие критерии? Если месторождение однопластовое, то этот пласт является и объектом разработки. Если Qизвл нефти на 1 скважину ≥ 50 тыс.т., а входные дебиты ≥ 20 т/сут, то варианты будут рентабельными. Проблема выбрать оптимальный. Если Qизвл нефти на 1 скважину ≤ 25 тыс.т., а входные дебиты ≤ 10 т/сут, то варианты, скорее всего, будут не рентабельными.

Сначала рассматривают варианты с расстановкой сетки скважин (разбуриванием) каждого пласта, проводят технико-экономические расчеты и выбирают основные объекты, т.е. пласты, эксплуатация которых рентабельна при разбуривании собственной сетки.

После этого начинают объединять нерентабельные и малорентабельные пласты по 2 (по 3) с учетом возможности объединения по геолого-физическим критериям.

Если случается найти такое объединение, то это хорошо, т.к. не всегда удается. Поэтому мелкие пласты делают возвратными, т.е. вырабатывают запасы скважинами выполнившими свое проектное назначение на основном объекте.

Необходимо усиление с.з. и воздействия на пласт:

- объединение двух и более пластов в один объект;
- расстановка фонда только на основные объекты, малые будут возвратными;
- ОРЭ и ОРЗ;
- применение методов интенсификации (ОПЗ, ГРП и др.);
- бурение ГС, МЗС, ГС с ГРП и т.д.

Система разработки и способы эксплуатации должны решать создавшиеся проблемы.

Если залежь низкопроницаемая ($K_{пр} \leq 10$ мД) и низкопродуктивная ($K_{прод} \leq 0,1$ м³/сут. Атм.), то рассматривается площадная система заводнения обращенная 7-ми точка, 9-ти точка. Сетка скважин плотная (300 м, 400 м, 500 м). Возможно во всех скважинах

проводение ГРП и сразу же формирование системы заводнения без отработки скважин на нефть.

Если залежь высокопроницаемая ($K_{пр} \geq 20 \text{ мД}$) и высокопродуктивная ($K_{прод} \geq 0,5 \text{ м}^3/\text{сут. Атм.}$), то в зависимости от размеров можно рекомендовать базовый вариант приконтурного или разрезающего заводнения. Сетка скважин более редкая (500-700-900 м).

Первые несколько лет возможен упруговодонапорный режим разработки. Это базовые варианты.

Примеры вариантов. Рассмотрим залежь с запасами категории С1 (см. рис. 10.1). В скважина №1 получен промышленный приток нефти дебитом 40т/сут из пласта Ю1, и дебит нефти дебитом 15т/сут из пласта Б9. В скважине №2 получен приток нефти дебитом 5т/сут.

Вариант 1. Ввод в эксплуатацию скважины № 1Р ($q_n = 25 \text{ т/сут.}$).

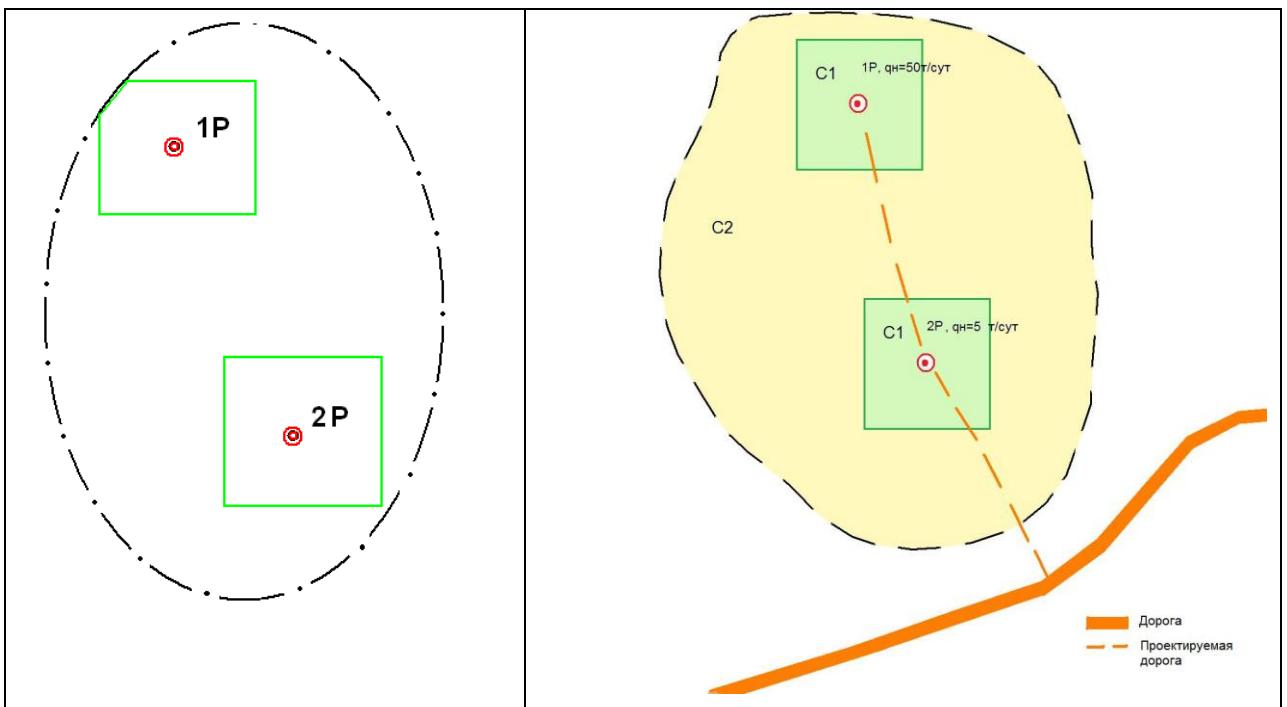


Рис. 10.1. Пример залежи пласта Ю1

Вариант 2. Т.к. дорога с юга, то ввод в эксплуатацию скважины № 2Р с ГРП ($q_n = 25 \text{ т/сут.}$).

Вариант 3. Скважины №№ 1Р, 2Р – аварийные, то ликвидация аварий, ввод в эксплуатацию.

Вариант 4. Пласт БС₉ изолирован цементным мостом. Углубление скважины № 1Р и эксплуатация БС₉.

Вариант 5. скважины №№ 1Р и 2Р ликвидированы. Разликовидация (разбуривание цементных мостов) и эксплуатация ЮС1 БС₉.

Вариант 6. Бурение 1Бис и 2Бис.

Вариант 7. Бурение элемента скважин

низкопроницаемые $K_{пр} \leq 10 \text{ мД}$ и низкопродуктивные $K_{прод} \leq 0,1 \text{ м}^3 / \text{сут. атм.}$	$K_{пр} \geq 50 \text{ мД}$ $K_{прод} \geq 1,0 \text{ м}^3 / \text{сут. атм.}$	высокопроницаемые и высокопродуктивные
--	---	---

плотность сетки: 300-400-500 м.

5-ти, 7-ми, 9-ти точечная с.з.

Критерии: - расстояние до инфраструктуры;
 - дебиты нефти при испытании;
 - запасы нефти.

плотность сетки: 500-600-700-800 м.

3-х и 5-ти рядная с.з.

Для залежи большого размера рассматривается базовый вариант трехрядной или пятирядной системы заводнения.

Следующие варианты – это бурение ГС, зарезка бокового ствола (ЗБС), зарезка бокового горизонтального ствола (ЗБГС), бурение многозабойных скважин (МЗС). Для горизонтальной скважины рассматривают различные длины стволов: 100-200-300-500-1000-1200 м. Но наиболее применимые и эффективные скважины с длиной ствола 300-500м.

Еще один возможный вариант – бурение ГС с ГРП (отличаются по расположению скважин и по длине стволов 50-1500 м).

Если пласт имеет зональное строение (высоко- или низкопродуктивные зоны), то в первой зоне возможна более редкая сетка, во второй - более плотная, возможно с проведением ГРП.

Табл. 10.2. Основные варианты разработки

низкопроницаемые и низкопродуктивные			высокопроницаемые		
Вар.1	Вар.2	Вар.3	Вар.1	Вар.2	Вар.3 бурение ГС
5-ти точка	7-ми точка	9-ти точка	3-х рядная	5-ти рядная	
300-400-500	300-400-500	300-400-500			
Основное ГТМ – ГРП			Основное ГТМ – бурение ГС		

При этом варианты рассчитывают при различных забойных давлениях: 200-150-100-50 атм. При условии $P_{нл}^{нac} - 50 \text{ atm} \geq P_{заб} \geq 0,7 \cdot P_{nac}$.

От величины дебита скважины зависит конструкция скважины. Наиболее распространенный диаметр эксплуатационной колонны – 146 мм.

Для разбуренного месторождения варианты различают набором ГТМ (геологотехнологических мероприятий). Сначала анализируется состояние фонда скважин: действующее-бездействующее-консервация-ликвидация. Затем причин бездействия и консервации скважин, пути вывода скважин из бездействия и консервации, ожидаемый дебит. Потом анализируются уже проводимые мероприятия и их эффективность.

Табл. 10.3. Оценка дополнительной добычи ГТМ

Мероприятия	Δqн, т/сут	Доп. Добыча нефти, тыс.т.	Кол-во мероприятий
Оптимизация	3	1,0	10
ФОЖ (форсир. Отбор)	4	1,5	5
Дострел	4	3,0	3
Перестрел	3	2,0	5
ОПЗ	3	0,6	20
Циклическое воздействие	1	0,5	30
ВПП	0,5	0,4	40

Если мероприятия эффективные, то рекомендуют их дальнейшее применение. Но необходимо дополнить другими ГТМ. Например, зарезка второго ствола, РИР, ГРП и др.

Необходимо обосновать эффективность рекомендуемых мероприятий: фактические данные других месторождений или расчет на 3-х мерной модели. Объем мероприятий должен быть достаточным для стабилизации или роста добычи и достижения КИН.

ГТМ намечают на 1-2 года по скважинно, а далее лишь количественно. Но необходимо за расчетный период достичь значения КИН, не менее утвержденного.

Пример 1. Верхнетирский горизонт Западно-Аянского месторождения (ППЭ).

Исходные данные: залежь верхнетирского горизонта литологически ограничена, влияние законтурной зоны отсутствует, низкие ФЕС (Кпр – 10 мД, hнн – 3 м, Кпор – 11 %). Поэтому необходима реализация площадной системы. Принимаем за базовый вариант семиточечную систему заводнения. Рассмотрим варианты разработки:

Вариант 1.1 Семиточечная система заводнения. Сетка 500×500 м

Вариант 1.2 Семиточечная система заводнения. Сетка 600×600 м

Вариант 1.3 Семиточечная система заводнения. Сетка 700×700 м

Варианты разработки верхнетирского горизонта

Вариант 1.1.

Семиточечная система заводнения,
сетка скважин 500×500 м.

Фонд скважин для бурения – 95, в.т.ч.
63 – добывающих, 32 – нагнетательных.

Запасы нефти

(геол./извлек.), тыс.т

C₁ (757/197)

C₂ (4870/1266)

C₁+C₂ (5627/1463)

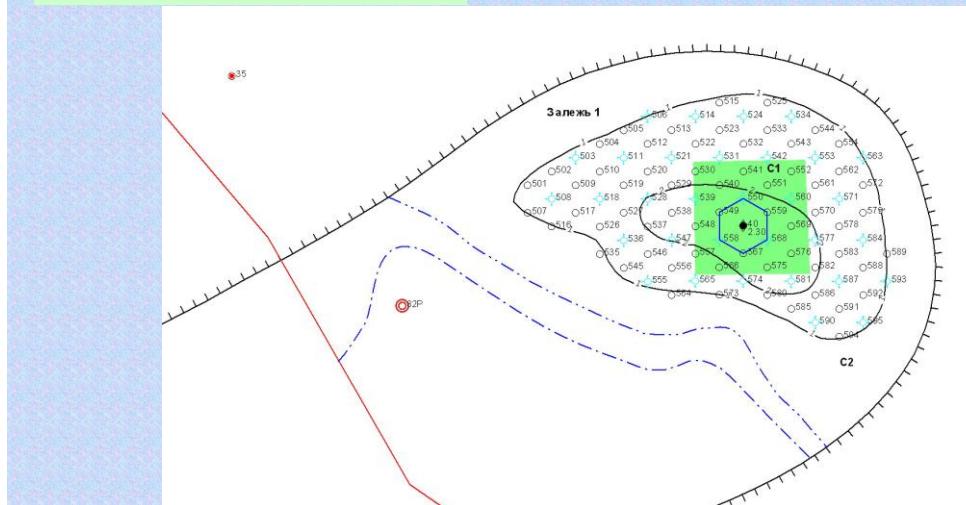


Рис. 10.2.

Варианты разработки верхнетирского горизонта

Вариант 1.2.

Семиточечная система заводнения,
сетка скважин 600×600 м.

Фонд скважин для бурения – 68, в.т.ч.
44 – добывающих, 24 – нагнетательных.

Запасы нефти

(геол./извлек.), тыс.т

C₁ (757/197)

C₂ (4870/1266)

C₁+C₂ (5627/1463)

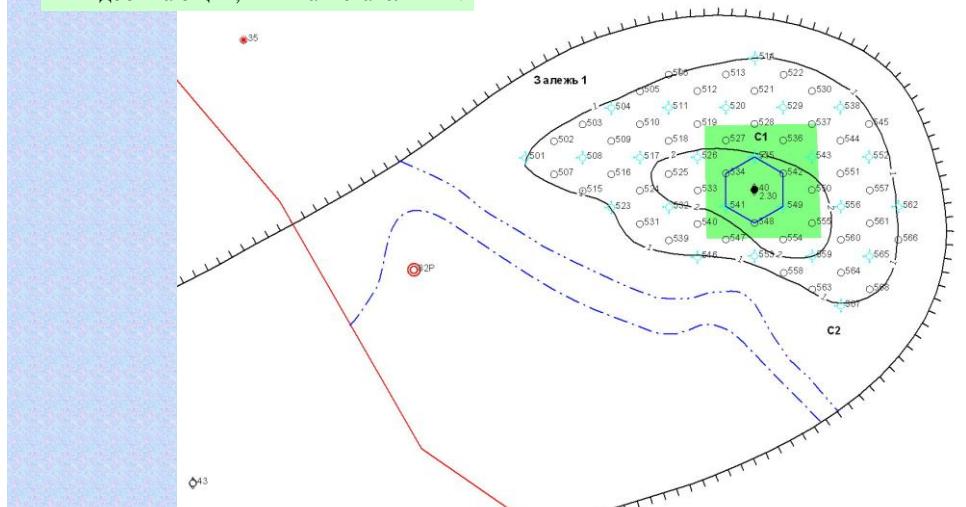


Рис. 10.3.

Варианты разработки верхнетирского горизонта

Вариант 1.3.

Семиточечная система заводнения,
сетка скважин 700×700 м.
Фонд скважин для бурения – 48, в.т.ч.
31 – добывающих, 17 – нагнетательных.

Запасы нефти
(геол./извлек.), тыс.т
 C_1 (757/197)
 C_2 (4870/1266)
 C_1+C_2 (5627/1463)

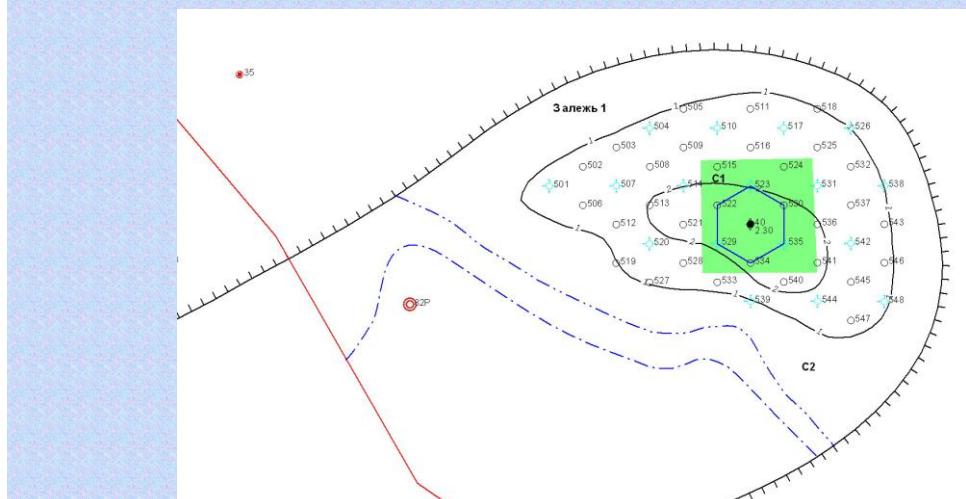


Рис. 10.4.

В результате расстановки скважин и проведения расчетов получаем следующие показатели:

Табл. 10.4. Характеристика вариантов

Характеристика вариантов верхнетирского горизонта

Показатели	Верхнетирский горизонт		
	1.1	1.2	1.3
Фонд скважин, всего	96	69	49
добывающих	64	45	32
нагнетательных	32	24	17
Фонд скважин для бурения, всего	95	68	48
добывающих	63	44	31
нагнетательных	32	24	17
Зарезка боковых стволов	-	-	-
Год выхода на проектный уровень	2017	2017	2015
<i>Максимальные уровни:</i>			
добыча нефти, тыс.т	126	87	66.0
добыча жидкости, тыс.т	192.1	142.68	120.7
закачка воды, тыс.м ³	284.6	206.9	165.5
<i>Накопленный объем за проектный период:</i>			
нефти, тыс.т	1528.57	1487.32	1091.8
жидкости, тыс.т	5043.18	5190.83	4841.96
закачки, тыс.м ³	6207.69	6330.13	5677.13
Конечный КИН, д.ед.	0.272	0.264	0.194
Год окончания разработки	2046	2058	2067

Утверждененный КИН – 0.260

Табл. 10.5. Технико-экономические показатели вариантов

Показатель	Вариант 1.1	Вариант 1.2	Вариант 1.3
Выручка от реализации, млн.р.	42 181	41 469	33 166
Капитальные вложения, млн.р.	28 364	20 880	15 434
Эксплуатационные затраты всего, млн.р.	67 677	54 121	43 764
*в т.ч. без амортизации и налогов	29 290	23 492	19 922
Прибыль от реализации, млн.р.	-35 961	-21 933	-17 832
Отчисления в ликвидационный млн.р	2 836	2 088	1 543
Поток наличности без дисконта, млн.р.	-38 799	-24 024	-19 379
* ставка дисконта - 10%	-12 868	-9 971	-7 655
* ставка дисконта - 15%	-8 932	-7 313	-5 832
* ставка дисконта - 20%	-6 493	-5 527	-4 554
Индекс доходности инвестиций, без дисконта, доли ед.	-0.24	-0.05	-0.14
* ставка дисконта - 10%	0.06	0.09	0.12
* ставка дисконта - 15%	0.08	0.09	0.12
* ставка дисконта - 20%	0.09	0.09	0.11
Индекс доходности затрат, без дисконта, доли ед.	0.52	0.63	0.63
* ставка дисконта - 10%	0.45	0.48	0.51
* ставка дисконта - 15%	0.41	0.43	0.45
* ставка дисконта - 20%	0.39	0.4	0.42
Рентабельный период разработки месторождения, лет	1	1	1
Доход государства без дисконта, млн.р.	20 488	19 032	15 645
* ставка дисконта - 10%	5 393	4 679	3 933
* ставка дисконта - 15%	3 280	2 852	2 459
* ставка дисконта - 20%	2 137	1 871	1 649

Для реализации рекомендуется вариант 1.2. Почему? В варианте 1.3 не достигнут утвержденный КИН, а из вариантов 1.1 и 1.2 лучшие технико-экономические показатели имеет вариант 1.2.

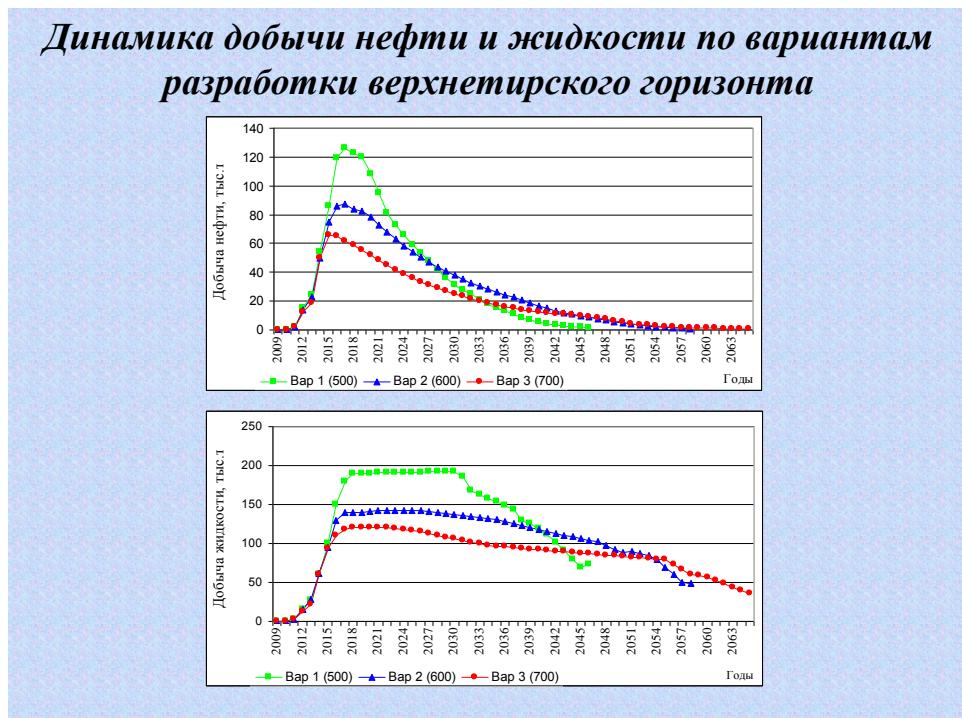


Рис. 10.5. Динамика добычи нефти и жидкости

Пример 2. Пограничное месторождение находится на 4 стадии разработки. Поэтому варианты различаются набором и количеством ГТМ.

Табл. 10.6. Описание вариантов

Объект	Вариант 1	ОПЗ, ФОЖ, оптимизация вывод из б/д 89	ОПЗ, ФОЖ, оптимизация вывод из б/д	ОПЗ, ФОЖ, оптимизация вывод из б/д	ОПЗ, ФОЖ, оптимизация вывод из б/д 89
БС 11	по сложившейся <i>Цикл.</i>	РИР	РИР <i>ОПР по ГРП,</i>	РИР <i>ОПР по ГРП,</i> <i>блочно-замкн.</i>	РИР <i>ОПР по ГРП,</i> <i>ОПР по ЗГВС</i>

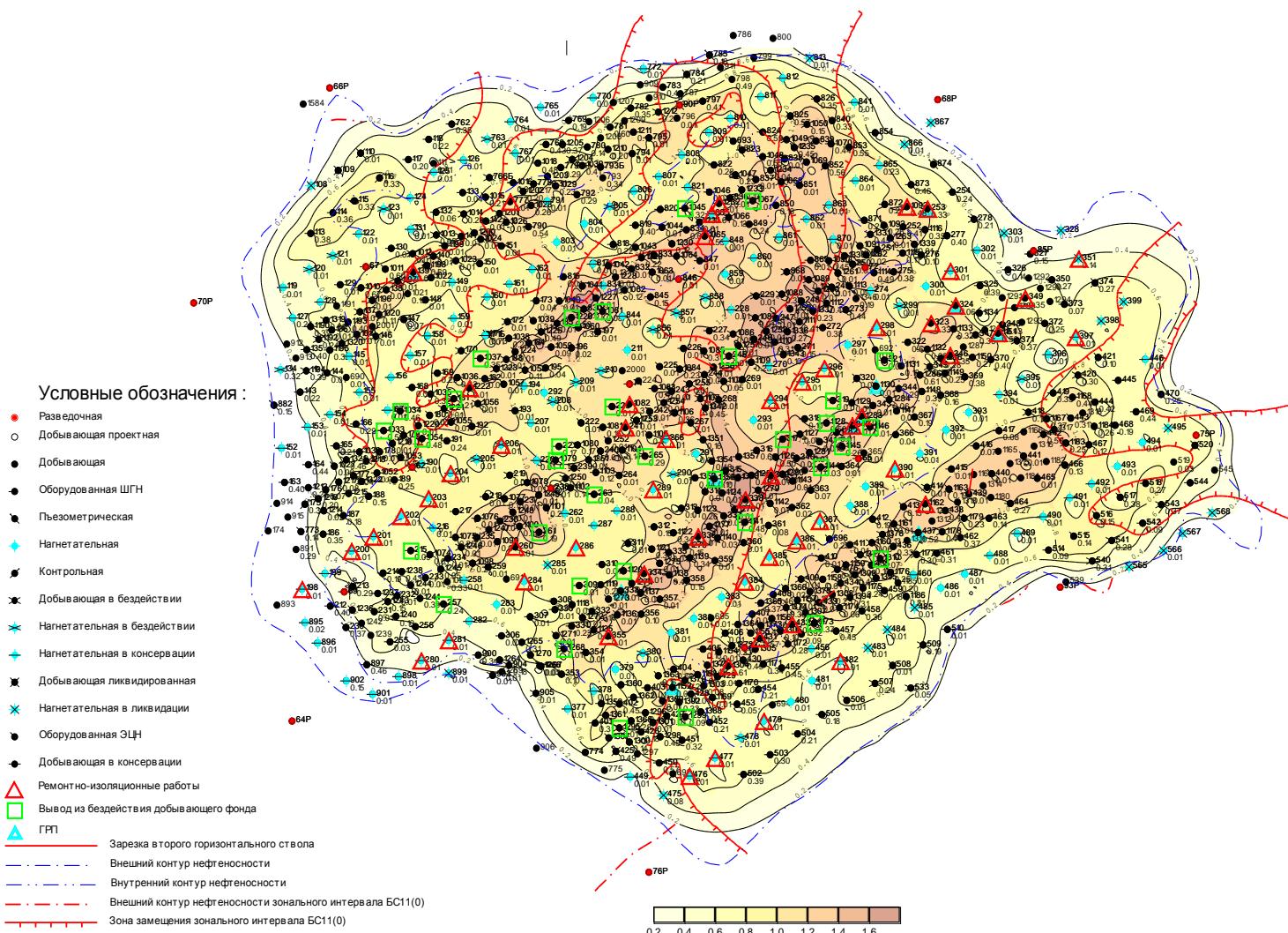


Рис. 10.6. Рекомендуемые ГТМ по объекту БС11

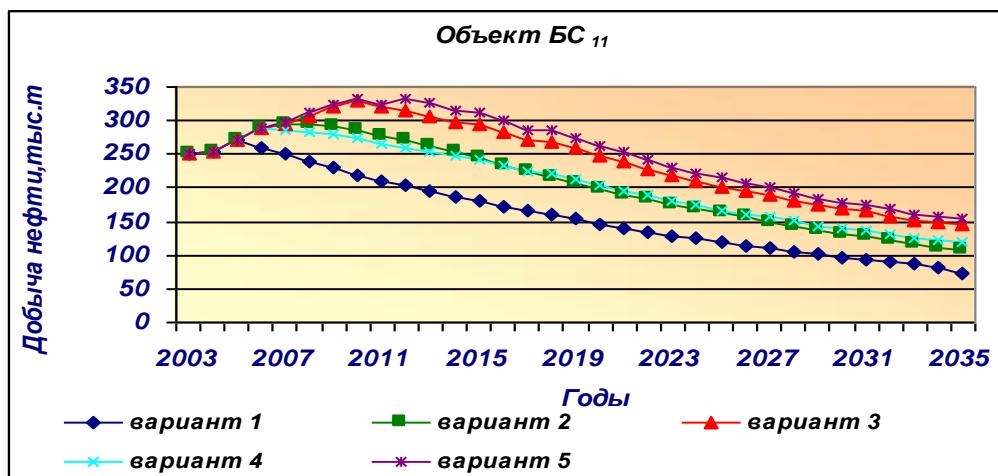


Рис. 10.7. Динамика добычи нефти по вариантам

Табл. 10.7. Характеристика вариантов

Показатели	Вариант				
	1	2	3	4	5
1 Плотность сетки скважин, га/скв.					
2 Проектный уровень добычи нефти, тыс.т	273.00	303.31	349.64	316.00	352.84
3 Темп отбора от НИЗ при проектном уровне добычи, %	0.39	0.44	0.51	0.46	0.51
4 Год выхода на проектный уровень	2005	2007	2010	2006	2010
5 Продолжительность проектного уровня, годы	2	2	1	1	1
6 Проектный уровень добычи жидкости, тыс.т	6094.9	6094.9	7042.4	6912.8	7009.6
7 Проектный уровень закачки воды, тыс. м ³ /год	4297.8	4306.7	7203.0	7013.2	7171.6
8 Фонд добывающих скважин, всего, шт.	354	355	355	355	355
Фонд нагнетательных скважин, всего, шт.	57	61	115	160	115
9 Накопленная добыча нефти, тыс.т за расчетный период с начала разработки	4916	6372	7797	6695	8139
	60873	62329	63753	62652	64095
10 Накопленная добыча жидкости, тыс.т за расчетный период с начала разработки	122212	138631	195330	188952	192305
	303540	319959	376658	370280	373633
11 Накопленная закачка воды, тыс м ³ за расчетный период с начала разработки	86477.9	98404.4	194344.4	188012.9	192070.9
	292851	304778	400718	394386	398444
12 Коэффициент нефтеизвлечения	0.371	0.380	0.389	0.383	0.393
13 Отбор от НИЗ	88.0	90.1	92.1	90.9	93.1
14 Обводненность продукции, %	96.9	96.0	97.4	97.5	96.9

Задача 1. Рассчитайте дебит горизонтальной скважины по формуле Джоши.

$$q_{\text{жк}} = \frac{2\pi k h}{B_n \mu_n} \frac{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 + L^2/4}}{L/2}\right) + \frac{\beta h}{L} \ln\left(\frac{\beta h}{2\pi r_c}\right)},$$

где K – проницаемость, $\text{мД} = 10^{-15} \text{ м}^2$;

h – нефтенасыщенная толщина пласта, м;

μ – вязкость флюида, $\text{сПз} = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$;

$P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$ – пластовое и забойное давление, 1 атм = 10^5 Па или $1 \text{ МПа} = 10^6 \text{ Па}$;

L – длина горизонтального участка ствола, м;

r_c – радиус скважины, м;

$$a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^4} \right]^{0.5} \quad \text{- большая полуось эллипса контура питания, м;}$$

R_k – радиус контура питания, м;

B_n – объемный коэффициент, б/р;

$$\beta = \sqrt{\frac{K_x}{K_z}} \quad \text{- коэффициент анизотропии.}$$

Рассчитайте дебит скважины № 2515 пробуренной на пласте БС_9^2 . Исходные данные:

$L = 500 \text{ м}$; $h = 10 \text{ м}$; $K = 80 \text{ мД}$; $\mu_n = 1 \text{ сПз}$; $P_{\text{пл}} = 21 \text{ МПа}$; $P_{\text{заб}} = 8,0 \text{ МПа}$; $r_c = 0,1 \text{ м}$;

$R_k = 1000 \text{ м}$, $\beta = 1$.

$$\text{Решение. } a = \frac{500}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 \cdot 1000}{500} \right)^4} \right]^{0.5} = 1015,7 \text{ м}$$

$$q_{\text{жк}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 80 \cdot 10^{-15} \cdot 10}{1 \cdot 10^{-3}} \frac{(21 - 8,0) \cdot 10^6 \cdot 86400}{\ln\left(\frac{1015,7 + \sqrt{1015,7^2 + (500/2)^2}}{500}\right) + \frac{1 \cdot 10}{500} \ln\left(\frac{1 \cdot 10}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,1}\right)} = 2640 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Задача 2. Рассмотрим пласт Ю_1 . Исходные данные: $K_{\text{пр}} = 5 \text{ мД}$, $h_{\text{нн}} = 3 \text{ м}$, вязкость нефти 1 сПз , депрессия на пласт - 50 ат, $R_k = 100 \text{ м}$, $r_c = 0,1 \text{ м}$. Рассчитать дебит скважины по формуле Дююни, если: а) скважина вскрыла идеальный пласт (скин-фактор = 0); б) в скважине выполнен ГРП (скин-фактор = -5). Рассчитать дебит горизонтальной скважины по формуле Джоши, при длине ствола 500 м, коэффициент анизотропии = 1. Какая из технологий наиболее эффективна?

Ответ: $q_1 = 12 \text{ м}^3/\text{сут}$; $q_2 = 22 \text{ м}^3/\text{сут}$; $q_3 = 35 \text{ м}^3/\text{сут}$. Наиболее эффективно бурение ГС.

Ситуация 1. На скважине провели ремонтные работы. Как определить степень загрязнения ПЗП?

Ответ: необходимо провести КВД или КВУ, интерпретировать результаты и определить S – скин-фактор.

Ситуация 2. Вы работаете ведущим геологом на промысле. Скважина № 1 эксплуатировалась с входным дебитом 30 т/сут. Но в течение последнего времени дебит снизился до 10 т/сут. Ваши действия?

Ответ: анализируем систему ППД, анализируем проведенные ремонтные работы на скважине.

Ситуация 3. Пласт состоит из трех пропластков проницаемостью 10, 50 и 100 мД (сверху вниз). Скважина вскрыла все три пропластка и через 5 лет полностью обводнилась. Каков механизм выработки и Ваши действия?

Ответ: в соответствии с законом Дарси $q = \frac{\kappa Ah}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x}$, $v = \frac{\kappa h}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x}$ скорость продвижения воды прямо пропорционально проницаемости. Значит первым обводнится самый нижний

пропласток с максимальной проницаемостью. Провести ПГИ по определению источника обводнения или характера насыщения. Если подтвердится механизм выработки и обводнен первый пропласток, то рекомендуется проведение РИР: отсечение нижних пропластков путем установки цементного моста. После этого разбуривание цементного стакана, реперфорация 2-го и 3-го пропластков и освоение скважины.

Ситуация 4 аналогична ситуации 3, только обводнены все пропластки. Ваши действия. **Ответ:** в этом случае требуется построение карт текущих и накопленных отборов, карт изобар и текущей плотности запасов. Определяются зоны минимальной выработки на расстоянии не более 1000м для бурения БС (расстояние максимального отхода для наклонно-направленного бурения) и более 1000 м для бурения БГС. Намечается бурение второго ствола в зону, слабоохраненную выработкой. Необходимо, чтобы ОИЗ на 1 скважину были не менее 50 тыс. т.

§11. Нефтеотдача, газоотдача и конденсатоотдача пластов

Основными показателями, характеризующими эффективность выработки запасов углеводородного сырья, являются следующие:

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КИГ – коэффициент извлечения газа;

КИК – коэффициент извлечения конденсата.

Текущий коэффициент нефте/газо/конденсатоотдачи равен отношению накопленной добычи нефти/газа/конденсата с начала разработки: $\frac{\Sigma Q_n}{Q_{геол}}; \frac{\Sigma Q_g}{Q_{геол}}; \frac{\Sigma Q_k}{Q_{геол}}$.

$$\text{КИН} = \frac{Q_{извл}}{Q_{геол}}; \text{КИГ} = 1; \text{КИК} = \frac{C_{5+выйп} - \text{ПОТЕРИ}}{C_{5+выйп}}.$$

Коэффициент извлечения нефти (КИН) – отношение объема извлекаемых запасов нефти к геологическим запасам. Определяется по формуле:

$$\text{КИН} = K_{\text{овх}} * K_{\text{выт}} = \frac{Q_{извл.}}{Q_{геол.}}$$

Коэффициент вытеснения – отношение объема пор, насыщенных подвижной нефтью к первоначальному объему нефтенасыщенных пор. Определяется по формуле

$$K_{\text{выт}} = \frac{K_{\text{нн}} - K_{\text{он}}}{K_{\text{нн}}}$$

$Q_{\text{подв}} = K_{\text{выт}} \cdot Q_{\text{геол}}$ – подвижные запасы нефти.

Лабораторные определения – Кон, Кнн, Кпр.

По результатам керновых исследований строятся зависимости Кон = f (Кпр) и Кон = f (Кнн).

Таблица 11.1. Результаты определения Кон

№ образца керна	Кпр, мД	Кон, д.ед.	Кнн, д.ед.
1	90	0,2	0.70
2	10	0,30	0.50
3	50	0,25	0.60
Среднее	50	0.25	0.50

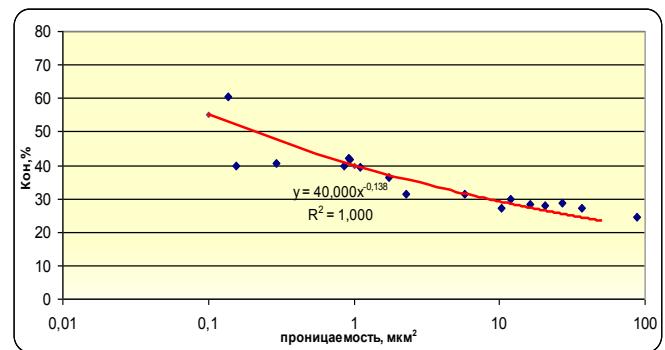
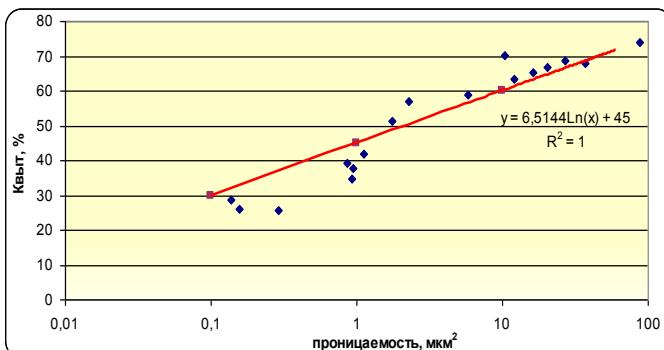


Рис. 11.1. Зависимость коэффициента остаточной нефтенасыщенности от коэффициента проницаемости

Пример. Пласт Ю1 имеет следующие ФЕС: Кпр – 25 мД, Кнн – 0.65. По уравнению (рис. 11.1) находим Кон – 0,25, по рис. 11.2 Кон также равен 0,25. Результаты хорошо согласуются. Отсюда следует $K_{выт} = 1 - \frac{Кон}{Кнн} = 0,62$.

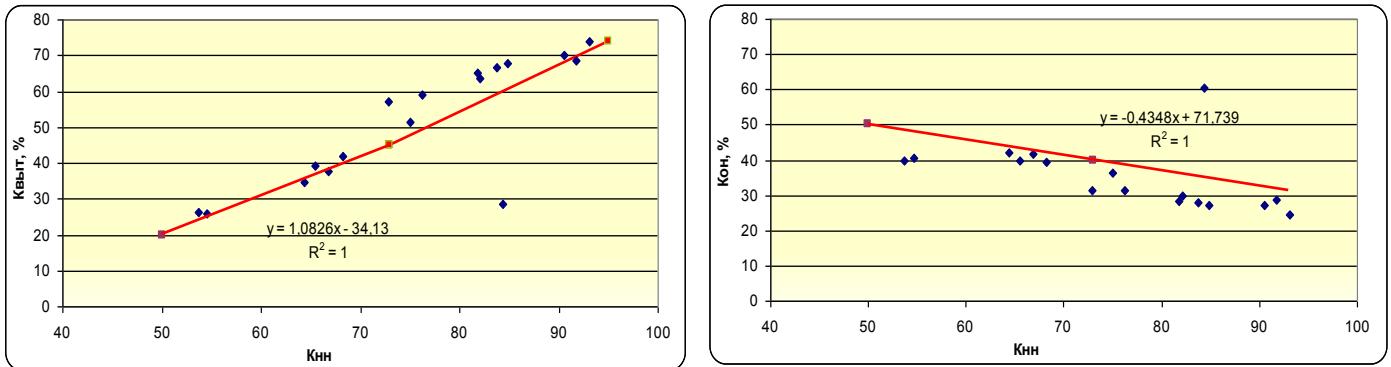


Рис. 11.2. Зависимость коэффициента остаточной нефтенасыщенности от коэффициента начальной нефтенасыщенности

Коэффициент охвата процессом вытеснения – отношение нефтенасыщенного объема пласта, охваченного процессом вытеснения (дренирования) под воздействием вытесняемого агента ко всему нефтенасыщенному объему залежи.

Методики расчета:

1. по характеристикам вытеснения;
2. геолого-статистический метод (ГСМ1), через аппроксимационную песчанистость Р*;
3. геолого-статистический метод (ГСМ2), через геологическую песчанистость Кп;
4. по результатам потоко-дебитометрии (определение коэффициента работающей толщины пласта);
5. по трехмерной модели;
6. По транзитным скважинам (на текущую дату);
7. По контрольным скважинам (Результаты ИННК);
8. По статистическим зависимостям.

Характеристики вытеснения – это функциональная зависимость между накопленными отборами нефти и жидкости или накопленными отборами и обводненностью. Используется при наличии истории разработки и обводненности > 30 %.

$$Q_h = F(Q_{ж}) \text{ или } Q_h = F(f) = F(f_h)$$

$$f = \frac{dQ_B}{dQ_{ж}}; \quad f_h = \frac{dQ_h}{dQ}; \quad \text{тогда } f_h = 1 - f$$

Основные характеристики вытеснения приведены ниже:

a) $Q_h = Q_o (1 - \exp(-b \cdot Q_{ж} / Q_o))$; $Q_h = Q_o (1 - \frac{f}{b})$ – зависимость Лысенко;

$$T(x) = 1 - \exp(-b \cdot x)$$

b) $Q_h = Q_o \left(1 - (1-d) \cdot \left(\frac{Q_{ж}}{Q_{np}} \right)^{-a} \right)$; $Q_h = Q_o (1 - (1-d) \cdot f_h^d)$ – зависимость Ревенко,

$$\text{где } a = \frac{d}{1-d}; \quad Q_{np} = Q_o \cdot d;$$

c) $\frac{Q_{ж}}{Q_h} = \frac{Q_{ж} - Q_h}{Q_o} + b$; $\left(\frac{Q_o - Q_h}{Q_o} \right)^2 = \frac{(b-1) \cdot f_h}{1-f_h}$ – зависимость Назарова, Сипачева (рис. 3.2);

d) $Q_h = Q_o \left(1 - (1-d) \left[1 + \frac{a}{\alpha} \cdot \frac{Q_{ж} - Q_{np}}{Q_{np}} \right]^{-\alpha} \right)$; $Q_h = Q_o (1 - (1-d) f_h^{d_1})$;

$T(x) = 1 - (1-d) \cdot \left(1 + \frac{a}{\alpha}(x)\right)^{-d}$ - зависимость Медведского Р.И., где $\alpha = \frac{d_1}{1-d_1}$ (рис. 3.1)

e) $\left(\frac{Q_o - Q_h}{Q_o}\right)^M = \frac{(b-\alpha) f_h}{1-\alpha f_h}$ - зависимость МБА.

f) $Q_h = Q_o - (Q_o - Q_{H\Pi}) \exp\{-l(Q/Q_{\Pi}-1) - r \ln(Q/Q_{\Pi})\}$, LR-зависимость дает при $r = 0$ формулу Лысенко, а при $l = 0$ - зависимость Ревенко.

g) $(Q_o - Q_{H\Pi})(QH - Q_{H\Pi}) / (Q_o - QH) = A(Q - Q_{\Pi}) + B(QH - Q_{H\Pi})$, зависимость AB обобщает зависимость Назарова-Сипачева [4] и "обобщенную" зависимость [2].

1. Руководство по применению системной технологии воздействия на нефтяные пласты месторождений Глavitюменнефтегаза. РД 39-0147035-254-88Р, ВНИИ, 1988.

2. Андреев В.А. О математическом моделировании процессов разработки нефтяных месторождений. В сб.: Применение математических методов и ЭВМ в геологии нефти и газа. Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1990.

3. Андреев В.А., Левков П.А., Сартаков А.М. Вытеснение нефти водой из двумерного пласта по схеме Баклея-Леверетта. В сб.: Технико-экономические кондиции месторождений Западной Сибири. Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1987.

4. Регламент на технологию проведения кислотных обработок на месторождениях Глavitюменнефтегаза. СТО 51.00.026.86, СибНИИНП, Тюмень, 1986.

5. Ревенко В.М. Методика организации постоянно действующей модели разработки Самотлорского месторождения. В сб.: Проблемы геологии и разработки Самотлорского месторождения. Тюмень, СибНИИНП, 1983.

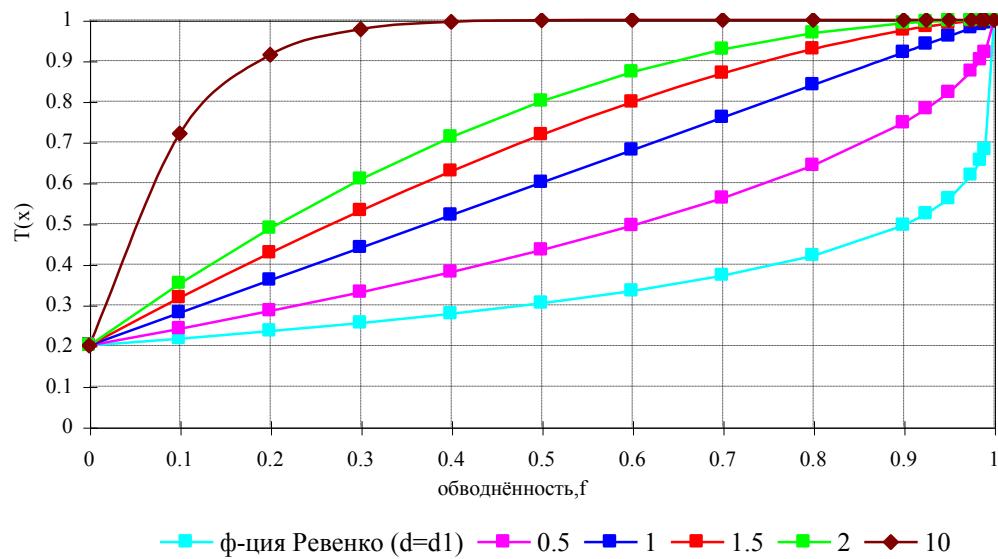


Рис. 11.3. Графики функций Медведского Р.И.: $y=1-(1-d)f_n^{d1}$, при $d=0.2$

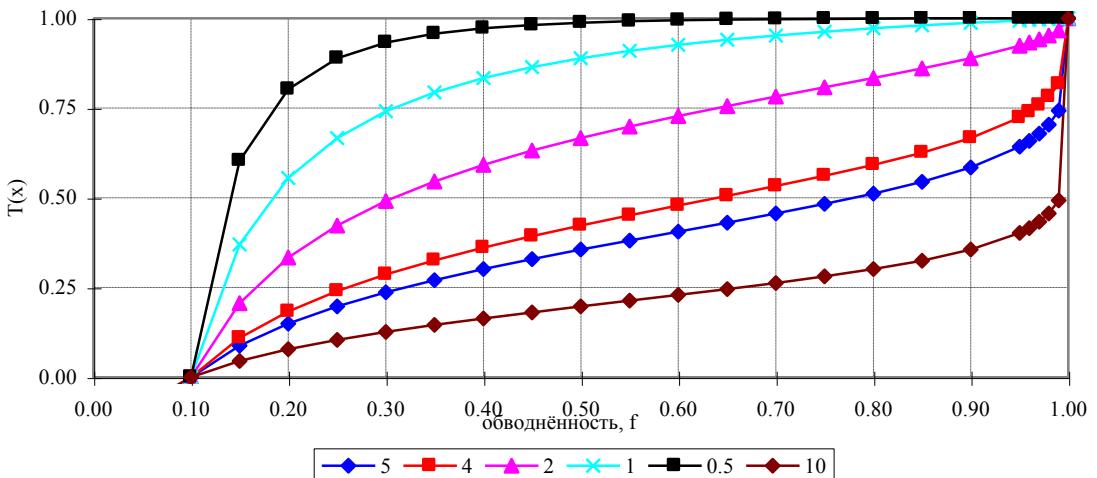


Рис. 11.4. Графики обобщённых функций Назарова С.Н.– Сипачёва Н.В.:

$$y = 1 - \left(\frac{(d-1)f_u}{1-f_u} \right)^{d^1}, \text{ при } f_0 = 1/b = 0.1$$

Кроме этого функции имеют следующие особенности:

Зависимость Медведского Р.И. формально описывает чисто нефтяную зону пласта, т.е. имеется параметр безводной добычи нефти d (рис. 11.3). Фактически эта зависимость применима к залежи любого типа, т.к. этот параметр в зависимости может принимать и нулевое и отрицательное значение, показывая фактически, что залежь водонефтяная.

В свою очередь зависимость Назарова С.Н.– Сипачёва Н.В. описывает только водонефтяную зону пласта (рис. 11.4) и имеет параметр f_0 – начальную входную обводнённость при вводе скважин пласта.

На рис. 11.5 для примера приведены характерные зависимости КИН от обводнённости по месторождениям Западной Сибири.

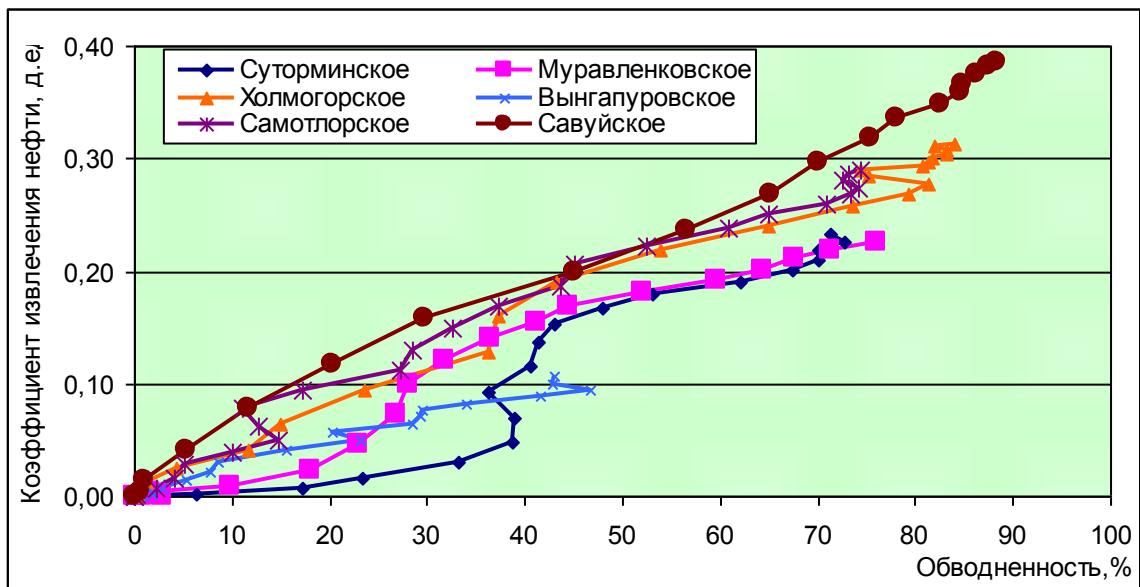


Рис. 11.5. Характеристики вытеснения нефти месторождений Западной Сибири

По истории добычи находят функцию, имеющую минимальное среднеквадратичное отклонение от фактических точек истории (рис.11.6) и определяют

$$Q_o. Тогда K_{oxb} = \frac{Q_o}{Q_{geo} \cdot K_{выт}}.$$

Характеристики вытеснения используются:

1. Для определения подвижных запасов нефти при предельной обводненности.
2. Для прогноза добычи нефти.
3. Для оценки эффективности ГТМ (**Model.exe**).

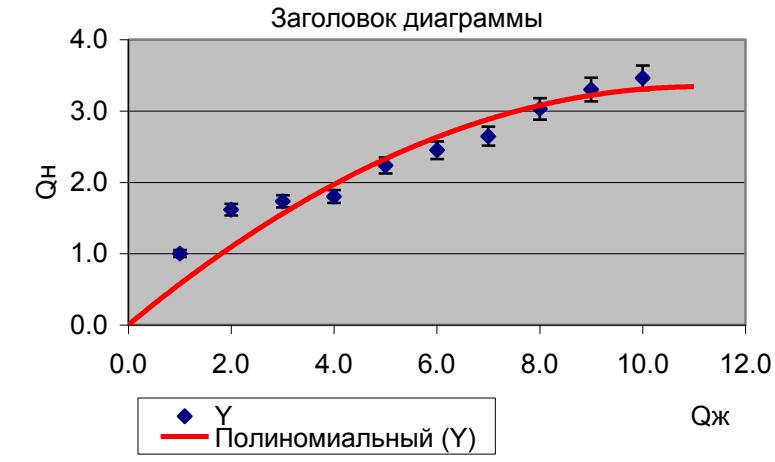


Рис. 11.6. Нахождение характеристики вытеснения минимуму отклонения от фактических данных

Геолого-статистический метод (ГСМ1) является одной из модификаций метода аналогий. Может применяться на любой стадии разработки.

Строится гистограмма распределения пропластков по толщине. Находится геометрическая функция распределения вида $P(h) = P^* \cdot (1 - P^*)^h$, подбирается P^* . Определяем параметр прерывистости $d = 761.67 - 761.67 \cdot P^*$ (м) (для Среднего Приобья).

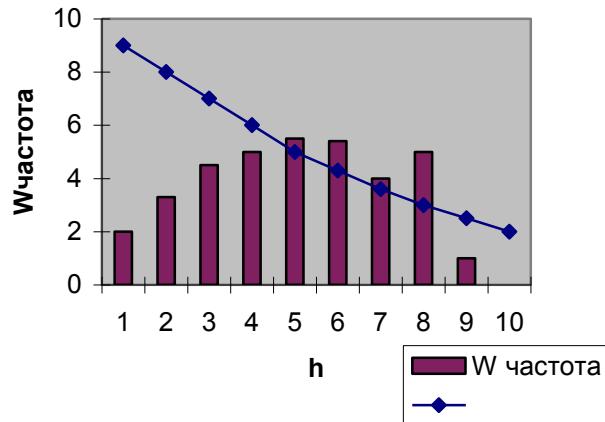


Рис. 11.7. Гистограмма и функция плотности распределения пропластков по толщине

Рассчитываем параметры математической модели $Z_1 = 100 \cdot \frac{\sqrt{F}}{d}$, где F – плотность сетки скважин (га/скв). И находим Z_g (параметр Z галереи):

$$Z_g = \begin{cases} 1.5 \cdot Z_1 & \text{линейная} \\ 1.8 \cdot Z_1 & \text{трехрядная} \\ 2 \cdot Z_1 & \text{пятирядная} \\ 1.2 \cdot Z_1 & \text{пятиточка} \\ 1.3 \cdot Z_1 & \text{семиточка} \\ 1.4 \cdot Z_1 & \text{девятиточка} \\ 1.45 \cdot Z_1 & \text{блочная} \\ 1.7 \cdot Z_1 & \text{блочно – квадратная} \end{cases}$$

Рассчитываем коэффициент охвата по формулам:

$$r_1 = (1 - P^*) \exp \left(-\frac{2 \cdot P^*}{1 - P^*} \right)$$

$$g(Z_e) = \begin{cases} Z_e^2, & \text{если } Z_e < 1; \\ Z_u \cdot (1 + \lg(Z_u)), & \text{если } Z_e \geq 1 \end{cases}$$

$$r_2 = \begin{cases} \frac{10}{9} (P^* - 0.6)^2 + 0.6; & \text{если } P^* < 0.6 \\ 2.5 (P^* - 0.6)^2 + 0.6, & \text{если } P^* \geq 0.6 \end{cases}$$

$$r_3 = (1 - r_2) \exp \left(-\frac{2 \cdot r_2}{1 - r_2} \right)$$

$$K_{oxb}^{cstat} = \exp(-r_1 \cdot g(Z_e))$$

$$K_{oxb}^o = K_{oxb}^{cstat} \cdot K_{oxb}^{dlin}$$

$$K_{oxb}^{dlin} = \exp(-r_3 \cdot g(Z_e))$$

$$K_{oxb} = K_{oxb}^o \cdot (1 - \delta) + \delta$$

Геолого-статистический метод - ГСМ2 (экспресс-методика). Строится геолого-статистический разрез по песчанистости – это кривая распределения относительного содержания коллекторов по разрезу. Сначала определяют Кп по ГСР (рис.11.8-11.9) и по формуле определяется параметр прерывистости: $d = 761.67 - 761.67 * \text{Кп}$. Далее расчет выполняется по ГСМ1. Здесь вводят следующие определения:

ГСК – гидродинамически связанный коллектор с $\text{Кп} \geq 0.6$ (хорошо вырабатывается – это та часть коллектора, которая связана с зонами нагнетания и отбора.)

ПК – прерывистый коллектор ($0.3 \leq \text{Кп} < 0.6$).

СПК – сильно прерывистый коллектор $\text{Кп} < 0.3$ (плохо вырабатывается, необходимы дополнительные методы воздействия).

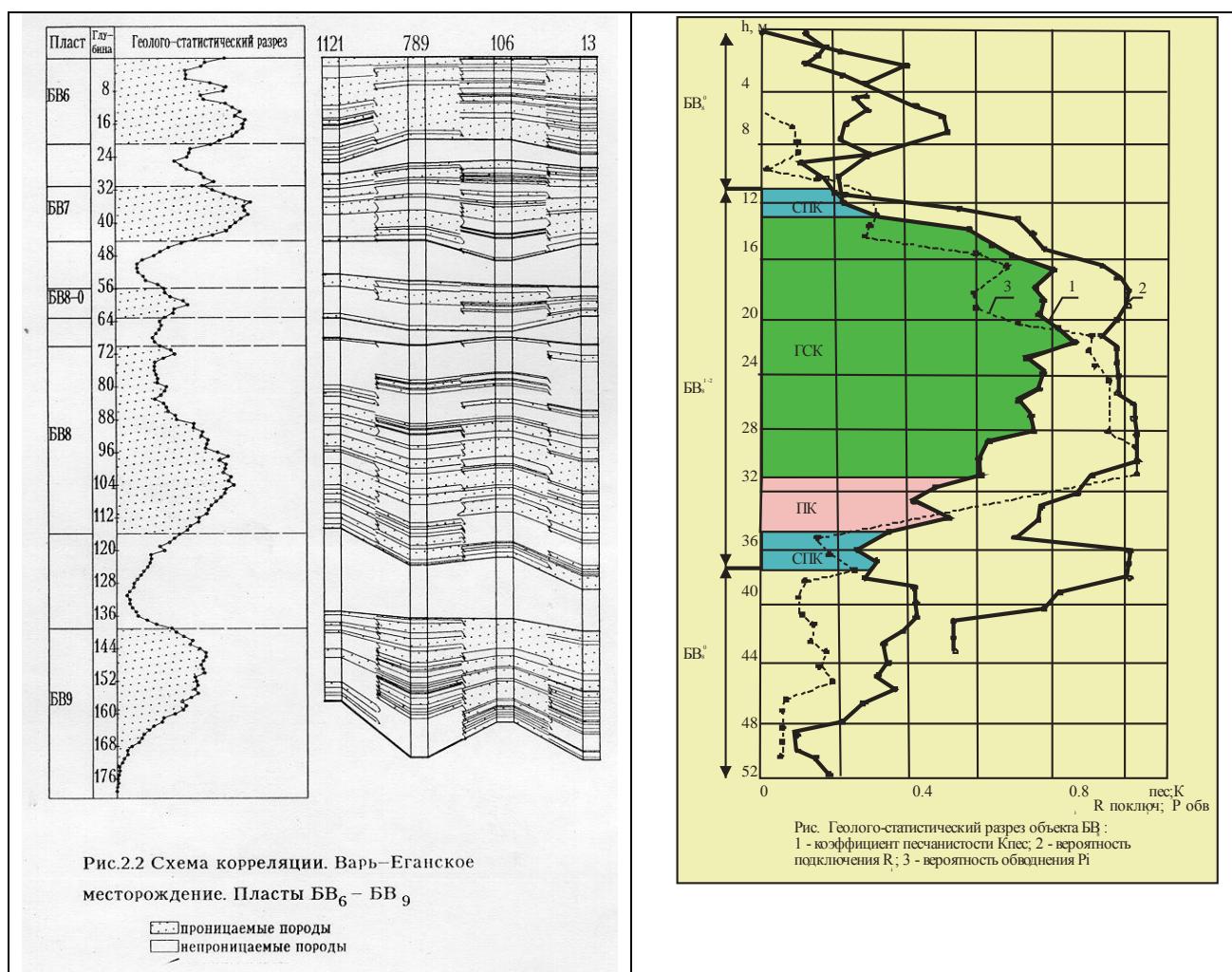


Рис. 11.8. Схема корреляции и классификация пластов

Потоко-дебитометрия относится к ПГИ (промышленные геофизические исследования, рис.11.9). Позволяет определить причины обводнения пласта (обводнен закачиваемой водой, пластовой водой, заколонный переток свеху/снизу, обводнена часть пропластков, пропластки работают/слабо_работают/не_работают, водо/нефте/газонасыщенные пропластки). На основе этих данных принимается решение о проведении ГТМ: РИР (изоляция обводненного пропластка и реперфорация насыщенного), РИР заколонного перетока, реперфорация слабо или неработающих пропластков, селективная изоляция, ВПП, перевод скважины на другой пласт и т.д.

Н

	скв.№1	скв.№2	скв.№3	скв.№4	расчет
1	1	1	1	1	4
2	1	1	1	1	4
3	1		1		2
4			0		0
5		1			1
6	1	1	1		3
7	1		1	1	3
8			1	1	2
9			1	1	2
10					0

ГСР по
песчани-
стости

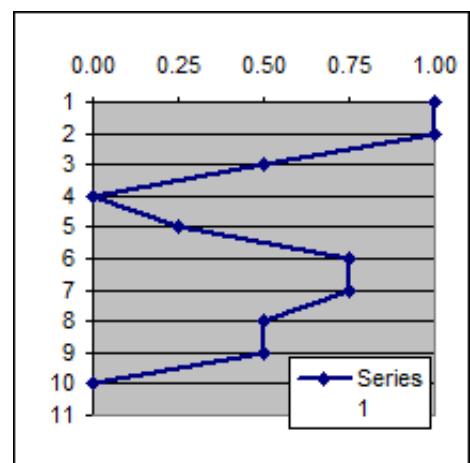


Рис. 11.9. Расчет ГСР по песчанистости

Можно найти Крт – коэффициент охвата работающих толщин - определяется как отношение суммы работающей эф.толщины пропластков к общей эф.толщине пласта по каждой скважине.

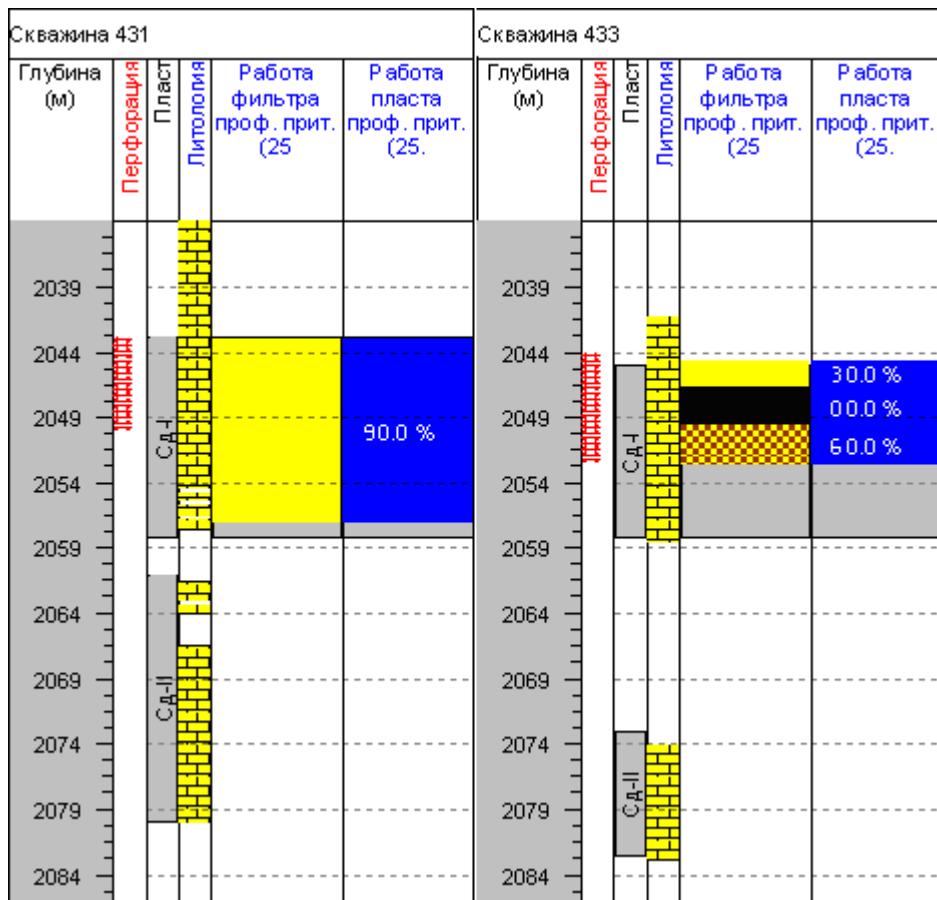


Рис. 11.10. Результаты промысловой геофизики

Специальные промыслово-геофизические исследования показывают, что наибольшая плотность остаточных запасов на заключительной стадии разработки Самотлорского месторождения сконцентрирована, в основном, в межскважинных зонах локально приподнятых участков, в прикровельных слоях залежи. Это особенно характерно, когда забои нагнетательных скважин расположены по абсолютным отметкам ниже, чем добывающие» [63]. По этой причине, как правило, между добывающими скважинами в кровельной части всегда остается нефть (см. рис. 11.11).

В частности, получены данные, согласно которым даже на высокообводненных участках залежей (обводненность превышает 90%), в зонах сводовой части залежи на расстоянии между скважинами более 250м остаются незаводненными не менее 50% нефтенасыщенных толщин (см. рис. 11.12). На расстоянии 100 м вся мощность пласта заводнена, а вот на расстоянии 250 и более метров более половины толщины пласта еще не промыто.

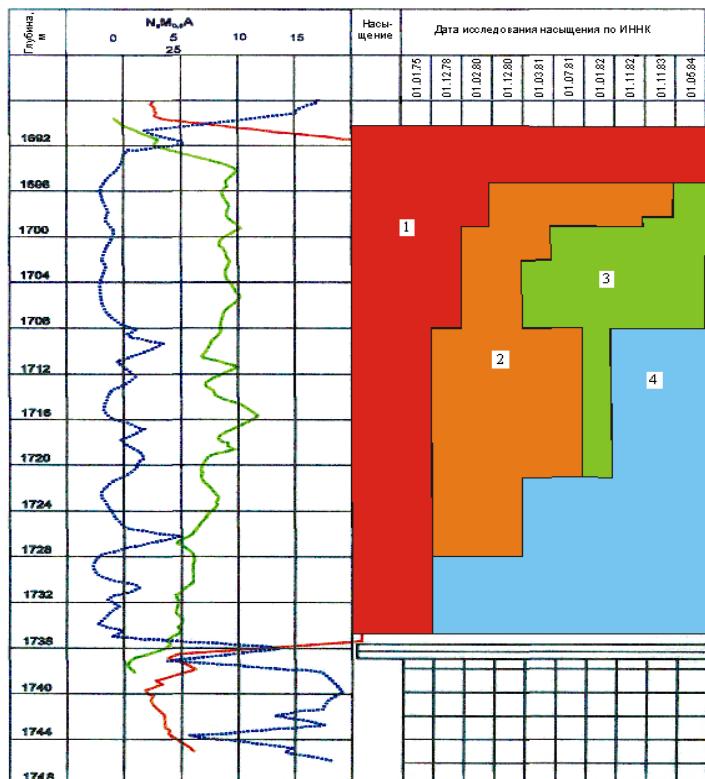
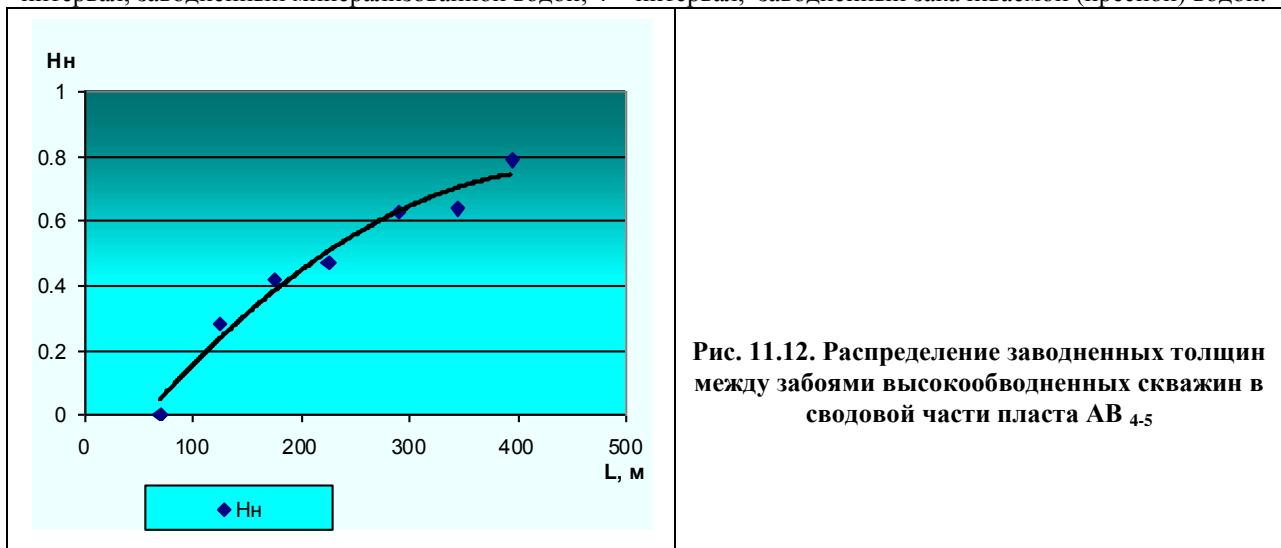


Рис. 11.11 - Динамика заводнения пласта и выработка запасов нефти по данным ИННК в скв. 4524 чистонефтяной зоны объекта АВ₄₋₅: 1 – нефтенасыщенный интервал; 2 – интервал, где идет выработка; 3 – интервал, заводненный минерализованной водой; 4 – интервал, заводненный закачиваемой (пресной) водой.



Статистический метод

В рамках данного метода проводится оценка коэффициента нефтеотдачи пласта Ю₁¹ по статистической модели (авторы Хавкин А.Я., Гомзиков В.К.), расчетное уравнение которой имеет вид:

$$КИН=0.3086-0.0026h-0.391m+0.183Lg(Кпр)+0.293b+0.305f-0.011\mu-0.0056\tau.$$

Используемые в модели параметры обозначены следующим образом:

h - нефтенасыщенная толщина, м (4 м);

m - пористость, д.ед (0.18);

Кпр – проницаемость, мкм² (0.0195 мкм² по данным ГДИ);

b - пересчетный коэффициент, д.ед (0.83);

f – обводненность, д.ед (0.98);

\mu - отношение вязкостей нефти и воды, д.ед (2.9);

\tau - темп отбора от НИЗ, % (5.5%).

В итоге получено значение 0.394, подтверждающее верность результатов гидродинамических расчётов.

Газоотдача. Конденсатоотдача.

В соответствии с принятыми подходами для газового и газоконденсатного месторождения (залежи) принимаем КИГ равным 1 при Ру = 1 атм., а КИК – по результатам лабораторных исследований при условии достижения КИГ = 100 %.

Данный подход оптимистичен, т.к. минимальное устьевое давление на разрабатываемом месторождении не может быть ниже 12-15 атм ввиду технологической и технической особенности компрессорной станции. Потому КИГ=1 явно не достижим.

По методике ГКЗ [6] потенциально возможный конечный КИГ определяется величиной суммарной добычи газа из залежи (эксплуатационного объекта) за период с начала разработки до момента времени, когда пластовое давление снижается до давления в 1 атм.

Технологически достижимый конечный потенциальный КИГ определяется величиной суммарной добычи газа из залежи (эксплуатационного объекта) за период с начала разработки до момента времени, когда пластовое давление снижается до величины давления «забрасывания», эта величина добычи достигнутой на момент прекращения эксплуатации добывающих скважин по технологическим причинам (например, вследствие обводнения), либо в связи с возможностями использования техники и технологии эксплуатации скважин для заключительной стадии эксплуатации.

На степень извлечения газа влияют две группы факторов: природные (геологические) и так называемые неприродные.

Природные факторы определяются естественными условиями, связанными с формированием залежей и геологическими характеристиками конкретного региона, в котором они расположены. К основным природным факторам относятся характеристики продуктивного горизонта (пласта), с которым связана рассматриваемая залежь (объект разработки):

- тип коллектора (терригенный или карбонатный);
- тип залежи (пластовая, массивная, массивно-пластовая);
- характеристика проницаемости продуктивной толщи (горизонта, пласта);
- начальные термобарические условия (пластовое давление, температура);
- запасы газа;
- режим разработки залежи (газовый, водонапорный);
- состав пластового газа;
- структурно-тектонические особенности (наличие тектонических нарушений и пр.);

Неприродные факторы можно подразделить на две подгруппы: технико-технологические и экономические, предопределяющие обоснование КИГ как решение

технико-экономической задачи. Технико-технологические факторы в основном представлены системой сбора и подготовки газа к дальнему транспорту.

Газ от устья каждой скважины по индивидуальным (лучевая система сбора газа) либо коллективным (коллекторно-лучевая система сбора газа) шлейфам поступает на установку комплексной подготовки газа (и конденсата). Компримирование газа, как правило, происходит до поступления газа в установку комплексной подготовки газа (УКПГ). Очищенный газ (и стабильный конденсат) после УКПГ через межпромысловый коллектор поступает в систему магистрального транспорта и далее – к потребителю.

С целью увеличения КИГ при проектировании системы обустройства рассматриваются следующие технические решения:

- подключение скважин к УКПГ индивидуальными шлейфами с целью регулирования дебитов в широких пределах;
- использование коллекторов высокого и низкого давления с целью установления оптимальных дебитов для скважин с различной продуктивностью;
- использование эжекторных технологий и винтовых компрессоров на завершающей стадии разработки с целью эксплуатации скважин при низких давлениях на устье;
- использование информационно-управляющей системы работы скважин, способной фиксировать наличие пластовых вод и механических примесей в продукции скважин, и применение эффективных методов эксплуатации.

Система сбора и подготовки газа к дальнему транспорту должна эффективно функционировать в течение всей жизни месторождения без капитальных вложений в глобальную реконструкцию.

Табл. 11.2. Статистические данные по конечным коэффициентам извлечения газа (на основании отечественного опыта)

Тип коллектора	Режим разработки	Тип залежей*	Масштаб геологических запасов газа**	Характеристика пластов-коллекторов			
				однородные высоко-проницаемые	с преобладанием высокопроницаемых пород	неоднородные с преобладанием низкопроницаемых пород	при резкой слоистости и преобладании низкопроницаемых пород
Терригенный	Газовый	мп	к, с	0,95–0,90	0,90–0,80	0,80–0,60	<0,60
		п	с, м	0,90–0,80	0,90–0,80	0,80–0,70	0,70–0,60
	Водонапорный	мп	к, с	0,90–0,80	0,80–0,70	0,85–0,60	<0,60
		п	с, м	0,85–0,75	0,85–0,75	0,75–0,60	<0,60
Карбонатный	Газовый	мп	к, с	0,90–0,80	0,90–0,80	0,80–0,60	<0,60
	Водонапорный	мп	к, с	0,85–0,70	0,85–0,70	0,75–0,50	<0,50

* массивно-пластовые и массивные – мп, пластовые – п
** уникальные и крупные месторождения – к; средние месторождения – с; мелкие месторождения – м

Оценка эффективности ГТМ

Основными параметрами, характеризующими работу компании с фондом скважин являются коэффициент использования (Кисп) и коэффициент эксплуатации (Кэксп). Нормативное значение этих коэффициентов равно 0,9. Что это означает? Если Кисп = 0,9 – это означает, что 90 % скважин находится в действующем фонде и лишь 10 % в бездействующем. Скважины, находящиеся в консервации, здесь не учитываются.

Если Кэксп равен 0,9 д.ед. – это означает, что каждая действующая скважина эксплуатируется в году 328 календарных дней из 365.

Однако имеется возможность оценить эффективность ГТМ каждой скважины.

- I. ГТМ для поддержания фонда скважин (ликвидация, вывод из б/д, и т.д.);
- II. ГТМ для интенсификации отборов (ОПЗ, ГРП, оптимизация, ФОЖ и т.д.);
- III. Методы увеличения нефтеотдачи.

По мероприятиям II и III группы можно оценить эффективность. При этом эффективность оценивается следующими параметрами:

1. дополнительная добыча нефти
2. прирост дебита нефти (кратность дебита)
3. снижение обводненности
4. сокращение отборов воды
5. продолжительность эффекта (сутки, месяц)
6. успешность ГТМ
7. увеличение МРП и др.

Табл. 11.3. Основные показатели эффективности ГТМ

№ скв.	Дебит нефти до ГРП, т/сут	Дебит нефти после ГРП, т/сут	Кратность дебита	Доп. добыча нефти, т
100	3	30	10	9000
101	5	20	4	6000
102	7	10	1,3	3000
Среднее	5	20	4	6000

Для оценки эффективности используют характеристики вытеснения, деклайн-анализ или кривые падения дебита нефти. Наиболее применимые следующие функции:

$$q_n(t) = a t + b \quad \text{линейная}$$

$$q_n(t) = q_o \cdot \left(1 + \frac{q_o}{Q_o} t\right)^n \quad \text{- универсальный закон Медведского}$$

$$q_n(t) = q_o e^{-\alpha t} \quad \text{экспоненциальная}$$

$$q_n(t) = q_o * a^{-t} \quad 0 < a < 1, \quad a \approx 0,8-0,9 \quad \text{степенная и др.}$$

На рис. 11.13 приведен дебит нефти по скважине в динамике до ГТМ и после ГТМ.

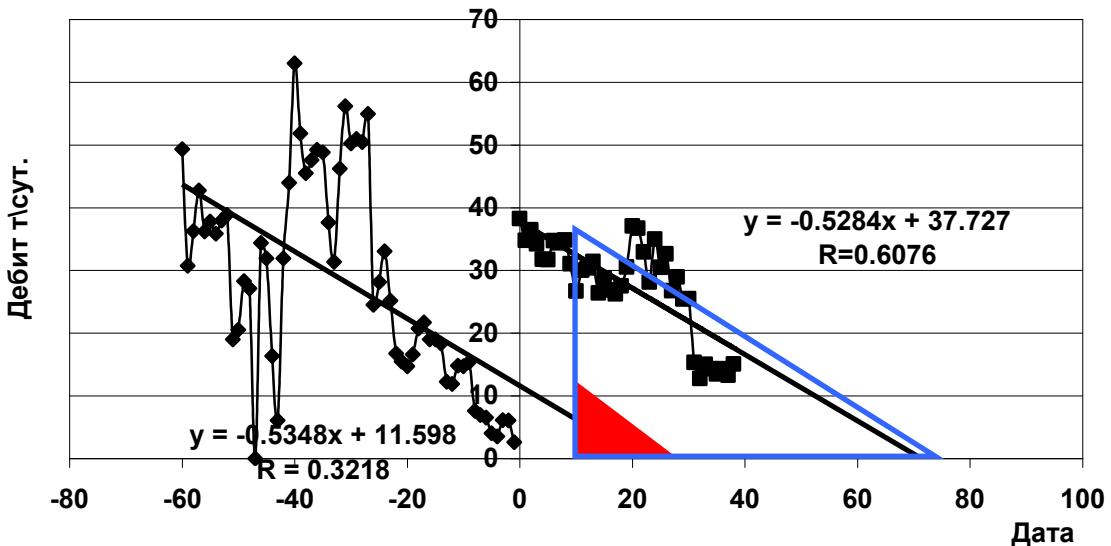


Рис. 11.13. Расчет дополнительной добычи

Добыча до ГТМ аппроксимируется линейной функции $q = -0,5348*t + 11,598$. Данная кривая после ГТМ называется базовой добычей. Если скважина бездействовала более 6 месяцев, то вся добыча является доп. добычей. Для оценки МУН (напр.закачка ВУС в нагнетательную скважины) рассчитывается доп.добыча по окружающим добывающим скважинам, попадающим в зону дренирования (500-1000м) данной нагн.скважины.

Продолжительность эффекта – период положительной доп. добычи нефти (для данного примера - 40 месяцев).

Базовая добыча – добыча нефти без проведения ГТМ – равна $11,6(\text{т}/\text{сут})*30(\text{дн})*20(\text{мес})/2 = 3,480 \text{ т.т.}$

Доп. добыча = добыча – базовая добыча за период эффекта = $(40(\text{т}/\text{сут})*30(\text{дн})*40(\text{мес})/2 - \text{база}) = 24,0 - 3,48 = 20,5 \text{ т.т.}$

Мероприятие эффективно, если доп. добыча > 0 . В данном определении не учитывается экономическая составляющая – окупаемость мероприятия.

Успешность мероприятия = $\frac{\text{кол-во эффективных мероприятий}}{\text{кол-во выполненных ГТМ}}$.

Эффект от ОПЗ обычно составляет $\approx 300-500 \text{ т.}$, эффект от ГРП $\approx 3.0-10.0 \text{ тыс.тонн}$ и более.

Переходящий эффект - это эффект от мероприятия выполненного в прошедшем году. Обычно это ГРП, эффект от которого может длиться несколько лет.

В проведенных выше расчетах были определены дополнительная добыча и эффект от ГТМ данного года. При условии определения эффективности ГТМ за несколько лет необходимо определить *переходящий эффект*, т.е. дополнительную добычу нефти на скважину в текущем году от мероприятия, проведенного в прошлом году.

Принято для всех видов ГТМ рассматривать переходящий эффект лишь на срок до одного года и не более. Исключение составляет ГРП, где переходящий эффект рассматривается на несколько лет.

Формула суммарной дополнительной добычи нефти от ГТМ с учетом переходящего эффекта будет иметь следующий вид:

$$\sum Q = \Delta Q_i + (\Pi \mathcal{E}_i + \Delta Q_{i+1}) + (\Pi \mathcal{E}_{i+1} + \Delta Q_{i+2}) + \dots \text{и т.д., где}$$

$\sum Q$ - дополнительная добыча нефти от ГТМ, с учетом переходящего эффекта;

ΔQ_i - дополнительная добыча нефти от ГТМ, выполненных в i году

$\Pi \mathcal{E}_i$ – переходящий эффект от ГТМ, выполненных в i году

Схема рассматриваемого переходящего эффекта выглядит следующим образом:

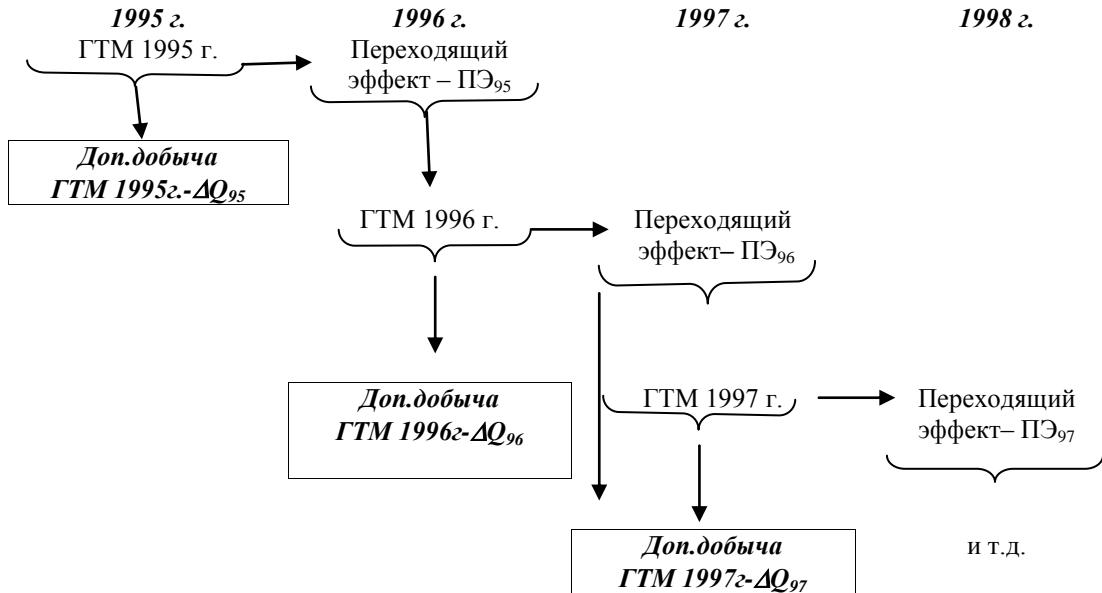


Рис. 11.14. Расчет переходящего эффекта

Методы интенсификации применяются для временного увеличения добычи нефти с целью ускорения разработки месторождения и ускоренного получения прибыли.

Данные мероприятия воздействуют на пласт и ПЗП. Но при этом извлекаемые запасы не увеличиваются. Они лишь быстрее отбираются (см. рис. 11.15). Так по варианту 1 утвержденный КИН достигается через 80 лет, во 2 варианте – 70 лет, а в 3 варианте – через 50 лет.

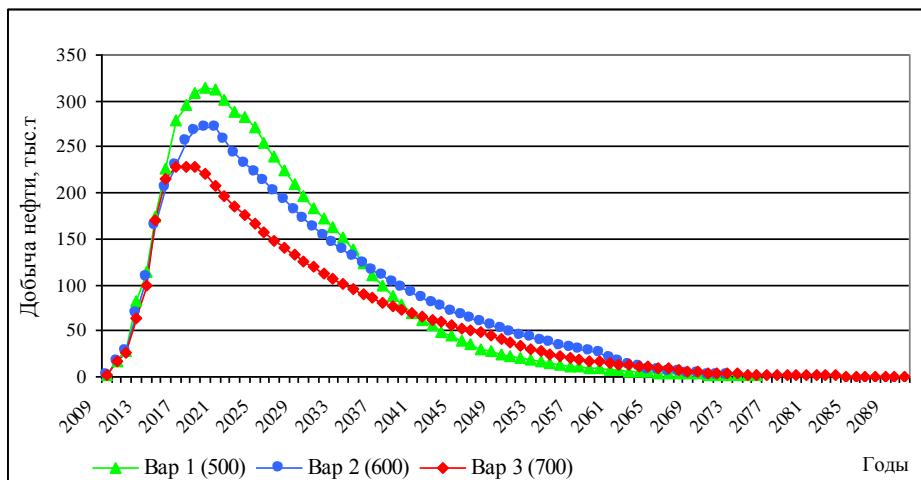


Рис. 11.15. Динамика добычи нефти по вариантам

Методы увеличения КИН. Методы воздействия на составляющие множители КИН

Основная формула определения извлекаемых запасов нефти:

$$Q_{\text{извл}} = K_{\text{выт}} * K_{\text{охв}} * K_{\text{зав}} * Q_{\text{геол}} = \text{КИН} * Q_{\text{геол}}$$

1 группа ГТМ воздействует на ПЗП, в результате проведения которых происходит подключение к активной разработке дополнительных, реже не дренируемых извлекаемых запасов. Эти запасы подключаются за счет увеличения текущего коэффициента охвата и приближения его к проектной величине.

- ГРП, приобщение, дострелы, перевод на другие горизонты, зарезки вторых стволов, гидродинамические методы, РИР (частично), закачка ВУС, ГОС, СПС, КОС и др.

2 группа МУН воздействие на пласт. В ней представлены технологии объемного воздействия на пласт. Здесь происходит увеличение коэффициента охвата и/или коэффициента вытеснения.

Классификация МУН

газовые	- закачка газов (УВ, CO ₂ и др.); - водогазовое воздействие;
тепловые	- тепловое, внутрипластовое горение; - паротепловое;
физические	- вибровоздействие (вибросейсмовоздействие); - ГРП; - горизонтальные скважины; - электромагнитное;
химические	- миццелярное (щелочное) воздействие, ПАВ и др.

Регламентирующие документы

Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов, М., 1993, РД 153-39.1-004-96.

Методическое руководство по проектированию разработки нефтяных месторождений с применением ГРП на основе современных компьютерных технологий, М., 1998, РД 153-39.2-032-098.

Анализ выработки запасов нефти или газа осуществляется по следующим направлениям:

1. по характеристикам вытеснения;
2. по результатам ПГИ;
3. по ГСР;
4. по 3D моделированию;
5. анализ интервалов перфорации;
6. По статистическим зависимостям.

для газовой залежи:

1. по кривым падения давления;
2. по хлор (Cl) анализу добываемой воды;
3. по материальному балансу;
4. по 3D моделированию;
5. анализ интервалов перфорации.

§12. Уравнения материального баланса для газового режима

При газовом режиме работы залежи уравнение записывается следующим образом:

$$\left(\frac{p}{z} \right)_t = \left(\frac{p}{z} \right)_o - \frac{\Sigma Q_e}{\alpha \Omega_o}, \text{ где}$$

P – давление, МПа,

z – коэффициент сверхсжимаемости,

$\left(\frac{p}{z} \right)$ – приведенное давление, о – начальное, t – текущее,

$\Omega_o = S \cdot m \cdot h$ – поровый объем,

$\alpha = K_{th}$ – коэффициент газонасыщенности,

$\alpha \Omega_o$ – объем газа в пластовых условиях, млн. м³.

Характерное поведение p/z для газовых залежей приведено на рис. 12.1.

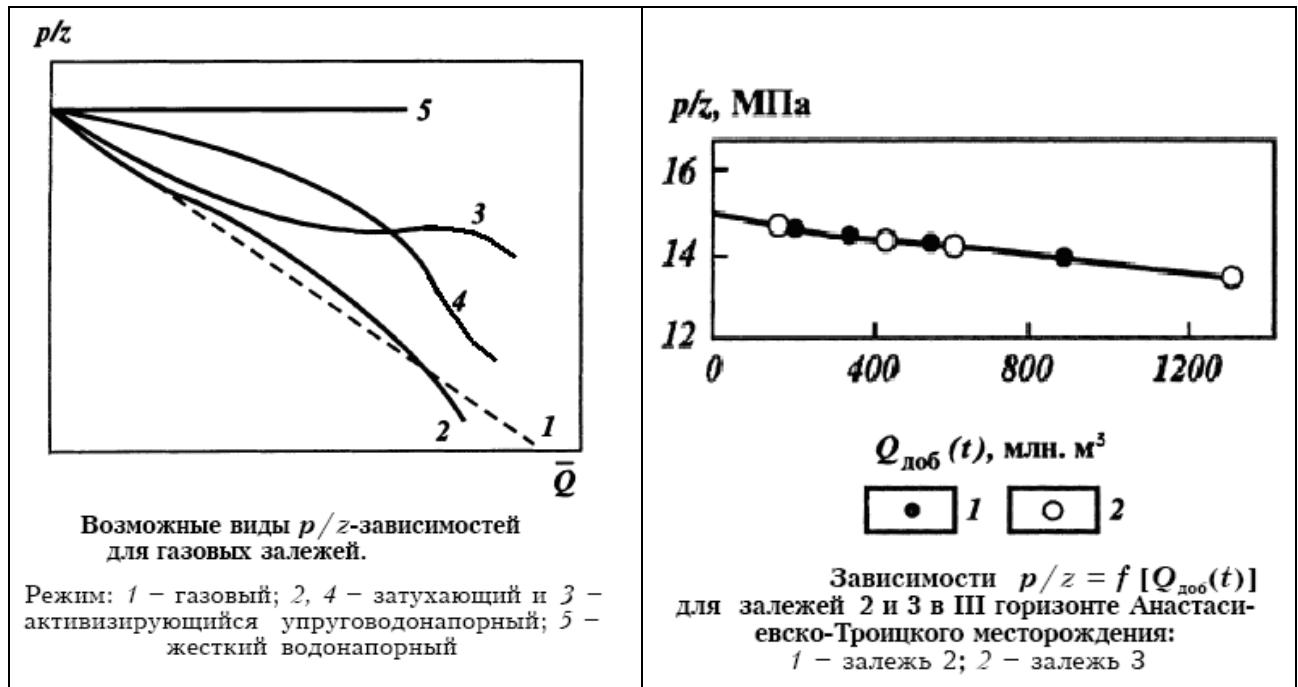


Рис. 12.1. Кривые падения давления для газовых залежей

Уравнения материального баланса для упруговодонапорного режима

Для упруговодонапорного режима уравнение записывается следующим образом:

$$\left(\frac{p}{z} \right)_t = \frac{\alpha \Omega_o \left(\frac{p}{z} \right)_o - \Sigma Q_e}{\alpha \Omega_o - \Sigma Q_b}, \text{ где}$$

ΣQ_b – объем внедрившейся воды, при $\Sigma Q_b = 0$ получаем уравнение газового режима.

$$Q_b(t) = \frac{2\pi k h}{\mu_s} \cdot \frac{\Delta p}{\ln(R_k / r_c)} \cdot \Delta t$$

Δt – временной шаг (год)

$q_{газа} < 100$ тыс. м³/сут – низкий (гидратообразование)

Примеры приведены на рис. 12.2.

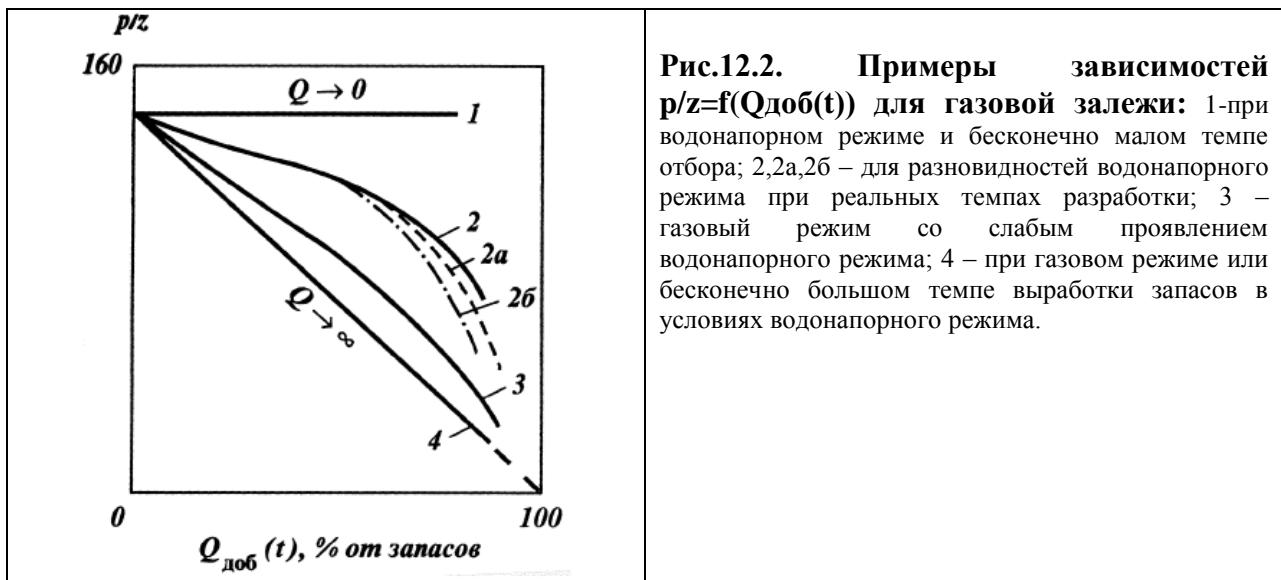


Рис.12.2. Примеры зависимостей $p/z=f(Q_{\text{добр}}(t))$ для газовой залежи: 1-при водонапорном режиме и бесконечно малом темпе отбора; 2,2a,2б – для разновидностей водонапорного режима при реальных темпах разработки; 3 – газовый режим со слабым проявлением водонапорного режима; 4 – при газовом режиме или бесконечно большом темпе выработки запасов в условиях водонапорного режима.

Объемная формула расчета запасов свободного газа

$$Q_{\text{газ}} = S \cdot h_{\text{гн}} \cdot m \cdot K_{\text{гн}} \cdot (P_{\text{нач}} \cdot \alpha_{\text{нач}} - P_{\text{кон}} \cdot \alpha_{\text{кон}}) / P_0 \cdot f, \quad (\text{соответствует ф-ле } \left(\frac{p}{z}\right)_t = \left(\frac{p}{z}\right)_o - \frac{\sum Q_e}{\alpha \Omega_o})$$

где S – площадь газоносности, тыс. м²

$h_{\text{гн}}$ – газонасыщенная толщина, м

m – пористость, д. ед.

$K_{\text{гн}}$ – коэффициент газонасыщенности, д. ед.

$P_{\text{нач}}$ – начальное пластовое давление, атм.

$\alpha_{\text{нач}}, \alpha_{\text{кон}} \approx 1$ – поправка на отклонение реального газа от закона Бойля-Мариотта, $\alpha = \frac{1}{z}$,

где z – коэффициент сверхсжимаемости

$P_{\text{кон}} \approx 1$ атм, среднее остаточное (конечное) давление в залежи после извлечения промышленных запасов;

$P_0 = 1$ атм – атмосферное давление;

$$f = \frac{T_{cm}}{T_{n.l.}} = \frac{293,15}{273,15 + T^0 C} \quad \text{поправка на температуру.}$$

Где используется объемная формула:

1. для расчета запасов газа в залежи,
2. для расчета запасов газа на 1 скважину,
3. для расчета плотности запасов газа при построении карт.

Для газовой скважины принимается минимальная рентабельная добыча газа, равная 1 млрд. м³, минимальная рентабельная газонасыщенная толщина – 10-15 м. Исходя из этих соображений определяется минимальное расстояние между скважинами.

Пример 1. Для газовой залежи пласта ПК₁ заданы исходные параметры: $P_0 = 100$ атм., $z = 0,8$, $t = 30^{\circ}\text{C}$, сетка скважин 1000 м.

$$S = 1000 \times 1000 = 10^3 \text{ тыс. м}^2 = 100 \text{ га/скв.}; \alpha = 1,25, f = 0,96.$$

$$Q_{\text{газ}} \text{ 1 скв} = h_{\text{гн}} \cdot 10^3 \cdot 0,3 \cdot 0,7 \cdot \left(100 \cdot \frac{1}{0,8} - 1\right) \cdot 0,96 = 25 \cdot h_{\text{гн}} \text{ млн. м}^3; \quad h_{\text{гн}}^{\text{perm}} = 10^3 / 25 = 40 \text{ м.}$$

Сетка 2000 м.

$$S = 4 \cdot 10^3 \text{ тыс. м}^2 = 4 \text{ млн. м}^2$$

$$Q_{\text{газ}} \text{ 1 скв} = h_{\text{гн}} \cdot 4 \cdot 0,3 \cdot 0,7 \cdot \left(100 \cdot \frac{1}{0,8} - 1\right) \cdot 0,96 = h_{\text{гн}} \cdot 4 \cdot 0,3 \cdot 0,7 \cdot (125 - 1) \cdot 0,96 = 100 \cdot h_{\text{гн}}$$

$$h_{ch}^{penm} = 10 \text{ м}$$

Пример 2. Определить дренируемые запасы газа для объекта СД8-9 месторождения (рис.12.3).

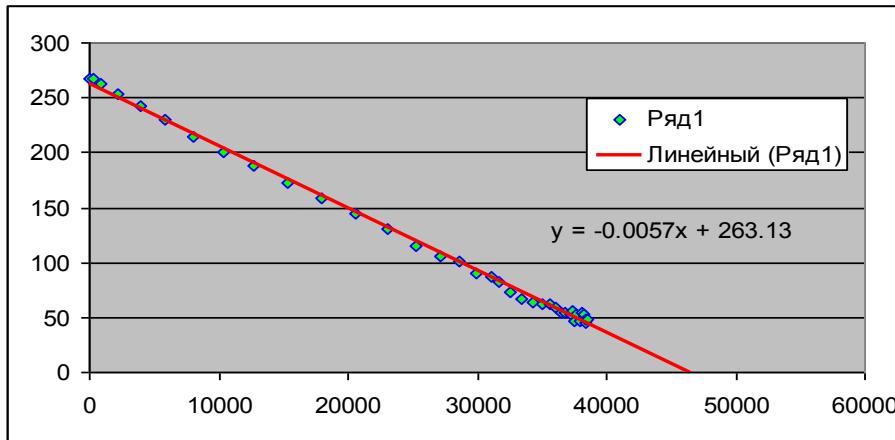


Рис. 12.3. Объект СД8-9 Южно-Соленинского месторождения

Ответ. Дренируемые запасы составляют $263.13 / 0.0057 = 46163$ млн.м³.

Метод материального баланса для нефтяной залежи (упруговодонапорный режим)

$$\Sigma Q_n \cdot b_n + \Sigma Q_b = (V_n \cdot \beta_n + V_b \cdot \beta_b + V_{nop} \cdot \beta_{nop}) \cdot (P_0 - P) + W_{зак} + W_{законтур}$$

$$V_{пор} = S \cdot h_{эфф} (1-m), \text{ объем породы}$$

$$V_n = K_{nn} \cdot S \cdot h_{эфф} \cdot m$$

$$V_b = (1-K_{nn}) \cdot V_n$$

$$\Sigma Q_n \cdot b_n + \Sigma Q_b = S \cdot h_{эфф} (K_{nn} \cdot m \beta_n + (1-K_{nn})m \cdot \beta_b + (1-m) \cdot \beta_{nop}) \cdot (P_o - P) + W_{зак} + W_{законтур}$$

Пример 1. Для оценки объема фактической закачки воды используется метод материального баланса Добрынина. Формула имеет вид:

$$Q_n * v / \rho + Q_b = (V_n * \beta_n + V_b * \beta_b + V_{пор} * \beta_{ср}) * (P_o - P) + W_{законтурной воды},$$

где:

Qn – накопленная с начала разработки добыча нефти, 4,750 тыс.т.;

Qb – накопленная с начала разработки добыча воды, 59,144 тыс.т.;

v – объемный коэффициент нефти, безразмерный, 1,075;

Vпор – начальный объем породы ($V_{пор}=F*h*m$), 4788 тыс.м³;

F(пл.нефтеносности) = 4400тыс.м²;

h (нефтенасыщенная толщина)= 3,99 м;

m (пористость)= 0,3 ;

$V_n = V_{пор} * K_{nn}$ – начальный объем н/насыщенной среды, 2777,04 тыс.м³;

$V_b = V_{пор} * (1-K_{nn})$ – начальный объем водонасыщенной среды, 2010,96 тыс.м³;

$\beta_n = 2.0 \text{ 1/GPa}$, $\beta_b = 0,47 \text{ 1/GPa}$, $\beta_{ср} = 0,1 \text{ 1/GPa}$, - коэффициенты сжимаемости нефти, воды и породы, соответственно;

$P_o = 12.4 \text{ МПа}$, - начальное пластовое давление;

$P = 12.0 \text{ МПа}$ - текущее пластовое давление;

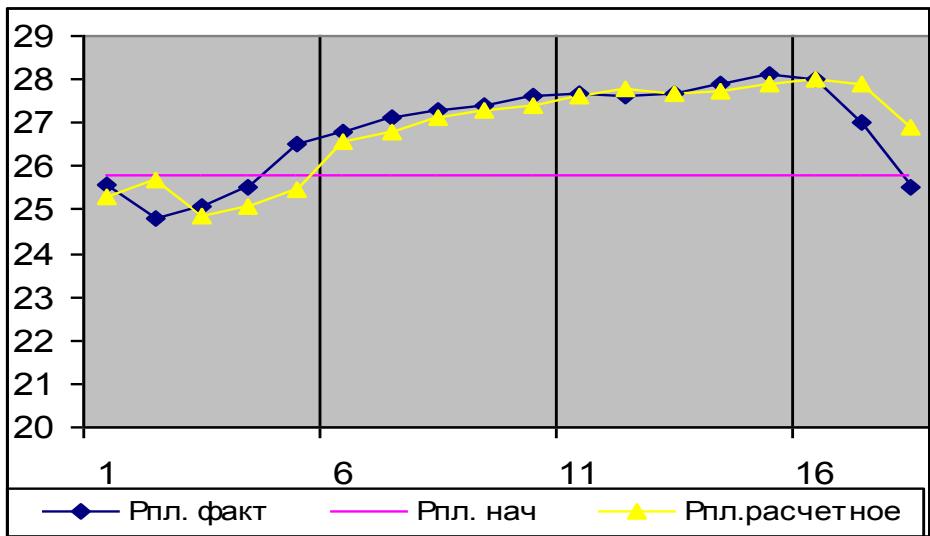
ρ - плотность нефти, 0,921 т/м³.

Таким образом, проведенный расчет показывает, что объем законтурной воды = 63 тыс.т.

$$Q_o = \frac{Q_n \cdot b_n}{b_n + b_o \cdot \beta_n (\rho_o - \rho_i) - b_o}$$

Резников А.Н., Ярошенко А.А. Об оценке извлекаемых запасов нефти по падению пластового давления в условиях упругого режима//ж. Геология нефти и газа, № 1, 1982 г.

Пример 2.



Объемная формула расчета запасов нефти

$$Q_{\text{геол}} = S \cdot h \cdot m \cdot K_{\text{нн}} \cdot \rho_n \frac{1}{b}; \quad Q_{\text{изв}} = Q_{\text{геол}} \cdot КИН$$

Пример 1. пласт Ю₁ разбурен по квадратной сетке 600x600 м, hн = 5 м, m = 0,2, Kнн = 0,75, ρн = 0,85, b = 1,2, КИН = 0,35. Найдите Qизв, приходящиеся на одну скважину.

Решение. Qизв1 скв. = 67 тыс. т.

§13. Проектные решения для нефтяного и газового месторождения

Конечная цель проектирования разработки – это формулировка проектных решений. Конечным результатом является составление протокола ЦКР, где описываются исходные данные, принятые проектные решения, проектные показатели в форме Госплана.

1. Объекты разработки (основной, второстепенный, возвратный, разукрупненный, доразведки). Объект разработки – пласт или группа пластов, выделенных для разработки самостоятельной сеткой скважин.
2. Сетка скважин: 400-500-600-700 м, 1000-1500-2000м.
 - треугольная;
 - квадратная;
 - неравномерная.
3. Система воздействия:
 - естественный режим (без нагнетательных скважин);
 - гидродинамическая (закачка воды – система заводнения)
 - законтурная
 - приконтурная
 - внутриконтурная
 - площадная: 5-точка (1:1) 7-точка (1:2) 9-точка (1:3)
 - рядная: однорядная (1:1) трехрядная (3:1) пятирядная (5:1) семирядная (7:1)
 - блочная
 - очаговая
 - избирательная
 - барьерная
 - закачка газа
 - тепловые и т.д.
4. Фонд скважин, всего 1000:
добывающие – 600, нагнетательные – 300, контрольные – 5, оценочные – 2, водозаборные – 8, резервные ($\approx 10\%$) – 85, поглощающие – 2.
5. Уровни добычи
нефти – 5 000 тыс. т. (2009 г.)
жидкости – 10 000 тыс. т.
закачка воды – 13 000 тыс. м³
6. Способ эксплуатации: фонтанный (ФОН, ПЛ),
механизированный насосный (ЭЦН, ШГН, CL, ODI, REDA),
механизированный газлифтный (БКГ, КГ),
газовые скважины - фонтанный лифт с пакером или без пакера.
7. Устьевое давление нагнетательных скважин – 100-200 атм.; забойное давление добывающих скважин – не ниже 50 атм (не ниже 0.75*давление насыщения).
8. Достижение КИН =0.35 при утвержденном 0.3.
9. Программа геолого-технологических мероприятий. Методы увеличения нефтеотдачи (табл.5 протокола ЦКР).

Табл. 13.1. Программа ГТМ

Вид мероприятий	2005	2006	2007	всего
Выход из бездействия	10	10	5	25
Переводы	2	2	1	5
Зарезки вторых стволов	1	1	1	3
Оптимизация	5	5	5	
ОПЗ	3	5	5	
ГРП				
РИР				
ФОЖ				

Дострелы				
Эксплуатационное бурение				
МУН				
ГОС				
ВУС				
Темпоскрин				
КОС				
Консервация	-			
Ликвидация	-			
ВСЕГО:				

10. Программа НИР: сейсмика, разведочное бурение, ГДИ, ПГИ, физико-химические исследования, керновые исследования, технологические исследования

Табл. 13.2. Программа НИР и доразведки

Мероприятия	2005	2006	2007	всего
Разведочное бурение	1 (1Р)	-	1 (2Р)	2
отбор керна, м	150	-	150	300
глубинные пробы нефти	9	-	9	18
Эксплуатационное бурение, скв.	50	90	50	
в т.ч. с отбором керна	5	5	5	
отбор керна				
глубинные пробы	3 пробы из пласта			
Сейсмика				
2Д, пог. км	100	100	50	
3Д, км ²	300	300	100	
Пеообработка сейсмики			+	
ГДИ				
Замеры Рбуф., Рзатр.				
Замеры Рзаб.				
Замеры Рпл.				
КВД (ФОН)				
КВУ (ЭЦН, ШГН)				
КПД (нагнет.)				
ИК				
Закачка трассера,				
гидропрослушивание				
ПГИ				
ОПП, ОИО				
Контроль ВНК, характер насыщения				
ИНК, RST (C/O)				
Физ-хим иссл-ия глуб. Проб				
Поверхностные пробы				
Керновые исследования				
Стандартные				
Кон, Квят				
ОФП				

Проектные решения для газового (газоконденсатного) месторождения

- Объекты разработки: основные, возвратные.
- Сетка скважин (1000-1500-2000 м)
- Режим работы залежи – газовый или упруговодонапорный
Разработка: 1) на истощение, 2) сайкллинг-процесс (если $K_f \geq 200 \text{ г/м}^3$)
- Год выхода на постоянную добычу (3 год)
- Период постоянной добычи (5-10 лет)
- Уровень добычи газа – 1 млрд. м^3
- ДКС – 10 год
- Фонд газовых скважин - 15.
Пьезометрических - 2

Наблюдательных - 1.

конструкция скважин – направление -, кондуктор - , Э/К – 146.
конструкция лифта – НКТ-78 без пакера.

Срок разработки –30 лет.

Накопленная добыча газа с начала разработки – 30 млрд.м³.

Накопленная добыча конденсата с начала разработки –2.0 млн.т.

Достижение КИГ = 0.92, КИК = 0.60.

Проектные решения Технологической схемы разработки Пограничного нефтяного месторождения

-основной объект разработки – БС11, включающий пласты БС11осн., БС11¹ и БС11⁰(рис.13.1);

- система заводнения: БС11 – 3-х, 5-х рядная, создание очагов заводнения на БС11(0), ЮС1 - избирательная;
- разбуривание второстепенного объекта ЮС1 (район скв. № 63Р) с проведением ГРП;
- фонд скважин 943, в т.ч. добывающих - 641, нагнетательных – 174, поглощающих - 1, контрольно-пьезометрических - 25, водозаборных - 10, резервных – 92;
- фонд скважин к бурению (из числа резервных) – 4, в т.ч. 1 опорная, 3 зависимые;
- уровни добычи:

2006 г.2007 г.2008 г.

нефти, тыс.т.	343.0	372.0	419.8
жидкости, тыс.т.	4900	5000	5000
закачка воды тыс.м ³	4307	6610	6916

- давление нагнетания – БС11-12МПа, ЮС1 - 18 МПа;
- проведение на объекте БС11 опытных работ по ГРП (4 скв.опер)
- проведение ОПР по зарезкам вторых гор. стволов (2 скв. опер), РИР, ФОЖ.
- накопленная добыча нефти – 64.7 млн.т,

в т.ч. по объектам: БС11 – 64.3 млн.т, ЮС1 – 0.4 млн.т;

- технологический КИН на конец проектного периода по БС11 – 0.43, ЮС1 – 0.257.

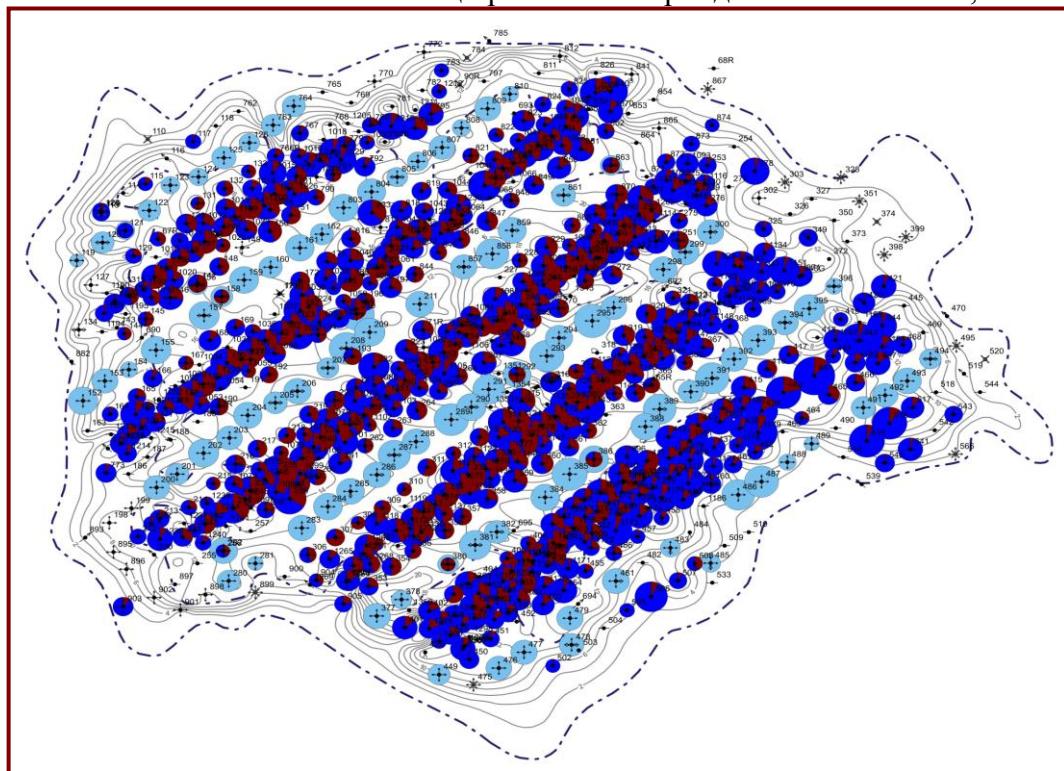


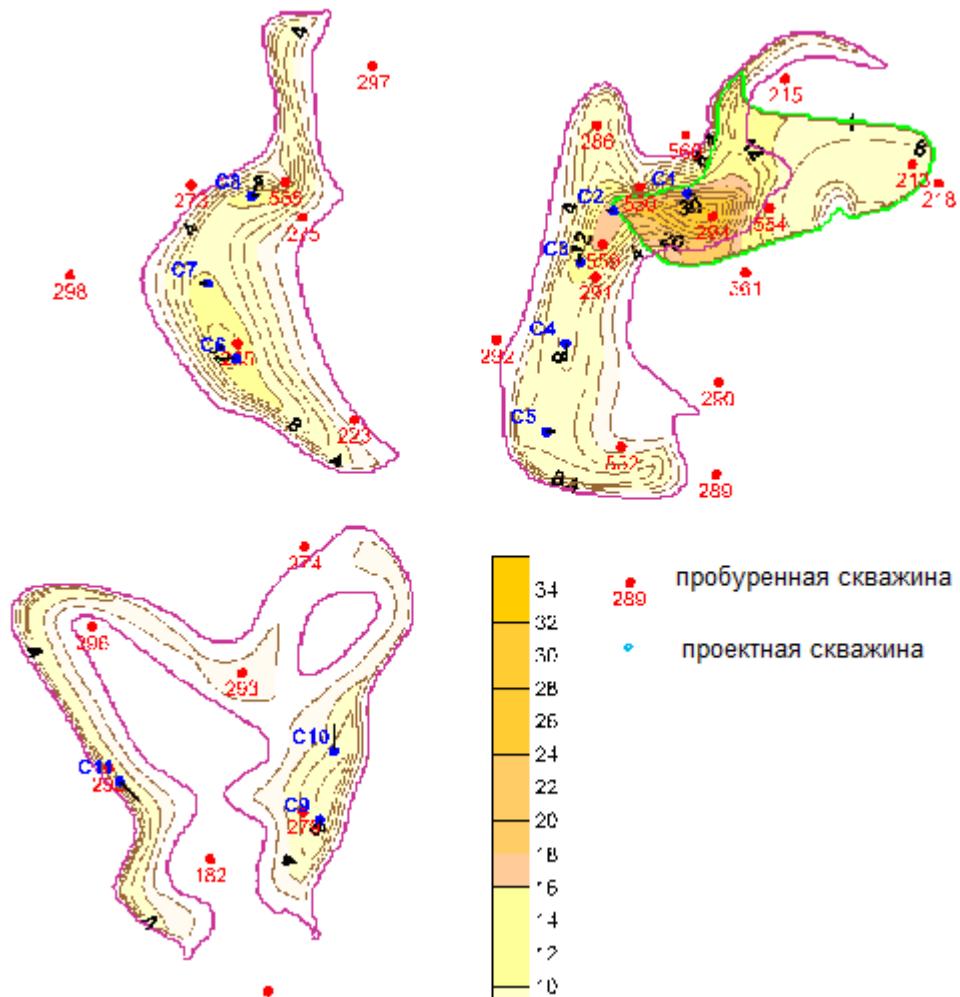
Рис. 13.1. Карта накопленных отборов

Проектные решения Технологической схемы разработки Сысконсынинского газового месторождения

- объект разработки: П + КВ (рис.13.2);
- режим работы залежи – упруговодонапорный;
- разбуривание осуществлять кустовым способом по 1-2 скважине в кусте;
- неравномерная сетка скважин плотностью 400 га (радиус дренирования 2000 м);
- фонд скважин 16, в т.ч. газовых – 9 (из них 8 с ГС), наблюдательных – 4, пьезометрических – 3.
- фонд скважин к бурению – 9, в т.ч. газовых – 9 (из них 8 с ГС).

	2009	2010	2011	2012	2013
уровни добычи газа, млн. м ³	988,2	988,2	988,2	988,2	988,2
режим работы скважин: дебит газа депрессия	355-710 тыс. м ³				5-50 атм.

для предупреждения гидратообразования – подача метанола;
год ввода ДКС мощностью 5,1 МВт – 3 год (2011 г);



строительство УКПГ на 1млрд.м³, 32,5 км внутрипромысловых газопроводов, 5,3км магистрального газопровода (Д325) до места врезки в магистральный газопровод «Пунгаб-Вуктыль Ухта» (Д1220) с давлением входа 5,5МПа; объемы сдачи газа в стадии согласования с компанией ОАО «Газпром». Реализация программ ГТМ (бурение ГС, глубокопроникающая перфорация, ОПЗ, РИР, обработка ПАВ с метанолом). Реализация программы НИР.

Выражение «выполнение или реализация проектных решений» означает:

1. проектный фонд скважин пробурен;
2. объекты сформированы;
3. запасы нефти вовлечены (разбурены) в разработку и переведены в категорию В;
4. сформирована проектная система заводнения: соотношение добывающих к нагнетательным соответствует проектной: 2:1 – 7-точка, 3:1 – трехрядная, компенсация текущая и накопленная; соответствует проектным величинам, пластовое давление в допустимых пределах;
5. энергетика пласта позволяет поддерживать проектные дебиты жидкости:

$$0.9P_{\text{нач}} \leq P_{\text{пл}}^{\text{з.отборов}} \leq P_{\text{нач}}$$
;
6. фактические уровни добычи нефти, жидкости, закачки воды отличаются от проектных не более чем на 10 %: Например 4500 < факт < 5500;
7. реализуются проектные способы эксплуатации;
8. в основном (> 50 %) реализована программа ГТМ;
9. в основном (> 50 %) реализована программа НИР.

Для примера рассмотрим проектные показатели отдельно по объекту ЮВ₁:

Табл. 13.3. Выполнение проектных решений

Показатели	Проект, 2003	Факт, 2003	%	Реализация
Добыча нефти, тыс. т.	134,2	48,9	-63,5	Не выполнено
Добыча жидкости, тыс. т.	359,0	213,8	-40,5	Не выполнено
Действующий фонд, шт.	21	15	-30	Не выполнено
Дебит жидкости, т/сут.	43,7	35,9	-17,8	Не выполнено
Закачка раб. агента, тыс. м ³	513,4	0	-100	Не выполнено
Текущая компенсация, %	115	0	-100	Не выполнено
Накопл. компенсация, %	127,6	130,0	+1,8	Выполнено
Пластовое давление, атм.	264	280	+6	Выполнено
Обводненность				
Дебит нефти				

Здесь также видны существенные отличия всех фактических показателей от проектных.

Причины невыполнения (перевыполнения) проектных решений

Табл. 13.4. Причины невыполнения проектных решений

Показатели	Геологические	Технологические	Организационные
Проектный фонд скважин не пробурен пробурен частично пробурено больше проектного	Изменилась геологич. модель: сократились контура н/н и объем запасов. Прирост запасов	Отсутствовало оборудование; не было дороги	Вовремя не завезли станки, не заключен договор
Система заводнения не сформирована	Выявлены зоны замещения	Отсутствует оборудование	Отставание с переводом скважин в ППД
Рпл. > Рнач.	-	Компенсация > 100% (большой объем закачки)	
Рпл. < Рнач.	-	Компенсация < 100% (малый объем закачки)	Отсутствие регулирования

Уровни добычи нефти $Q_n^{факт} = N_{действ} \cdot D_{раб} \cdot q_n > Q_n^{np}$ $\left. \begin{array}{l} q_n^{новых} > q_n^{проект} \\ N_{действ}^{факт} > N_{действ}^{проект} \\ D_{раб} > 328 = D^{проект} \end{array} \right\}$	Коллекторские свойства хуже (лучше) заложенных в расчет Кпр, Кпрод., hнн, μ	Работа оборудования не оптимальна - глубина спуска - Рзабойное - Ндин Стоят ШГН, а нужны ЭЦН	Отсутствие оборудования, отсутствие трубопровода, дорог и т.п. Ограничения по перевозке
---	---	--	--

Табл. 13.5. Начальные и текущие запасы нефти (газа) по скважинам месторождения

№ скв.	Объект	hнн, м	Qнач, тыс. т.	Накопл. добыча нефти, тыс. т.	Текущий (останов.) дебит			Остаточные запасы нефти, тыс. т.	Примечания
					qн, т/сут	qж, т/сут	f, %		
1	БВ ₉ ³	3	50	5				45	
2	БВ ₉ ³	5	50	15				35	
...
10	БВ ₉ ³	4	50	20				30	
	Среднее:							30	
	Всего:			20					

$$Q_{нач} = S \cdot h_{нн} \cdot K_{пор} \cdot K_{нн} \cdot \rho_n \cdot 1/b * K_{ИН}$$

Табл. 13.6. Программа реализации ГТМ

Мероприятия	2005	2006	2007	За 3 года (2005-2007)	2008-2009	За 5 лет (2005-2009)	Σ
Оптимизация	12						
ФОЖ	3						
ОПЗ	4						
ГРП	5						
Вывод из б/д	5						
Дострелы	4						
Переводы	3						
Возвраты	4						
МУН	3						
Зарезки 2 стволов (в т.ч. горизонт.)	3		И т.д.				
	4						
Эксплуатационное бурение (в т.ч. горизонт.)	7						
	0						
Консервация	0						
Ликвидация	1						
ГДИ	1						
ПГИ	2						
ОПЗ	2						
Перевод ППД	2						
Итого:							

Расчеты по Госплану

Ниже приведены таблицы Госплана для нефтяной (табл.13.7) и газовой залежи (табл.13.8). Часть строк является исходными данными, остальные рассчитываются по приведенным формулам.

Табл. 13.7. Расчет госплана для нефтяной залежи

A	B	C	D	E	F
Обоснование прогноза добычи нефти природного газа, газового конденсата, объема буровых работ по Восточно-Каменному месторождению, объект ВК1. Вариант 1.2. Сетка 500x500.					
№ пп	Показатели		Годы		
		2002	=C6+1	=D6+1	=E6+1
1	Добыча нефти всего, тыс.т	6.57	25	80	190
2	В т.ч. из: переходящих скважин	=C7-C9	=D7-D9	=E7-E9	=F7-F9
3	новых скважин	=C11*C16*C17/100 0	=D11*D16*D17/100 0	=E11*E16*E17/1000	=F11*F16*F17/1000
4	механизированных скважин	=ЕСЛИ(C32>0;C36/ C32*C7;0)	=ЕСЛИ(D32>0;D36/ D32*D7;0)	=ЕСЛИ(E32>0;E36/E3 2*E7;0)	=ЕСЛИ(F32>0;F36/ F32*F7;0)
5	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	2	3	9	30
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	=C11-C13-C14	=D11-D13-D14	=E11-E13-E14	=F11-F13-F14
7	из разведочного бурения	0	0	0	0
8	переводом с других объектов	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут.	20	20	20	20
10	Среднее число дней работы новой скважины	=ЕСЛИ(C11>0;\$C\$7 6*365;0)	=ЕСЛИ(D11>0;\$C\$ 76*365;0)	=ЕСЛИ(E11>0;\$C\$76* 365;0)	=ЕСЛИ(F11>0;\$C\$7 6*365;0)
11	Средняя глубина новой скважины, м	=ЕСЛИ(C11>0;2800 ;0)	=ЕСЛИ(D11>0;2800 ;0)	=ЕСЛИ(E11>0;2800;0)	=ЕСЛИ(F11>0;2800; 0)
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м.	=C12*C18/1000+C2 1	=D12*D18/1000+D2 1	=E12*E18/1000+E21	=F12*F18/1000+F21
13	В т.ч. - добывающие скважины	=C19-C21	=D19-D21	=E19-E21	=F19-F21
14	-вспомогательные и специальные скважины	=(C37- C31)*C18/1000	=(D37- D31)*D18/1000	=(E37-E31)*E18/1000	=(F37- F31)*F18/1000
15	Расчётное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0	=ЕСЛИ(C11>0;\$C\$7 6*365;0)	=ЕСЛИ(D11>0;\$C\$76* 365;0)	=ЕСЛИ(E11>0;\$C\$7 6*365;0)
16	Расчётная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т.	0	=C11*D22*D49/100 0	0	=E11*F22*F49/1000
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	0	=C8	0	=E8
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	=C7-C9	=D7-D9	=E7-E9	=F7-F9
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года , тыс.т.	=C24+C23	=D24+D23	=E24+E23	=F24+F23
20	Изменение добычи нефти из перех. скважин, тыс.т.	=C25-C26	=D25-D26	=E25-E26	=F25-F26
21	Процент изменения доб. нефти из перех. скважин,%	=ЕСЛИ(C26<>0;C2 7/C26;0)*100	=ЕСЛИ(D26<>0;D2 7/D26;0)*100	=ЕСЛИ(E26<>0;E27/E 26;0)*100	=ЕСЛИ(F26<>0;F27 /F26;0)*100
22	Мощность новых скважин, тыс.т.	=C11*C16*\$C\$75*3 65/1000	=D11*D16*\$C\$75*3 65/1000	=E11*E16*\$C\$75*365/ 1000	=F11*F16*\$C\$75*3 65/1000
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	1
24	В т.ч. под закачку	0	0	0	1
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	0	=C32+D11- D30+D41	0	=E32+F11-F30+F41
26	В т.ч. нагнетательных в отработке	=C82+-C31	0	=E82+-E31	=F82+E33-F31
27	Действующий фонд доб. скважин на конец года, шт.	=ОКРУГЛ(С32*0.9; 0)	=ОКРУГЛ(D32*0.9; 0)	=ОКРУГЛ(E32*0.9;0)	=ОКРУГЛ(F32*0.9; 0)
28	Переход скважин на механизированную добычу, шт.	1	2	10	30
29	Фонд механизированных скважин, шт.	0	=C36+D35-D30	0	=E36+F35-F30
30	Ввод нагнетательных скважин, шт.	=C31+C81	=D31+D81	=E31+E81	=F31+F81
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	=C39+D37-D38	0	=E39+F37-F38
33	Действующий фонд нагн. скважин на конец года,шт.	=ОКРУГЛ(C39*0.9; 0)	=ОКРУГЛ(D39*0.9; 0)	=ОКРУГЛ(E39*0.9;0)	=ОКРУГЛ(F39*0.9; 0)
34	Фонд введенных резерв. скважин на конец года, шт.	0	0	0	0
35	Средний дебит действ. скважин по жидкости, т/сут.	=ЕСЛИ(C77<>0;C5 1/C77*1000;0)	=ЕСЛИ(D77<>0;D5 1/D77*1000;0)	=ЕСЛИ(E77<>0;E51/E 77*1000;0)	=ЕСЛИ(F77<>0;F51 /F77*1000;0)
36	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут.	=ЕСЛИ(C78<>0;C5 3/C78*1000;0)	=ЕСЛИ(D78<>0;D5 3/D78*1000;0)	=ЕСЛИ(E78<>0;E53/E 78*1000;0)	=ЕСЛИ(F78<>0;F53 /F78*1000;0)

37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут.	=ЕСЛИ(С77<>С78; С52/(С77- С78)*1000;0)	=ЕСЛИ(Д77<>Д78; Д52/(Д77- Д78)*1000;0)	=ЕСЛИ(Е77<>Е78;Е52 /(Е77-Е78)*1000;0)	=ЕСЛИ(Ф77<>Ф78;Ф 52/(Ф77- Ф78)*1000;0)
38	Средняя обводненность действ. фонда скважин, %	0	0	=ЕСЛИ(Е51<>0;1- Е7/Е51;0)*100	=ЕСЛИ(Ф51<>0;1- Ф7/Ф51;0)*100
39	Средняя обводненность продукции перех. скважин, %	0	0	=ЕСЛИ(Е52<>0;1- Е8/Е52;0)*100	=ЕСЛИ(Ф52<>0;1- Ф8/Ф52;0)*100
40	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	35	37	38	40
41	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	=ЕСЛИ(С77<>0;С7/ С77*1000;0)	=ЕСЛИ(Д77<>0;Д7/ Д77*1000;0)	=ЕСЛИ(Е77<>0;Е7/Е7 7*1000;0)	=ЕСЛИ(Ф77<>0;Ф7/ Ф77*1000;0)
42	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут.	=ЕСЛИ(С77<>С78; С8/(С77- С78)*1000;0)	=ЕСЛИ(Д77<>Д78; Д8/(Д77- Д78)*1000;0)	=ЕСЛИ(Е77<>Е78;Е8/ (Е77-Е78)*1000;0)	=ЕСЛИ(Ф77<>Ф78;Ф 8/(Ф77-Ф78)*1000;0)
43	Средняя приемистость нагнетат. скважин, м3/сут.	=ЕСЛИ(С40>0;С61/ С40/365*\$C\$75*100 0;0)	=ЕСЛИ(Д40>0;Д61/ Д40/365*\$C\$75*100 0;0)	=ЕСЛИ(Е40>0;Е61/Е4 0/365*\$C\$75*1000;0)	=ЕСЛИ(Ф40>0;Ф61/ Ф40/365*\$C\$75*100 0;0)
44	Добыча жидкости всего, тыс.т.	10.11	41	140	350
45	В т.ч.: из переходящих скважин	=С51-С53	=Д51-Д53	=Е51-Е53	=F51-F53
46	из новых скважин	=С9/(1-С47/100)	=Д9/(1-Д47/100)	=Е9/(1-Е47/100)	=F9/(1-F47/100)
47	механизированным способом	=ЕСЛИ(С32>0;ЕСЛ И(С36<С32;С36/С3 2*С51;С51);0)	=ЕСЛИ(Д32>0;ЕСЛ И(Д36<Д32;Д36/Д3 2*Д51;Д51);0)	=ЕСЛИ(Е32>0;ЕСЛИ(Е36<Е32;Е36/Е32*Е51 ;Е51);0)	=ЕСЛИ(Ф32>0;ЕСЛ И(Ф36<Ф32;Ф36/Ф32 *Ф51;Ф51);0)
48	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	=c51	=С55+Д51	=D55+E51	=E55+F51
49	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	=c7	=С56+Д7	=D56+E7	=E56+F7
50	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	=(С56/\$C\$70)	=(D56/\$C\$70)	=(E56/\$C\$70)	=(F56/\$C\$70)
51	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	=(С56/\$C\$71)*100	=(D56/\$C\$71)*100	=(E56/\$C\$71)*100	=(F56/\$C\$71)*100
52	Темп отбора от начальных утв. извл. запасов, %	=(С7/\$C\$71)*100	=(D7/\$C\$71)*100	=(E7/\$C\$71)*100	=(F7/\$C\$71)*100
53	Темп отбора от текущих утвержденных запасов, %	=(С7/(\$C\$71- С56))*100	=(D7/(\$C\$71- Д56))*100	=(E7/(\$C\$71-Е56))*100	=(F7/(\$C\$71- F56))*100
54	Закачка рабочего агента, тыс.м3/год	0	=D63*(Д51- Д7+Д7*\$C\$73/\$C\$7 2)/100	0	=(F63*(F51- F7+F7*\$C\$73/\$C\$7 2))/100
55	Закачка рабочего агента с начала разр., тыс.м3	0	=С62+Д61	0	=E62+F61
56	Компенсация с учетом отбора газа: текущая, %	0	0	50	90
57	с начала разработки, %	0	0	0	0
58	Добыча растворенного газа, млн.м3	=С7*\$C\$74/1000	=D7*\$C\$74/1000	=E7*\$C\$74/1000	=F7*\$C\$74/1000
59	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн.м3	=С56*\$C\$74/1000	=D56*\$C\$74/1000	=E56*\$C\$74/1000	=F56*\$C\$74/1000
60	Процент утилизации газа, %	95	95	95	95
61	Утилизация растворенного газа, млн.м3	=С65*С67/100	=D65*D67/100	=E65*Е67/100	=F65*F67/100
	Балансовые запасы (тыс. т):	91850			
	Извлекаемые запасы (тыс. т):	33984			
	Плотность нефти (г/см3):	0.821			
	Объёмный коэффициент нефти:	1.16			
	Газовый фактор	62			
	Коэффи. экспл. переход. скв.:	0.9			
	Коэффи. экспл. новых скв.:	0.45			
	Отработ.скв-дни, всего	=С78+С79	=D78+Д79	=E78+Е79	=F78+F79
	в т.ч. новых	=С17*С11	=D17*Д11	=E17*Е11	=F17*F11
	переходящих	=365*\$C\$75*(С34- С11)	=365*\$C\$75*(Д34- Д11)	=365*\$C\$75*(Е34- Е11)	=365*\$C\$75*(F34- F11)
	Нагнетательные из бурения	0	0	0	0
	Ввод новых доб.скважин из нагнет.бурения всего, шт.	=ОКРУГЛ(С12*0.25 ;0)	=ОКРУГЛ(Д12*0.2 5;0)	=ОКРУГЛ(Е12*0.25;0)	=ОКРУГЛ(Ф12*0.25 ;0)

Табл. 13.8. Расчет госплана для газовой/газоконденсатной залежи

a1 b1

c1 d1 e1 f1 g1

Таблица 4.5. Показатели добычи природного газа, газового конденсата, объема буровых работ Ждановского месторождения, объект I (пласт К-I верхнеартинского подъяруса нижней перми), категория запасов ABC1+C2

№ пп		2005факт	2006факт	2007факт	2008	
1	Ост. запасы природного газа кат. ABC1, млн.н.м3	=\\$C\$72-D8+D49	=\\$C\$72-E8+E49	=\\$C\$72-F8+F49	=\\$C\$72-G8+G49	
2	Отбор газа с начала разработки, млн.н.м3	=C8+D10	=D8+E10	=E8+F10	=F8+G10	
3	Текущий коэффициент газоотдачи, д.ед.	=D8/\\$C\$72	=E8/\\$C\$72	=F8/\\$C\$72	=G8/\\$C\$72	
4	Добыча природного газа, всего, млн.н.м3/год	0.1	7.5	7.5	0	
	Добыча газа сепарации, всего, млн.н.м3/год	=D10*\\$C\$75	=E10*\\$C\$75	=F10*\\$C\$75	=G10*\\$C\$75	
	Добыча газа дегазации, всего, млн.н.м3/год	=D10*\\$C\$76	=E10*\\$C\$76	=F10*\\$C\$76	=G10*\\$C\$76	
	Добыча сухого газа, всего, млн.н.м3/год	=(D10*0.989-D49)	=(E10*0.989-E49)	=(F10*0.989-F49)	=(G10*0.989-G49)	
	Добыча C3+C4, тыс.т.	0	0	0	0	
5	Эксплуатационный фонд скважин	=C15+D30-D40+D26	=D15+E30-E40+E26	=E15+F30-F40+F26	=F15+G30-G40+G26	
6	Среднедействующий фонд скважин, шт	=ОКРУГЛ(Д15*D62	=ОКРУГЛ(Е15*Е62;	=ОКРУГЛ(Ф15*Ф6	=ОКРУГЛ(Г15*Г62;0)	
7	Среднесуточный дебит скв., тыс.нм3/сут	=ЕСЛИ(Д16>0;Д10/(Д77+Д78+Д79);0)*10	=ЕСЛИ(Ф16>0;Ф10/(Ф77+Ф78+Ф79);0)*1000			
8	Расход газа на собственные нужды, млн.н.м3/год	=0*D10	=0*E10	=0*F10	=0*G10	
9	В т.ч. на технологические нужды, млн.н.м3/год	=0*D10	=0*E10	=0*F10	=0*G10	
10	Добыча газа из переход скважин, млн.н.м3/год	=D10-D25-D29	=E10-E25-E29	=F10-F25-F29	=G10-G25-G29	
11	Действ. фонд переход скважин на нач.года, шт	=D15-D30-D26	=E15-E30-E26	=F15-F30-F26	=G15-G30-G26	
12	Среднедействующий фонд переход скважин, шт	=D16-D30-D26	=E16-E30-E26	=F16-F30-F26	=G16-G30-G26	
13	Среднесуточный дебит переход скв., тыс.нм3/сут	=ЕСЛИ(Д22>0;(Д10-Д29)/Д77*1000;0)	=ЕСЛИ(Ф22>0;(Ф10-Ф29)/Ф77*1000;0)			
14	Среднее число дней работы переход скв., дни	=365*D61	=365*E61	=365*F61	=365*G61	
15	Добыча газа из скв., вводимых из б/д, млн.нм3/год	=0	=0	=0	0	
16	Ввод в эксплуатацию скважин из бездействия, шт	=0	=0	=0	0	
17	Среднесу. дебит одной скв., вводимой из б/д, шт	=ЕСЛИ(Д28>0;Д25/Д26/Д28*1000;0)	=ЕСЛИ(Ф28>0;Ф25/Ф26*1000;0)	=ЕСЛИ(Г28>0;Г25/Г26		
18	Сред.число дней работы скв.,ввод.из б/д, шт	=ЕСЛИ(Д26>0;160;0)=ЕСЛИ(Е26>0;160;0)	=ЕСЛИ(Ф26>0;160;0)			
19	Добыча газа из новых скважин, млн.н.м3/год	=D13	5	0	0	
20	Ввод в эксплуатацию новых скважин, шт	1	0	0	0	
21	В т.ч. - из эксплуатационного бурения	=D30-D32-D33-D34	=E30-E32-E33-E34	=F30-F32-F33-F34	=G30-G32-G33-G34	
22	- переводом из других объектов	1	0	0	0	
23	- из консервации	=0	=0	=0	=0	
24	- из разведочного бурения	=0	=0	=0	=0	
25	Среднесуточный дебит новой скв., тыс.н.м3/сут	=ЕСЛИ(Д30>0;Д29/Д30/Д36*1000;0)	=ЕСЛИ(Ф30>0;Ф29/Ф30/Ф36*1000;0)			
26	Среднее число дней работы 1 новой скважины, дни	2	=ЕСЛИ(Е30>0;160;0)	=ЕСЛИ(Ф30>0;160;0)		
27	Расчет.добр.газа из нов.скв.пред.года,млн.нм3/год	=C30*C35*D24/1000		=E30*E35*F24/1000		
28	Ож.расч.добр.газа из старых скв.данных.года,млн.м3	=C20	=D20	=E20	=F20	
29	Падение добычи газа по переход скв., млн.н.м3	=C20-D20	=D20-E20	=E20-F20	=F20-G20	
30	Выбытие скважин из действующего фонда, шт	0	0	1	0	
31	Ввод нагнетательных газовых скважин, шт.	0	0	0	0	
32	В т.ч. - из бурения					
33	- из разведочного бурения					
34	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	
35	В т.ч. перевод на добычу газа, шт.					
36	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	=C46+D41-D44	=D46+E41-E44	=E46+F41-F44	=F46+G41-G44	
37	Действующий фонд нагн.скважин на конец года, шт.	=D46	=E46	=F46	=G46	
38	Среднесу. приемистость 1 нагнет.скважины, тыс.м3	=ЕСЛИ(Д49>0;Д49/Д47/Д24*1000;0)	=ЕСЛИ(Ф49>0;Ф49/Ф47/Ф24*1000;0)			
39	Закачка газа пласт, млн.н.м3/год	0	0	0	0	
40	Накопленная закачка газа, млн.н.м3	=C50+D49	=D50+E49	=E50+F49	=F50+G49	
41	Средняя глубина бурения газовых скважин, м	=ЕСЛИ(Д30>0;\\$C\$71;0)	=ЕСЛИ(Ф30>0;\\$C\$71;0)			
42	Объем эксплуатационного бурения, тыс.м	=D51*(D31+D42)/1000		=F51*(F31+F42)/1000		
43	Средневзвешенное пласт.давление, атм	=\\$C\$89	=\\$C\$89	=(\$E91*(\\$C\\$84*\\$C\\$85*\\$C\\$89/(10*\\$C\\$91)- E8*0.103)/(\\$C\\$84*\\$C\\$85-E101)*10)		
44	Сред.устьевое давление, атм			=(\$КОРЕНЬ(0.01*D53*D53-\\$C\\$86*D17-(\\$C\\$87+\\$C\\$88)*D17*D17)*10)		
45	Содержание стабильного конденсата, г/н.м3			=ЕСЛИ(Д10>0;D57/D10*1000;0)		
46	Ресурсы конденсата, тыс.т	=D57/(1-\\$C\\$74)	=E57/(1-\\$C\\$74)	=F57/(1-\\$C\\$74)	=G57/(1-\\$C\\$74)	
47	Добыча конденсата, тыс.т	0.0055	0.41	0.4	0	
48	Накопленные ресурсы конденсата, тыс.т	=C58+D56	=D58+E56	=E58+F56	=F58+G56	
49	Коэф. извлечения конденсата из газа, доли ед.	=ЕСЛИ(\\$C\\$73>0;D58/\\$C\\$73;0)				
50	Технологические потери конденсата, %	=ЕСЛИ(D56>0;(1-D57/D56);0)				
51	Коэффициент эксплуатации	0.1	0.4	0.4	0.96	
52	Коэффициент использования	1	1	1	1	
	Темп отбора, %	=D10/\\$C\\$72*100	=E10/\\$C\\$72*100	=F10/\\$C\\$72*100	=G10/\\$C\\$72*100	
	Депрессия на пласт, ат	3	=D53-КОРЕНЬ(0.01*D53*D53-\\$C\\$86*D17-(\\$C\\$87+0)*D17*D17)*10			
	Т на устье скважины, град.С	=C83-272	=D125	=E125	=E65+F112*F53-E-F65+G112*(G53-F53)/	
	Потери в стволе скважины	2	=D53-D54-D64	=E53-E54-E64	=F53-F54-F64	=G53-G54-G64
	=B104	=C104	=D104	=E104	=F104	=G104
	=B105	=C105	=D105	=E105	=F105	=G105

Средняя глубина новой скважины (м):	1600			
Запасы сухого газа кат.BC1+C2, млн.м ³ :	=1598+256			
Запасы конденсата, тыс.т.:	103			
Коэффиц. потерь конденсата, д.ед.:	0.1			
Мольная доля газа сепарации	0.9882			
Мольная доля газа дегазации	0.003			
Число дней работы переход скважин:	=D21*D24	=E21*E24	=F21*F24	=G21*G24
Число дней работы новых скважин:	=D30*D36	=E30*E36	=F30*F36	=G30*G36
число дней работы скв., ввод.из б/д, шт:	=D26*D28	=E26*E28	=F26*F28	=G26*G28
плотность газа по воздуху,гР	0.58			
Р псевдокритическое,Мпа	=(4.937-0.46			
Т псевдокритическое,град.К	=171.5*C80-			
Тпл,град.К	=273+40			
Газонасыщ. объем пор	10.94			
Поправка на температуру	=292/C83			
A, МПа ² *сут/тыс.м ³	0.4			
B, (МПа ² *сут/тыс.м ³) ²	0.0002			
коэффиц.потерь давления в стволе,	0.0016			
Рнач, ат	=17.51/0.098			
Кф	55.7			
Z	=1-0.01*(0.7=1-0.01*(0.76*(\$C\$8=1-0.01*(0.76*(\$C\$8=1-0.01*(0.76*(\$C\$8=1-0.01*(0.76*(\$C\$8/\$			
P/Z	Проверка =1/1.222	=C53/C91 =D53/D91 =E53/E91	=F53/F91	=G53/G91
Законтур				
Радиус контура, м	=КОРЕНЬ(17.3)*1000*10			
Проницаемость, мД	1500			
Толщина пласта	8.3			
Вязкость воды, сПз	1.03			
2*p*K*h/tb	=6.28*C96*10^-15*C97/(C98*10^			
ΔQв (внедрение законтурной воды), млн.м ³	=0.365*\$C\$99*(\$C\$89-E53)/LN(\$C\$95/0.1)			
Qв(накопл.внедрение законтурной воды), млн.м ³	=D100+C101 =E100+D101 =F100+E101 =G100+F101			
Обводненность пласта, %	=C101/\$C\$8 =D101/\$C\$84*100 =E101/\$C\$84*100 =F101/\$C\$84*100 =G101/\$C\$84*100			
=B53	=C53 =D53 =E53 =F53 =G53			
влагосодержание, г/м ³	=ЕСЛИ(C10=ЕСЛИ(D10>0;12.39/D53+0.855;0)			
добыча воды, тыс.м ³	=D10*D104/1000 =E10*E104/1000 =F10*F104/1000 =G10*G104/1000			
Накопленная добыча воды, тыс.м ³	=D105+C106 =E105+D106 =F105+E106 =G105+F106			
потреб.ность в СН3ОН, тыс.т	=ЕСЛИ(C64=ЕСЛИ(D64<=D108;D17*D16*(65*D104/(96-65)+0.001*65*4)*(1+1.5*328)/1000000;0)			
Temperatura образования кристаллогидратов	=ЕСЛИ(D9>0;18.47*(1+LOG10(D54))-(3257*\$C\$80^4 - 10746*\$C\$80^3 + 13196*\$C\$80^2 - 7158.3*\$C\$80 + 1462);0)			
Расчет температуры в стволе скважины				
Temperatura,град.С	=C83-272			
Геотермический градиент, град.С/м	0.025			
коэффи. Джоуля-Томпсона, °С/Мпа	=\$C\$82*(2.343/((272+\$C\$110)/\$C\$82)^2.04-0.071*(0.1*D53/\$C\$81-1.6 0.8))/(\$C\$81*10*\$C\$114*0.001)			
нач.пласт.давление, Мпа	=C89*0.098			
Уд.теплоемкость газа, Cp (Дж/кг*К)	2000 =C114/4.185 ккал/кг*К			
Объем.теплоемкость горной породы,C, Дж/(м ³ *К)	800 =C115/4.185*2.4 ккал/кг*К			
Теплопроводность горной породы, 1,Дж/(с*м ² *К)	1.6 =0.86*C116 ккал/м*час*С			
Плотность газа,кг/м ³	=1.209*C80			
Радиус дренирования, м	100			
Время работы,сут	1 30 160 365			=F119+365
Δt_i				
f(t)				
α , коэффи.теплопередачи				
Дебит газа, кг/час				
L				
0				
50				
=A126+200				
=A127+200				
=A128+200				
=A129+200				
=A130+200				
=A131+200				
=A132+200				
=A133+50				

Расчет потерь (прироста) добычи нефти по новым и переходящим скважинам

1. Потери и приrostы в добыче нефти по переходящему фонду скважин за 2002 год на Муравленковском месторождении распределяются следующим образом:

$$Q_1 = (N_{\text{факт}} - N_{\text{проект}}) \cdot q_{\text{проект}}^{\text{н}} \cdot 328$$

- потери (-) или прирост (+) из-за меньшего действующего (большего действующего) фонда скважин;

$$Q_2 = (q_{\text{факт}}^{\text{н}} - q_{\text{проект}}^{\text{н}}) \cdot N_{\text{факт}} \cdot 328$$

- потери (-) или прирост (+) из-за меньшего (большего) дебита нефти;

$$Q_3 = N_{\text{факт}} \cdot q_{\text{факт}}^{\text{н}} \cdot (328 - D_{\text{факт}})$$

- потери (-) или прирост (+) из-за (не) отработанного времени.

Таким образом, в целом по месторождению получаем прирост в добыче нефти:

$$Q_n^{\text{проект}} - Q_n^{\text{факт}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 = 2077 - 1981 = 96 \text{ тыс. т.},$$

$$\text{в т.ч. число дней работы, проект} = \frac{Q_n^{\text{проект}} \cdot 1000}{N_{\text{проект}} \cdot q_{\text{проект}}^{\text{н}}} = \frac{1981 \cdot 1000}{618 \cdot 13,7} = 234 \text{ (дня)};$$

$$\text{число дней работы, факт} = \frac{Q_n^{\text{факт}} \cdot 1000}{N_{\text{факт}} \cdot q_{\text{факт}}^{\text{н}}} = \frac{2077 \cdot 1000}{527 \cdot 10,6} = 372 \text{ (дня)}.$$

Потери за счет меньшего действующего фонда скважин:

$$Q_1 = (N_{\text{факт}} - N_{\text{проект}}) \cdot q_{\text{проект}}^{\text{н}} \cdot 328 = (527 - 618) \cdot 13,7 \cdot 234 = -291,7 \text{ тыс. т}$$

Потери за счет меньшего (фактического) дебита нефти:

$$Q_2 = N_{\text{факт}} \cdot (q_{\text{факт}}^{\text{н}} - q_{\text{проект}}^{\text{н}}) \cdot 328 = 527 \cdot (10,6 - 13,7) \cdot 234 = -382,2 \text{ тыс. т}$$

Прирост за счет большего отработанного времени:

$$Q_3 = N_{\text{факт}} \cdot q_{\text{факт}}^{\text{н}} \cdot (D_{\text{факт}} - D_{\text{проект}}) = 527 \cdot 10,6 \cdot (372 - 234) = +770,9$$

$$96 = -291,7 - 382,2 + 770,9$$

2. Потери (приросты) в добыче нефти по новым скважинам за 2002 год отсутствуют. Бурение не велось.

$$Q_{n, \text{нов}}^{\text{проект}} - Q_{n, \text{нов}}^{\text{факт}} = 0 - 0 = 0$$

$$\text{число дней работы новых, проект} = \frac{Q_{n, \text{нов}}^{\text{проект}} \cdot 1000}{N_{\text{нов, проект}} \cdot q_{\text{проект}}^{\text{н}}} = 160$$

$$\text{число дней работы новых, факт} = \frac{Q_{n, \text{нов}}^{\text{факт}} \cdot 1000}{N_{\text{нов, факт}} \cdot q_{\text{факт}}^{\text{н}}} = 120$$

§14. Лицензионная деятельность, охрана недр и окружающей среды

Очень часто возникают ситуации, когда часть залежи месторождения выходит за границы лицензионного участка и принадлежит другому недропользователю, либо относится к нераспределенному фонду недр. В этом случае:

- в процессе изучения выясняется, что первоначально два самостоятельных месторождения на двух лицензионных участках сливаются и оказываются двумя площадями одного, более крупного месторождения;

- в лицензии прописывается либо интервал пользования по глубине, либо пласти. Поэтому запрещено вести добычу УВС из пластов, не прописанных в лицензии.

Лицензионная деятельность регламентирована следующими документами:

1. Закон о недрах (21.02.1992).

2. Положение о порядке лицензирования использования недр (15.07.1992).

Недра являются частью земной коры, расположенной ниже почвенного слоя и дна водоемов, простирающейся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения.

Недра в соответствии с Законом РФ «О недрах» предоставляются в пользование на основании лицензии.

Лицензия является документом, удостоверяющим право ее владельца на пользование участком недр в определенных границах в соответствии с указанной целью в течение установленного срока, при соблюдении им заранее оговоренных требований и условий.

Наиболее глубокие скважины:

в Тюменской области – Уренгойская № 2 – 7,5 км;

в России – Кольская (2П) – 12,262 км;

в Америке – Оклахомская – 9,538 км и Мичиганская – 12,0 км.

П.3.1. В соответствии с лицензией недра передаются в пользование в виде участков, представляющие собой геометризованные блоки недр.

П.3.3. Участки недр предоставляются в пользование в виде горного (шифр НЭ) или геологического отвода (шифр НР, НП).

П.3.4. Участок недр в виде горного отвода предоставляется при выдаче лицензии на право добычи полезных ископаемых. Участок недр в виде геологического отвода предоставляется при выдаче лицензии на геологическое изучение недр – поиск или разведка.

В соответствии с видами пользования недрами лицензии установленного образца выдаются для:

- геологического изучения недр (поиск -П и/или разведка - Р);

- добыча полезных ископаемых (эксплуатация - Э);

- строительства и эксплуатации полезных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых (поглощающие скважины, ПХГ и др.);

- образования особо охраняемых объектов.

Лицензию выдаёт Министерство природных ресурсов РФ. Причем лицензия на геологическое изучение выдается на 5 лет, а лицензия на добычу нефти и газа выдается на 20 лет. При совмещении указанных видов пользования лицензия выдается на 25 лет.

Примеры лицензий:

СЛХ № 10182 НЭ (НР, НП) – Ямало-Ненецкий округ, нефть – эксплуатация (нефть - разработка, нефть - поиск).

ХМН № 21315 НЭ (НР, НП) – Ханты-Мансийский округ, нефть – эксплуатация (нефть - разработка, нефть - поиск).

Выдача лицензии на право пользования недрами осуществляется с предоставлением права на пользование соответствующими земельными участками и обязательным выполнением требований по охране недр и окружающей среды.

Окружающая среда – среда обитания и производственной деятельности человека (часть географической оболочки). Географическая оболочка (ландшафтная оболочка) Земли – сфера взаимопроникновения и взаимодействия литосферы, атмосферы, гидросферы и биосферы.

Виды ландшафтной сферы:

1. наземная;
2. земноводная;
3. водоно-поверхностная;
4. донная;
5. ледовая;

Биосфера включает в себя 4 царства:

- микроорганизмы;
- грибы;
- растения;
- животные.

Кроме этих царств в биосферу входят неклеточные вирусы.

Флора – это растительный мир какого-либо региона.

Фауна – это животный мир какого-либо региона.

С пользователей недр в соответствии с действующим налоговым законодательством взимаются следующие платежи:

- плата за пользование недрами (роялти);
- отчисление на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ) или геологоразведочные работы (ГРР). Данный вид налога отменен с 1 января 2002 года и введен единый налог на добычу полезных ископаемых;
- плата за пользование акваторией и участками морского дна;
- плата за использование земельных участков и др.

Список литературы:

1. Закон о недрах
2. О лицензии
3. О горном отводе

§15. Алгоритм публичного представления результатов проектирования разработки месторождений

Чаще всего публичное представление результатов проектирования разработки месторождения осуществляется в виде доклада.

План построения доклада

1. Общие сведения о месторождении.
2. Проблемы, причины и негативные последствия.
3. Пути решения проблем.
4. Реализация ГТМ.
5. Дальнейшие рекомендации.

Пример.

Уважаемые коллеги! Тема моего доклада «Проблемы разработки Пограничного месторождения».

Пограничное месторождение расположено в Пуровском районе ХМАО Тюменской области. Открыто в 1978 году, в разработку введено в 1982 году.

Нефтеносен пласт БС₁₁, который характеризуется высокими коллекторскими свойствами (Кпр – 90 мД, Кпор – 20 %, hнн – 15 м). Находится на IV стадии разработки. Накопленная добыча нефти с начала разработки - 56 млн. т., текущий КИН – 0,35 д. ед. при утвержденном 0,43, отбор от НИЗ - 85 % при текущей обводненности - 95 %. Основная проблема на объекте (на месторождении): низкая выработка запасов и большой бездействующий фонд скважин.

Для решения проблемы, предотвращения негативных последствий, а именно: увеличения qн, увеличения МРП и т.д. на месторождении проводятся (реализуются) следующие технологии: описание технологий (технологического процесса). При реализации получены следующие результаты: дебит нефти увеличился в 3-5 раз, доп. добыча на 1 скважину составила 5-10 тыс. т. Продолжительность эффекта – 2 года. Всего на месторождении (на объекте) проведено 50 скважино-операций ГРП. Доп. добыча составила 500 тыс. т., в т.ч. на 1 скважину 10 тыс. т. Успешность – 90 %. Рекомендуется провести 5-10 ГРП с доп. добычей 50 тыс. т. Мероприятия эффективны и не имеют риска. Диаграмма паук расположена в положительной области.

Спасибо за внимание.

1. низкая проницаемость, продуктивность (2-5 мД) → ГРП;
2. осложнения при эксплуатации, а именно низкое МРП (наработка на отказ) → применение новых насосов;
3. высокая обводненность – 90 % → применение МУН-РИР;
4. парафинистая нефть (6-10 %) → проблема АСПО → предупреждение и борьба с АСПО;
5. высокий газовый фактор и обводненность → гидратообразование;
6. высокая обводненность при закачке пресной воды → солеотложения;
7. высоковязкие нефти;
8. система сбора не эффективна.

Пример таблицы расчета ГТМ

qн до ГТМ	qн после ГТМ	Кратность
3	30	10
5	50	10
Среднее 4	Среднее 40	Среднее 10

МРП 2003	МРП 2004
200	300

Список графических приложений для диплома

В курсовом и дипломном проектировании обязательно наличие графических приложений по месторождению. В число стандартной графики к дипломной работе входят следующие документы:

1. Обзорная карта района работ, 1 шт.
2. Геолого-физическая характеристика или геологический разрез, 1-2 шт.
3. Карта текущего состояния разработки объекта (накопленных отборов или изобар), 1-2 шт.
4. График разработки
5. Реализация ГТМ (эффективность, успешность, динамика чн до и после ГТМ), 2-3 шт.
6. Технический чертеж, 1 шт.
7. Диаграмма «паук». Технико-экономическая оценка эффективности ГТМ (лепестковая диаграмма), 1 шт.

Что запрещается на защите:

1. жевать;
2. держать руки или руку в карманах;
3. стоять спиной к аудитории;
4. использовать слова-вредители;
5. показывать что-либо на плакатах пальцем или рукой.

Как необходимо делать доклад?

1. Говорить громко, четко и внятно;
2. Необходимо быть уверенными;
3. Текст доклада должен соответствовать демонстрируемым слайдам;
4. Показывать что-либо на плакатах или слайдах линейкой;
5. Давать ответ на вопрос полно (а не однословно) и громко.

§16. Гидрогеологическое обоснование объекта утилизации промышленных стоков

Закачка промышленных стоков (жидких отходов) подземных вод широко применяется в ряде развитых стран, как способ борьбы с загрязнением окружающей среды [1, 2, 3, 10 11]. Закачка токсических стоков регулируется в каждой стране своей законодательной базой. Подземное захоронение сточных вод является одним из видов пользования недрами, имеющим целью предотвращение загрязнения земной поверхности, открытых водоемов и пресных подземных вод жидкими промышленными, сельскохозяйственными и коммунально-бытовыми отходами.

Подземное захоронение стоков нашло широкое применение в **Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО)**, являющемся основным газодобывающим регионом страны. Здесь закачка стоков выступает самостоятельной отраслью при разработке газовых месторождений и составной частью технологического процесса при добыче нефти. К настоящему времени обустроено 43 полигона захоронения, основные данные по которым представлены в [12, 13].

На всех месторождениях региона основным объектом разработки является газовая залежь, залегающая в интервале глубин 850-1300м в массивном резервуаре песчаных сеноманских отложений. Покрышкой газовой залежи служат глины верхнего мела или палеогена для областей, близких к восточному обрамлению Западно-Сибирского артезианского бассейна (ЗСАБ). Газовая залежь поддерживается мощной водонапорной системой апт-альб-сеноманского комплекса. Захоронение промысловых стоков производится ниже залегания подошвы газовой залежи в интервале 990-1600м.

Высокие коллекторские свойства песчаных пород (пористость 25 - 30 %, проницаемость не менее 500 фм²) обеспечивают высокую приемистость скважин, составляющую при опытных нагнетаниях технической воды от 600 до 2400 м³/сут при устьевых давлениях 0,2 - 0,6 МПа.

Большой опыт эксплуатации полигонов закачки (захоронения) стоков имеется на территории деятельности ЯНАО Тюменской области: на Уренгойском и Вынгапуровском нефтегазоконденсатных месторождениях (НГКМ). На Уренгойском НГКМ (Уренгойская, Ен-Яхинская и Северо-Уренгойская площади) закачка осуществляется с 1979г. и ведется на пятнадцати УКПГ, управлении транспортировки нефтепродуктов и ингибиторов (УТНиИ), управлении по подготовке конденсата к транспорту (УКПТ) и двух центральных пунктах сбора нефти (ЦПС-1 и 2). Фактически это единый объект – Уренгойский специализированный полигон по закачке промстоков, являющийся самым крупным полигоном в газовой отрасли и состоящий из 19 участков.

Разрешение на эксплуатацию объектов закачки промстоков выдаются в том случае, если представлены прогнозные расчеты, подтверждающие безопасность закачки и гарантирующие определенные времена локализации стоков в пределах выбранных участков горизонтов подземных вод. Выполнение таких прогнозов базируется на моделирование процессов, протекающих в период закачки и в последующее время, в течение которого оценивается потенциальная опасность закачиваемых стоков для человека и окружающей среды.

В административном отношении Пеляткинское месторождение находится на территории Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района Красноярского края в 250 км к западу от г. Норильск. Недропользователем является ОАО «Таймыргаз», которое владеет лицензией ДУД 00093 НЭ сроком до 31.12.2019 г.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются - Мессояхское газовое, Южно-Соленинское и Северо-Соленинское газоконденсатные (рис.16.1).

Пеляткинское газоконденсатное месторождение открыто в 1969г. по результатам испытания поисковой скважины № 2 в интервале залегания суходудинской свиты.

По результатам геологоразведочных работ на Пеляткинском месторождении промышленные запасы газа и конденсата установлены в меловых отложениях: в пластах СД-IV, СД-VI, СД-VIII, СД-IXa суходудинской свиты и пласте МХ-III малохетской свиты.

Действующий проектный документ - «Технологическая схема разработки Пеляткинского газоконденсатного месторождения», 2008г. При проектировании разработки месторождения были выделены 4 основных объекта разработки: СД-IV, СД-VI, СД-VIII и СД-IXa.

В процессе добычи природного газа попутно извлекаются минерализованные пластовые воды. В связи с тем, что на Пеляткинском месторождении отсутствует система ППД, вопрос утилизации (захоронения) вод стоит весьма актуально.

На Пеляткинском газоконденсатном месторождении (ГКМ) поглощающий горизонт надежно изолирован от межмерзлотных, надмерзлотных водоносных горизонтов и открытых водоемов сеноманской газовой залежью, развитым над ней региональным глинистым экраном, толщиной ММП мощностью 420м. Закачка (захоронение) промысловых вод стоков в недра производится в специальные поглощающие скважины. Использование зоны депрессионной воронки газовых месторождений для закачки стоков позволяет закачивать значительные объемы стоков, не опасаясь роста пластового давления.

В настоящее время на Пеляткинском месторождении полигон захоронения промысловых вод не действует. На проектном полигоне пробурено 4 скважины (рис.3). Поглощающая скважина № 2П запроектирована рабочей, № 1П – резервной и 2 скважины - в качестве наблюдательных. Запланированной системой режимных наблюдений (мониторинга) скважина № 1НГ пробурена в качестве наблюдательной на долганский водоносный горизонт (нижний гидрогеологический этаж), скважина № 2НВ - на верхний гидрогеологический этаж, для которого характерна гидродинамическая связь между горизонтами четвертичного и турон-маастрихтского возрастов. В рассматриваемом районе связь между этажами отсутствует.

Отложения меловой системы представлены двумя отделами: нижним и верхним. По структурно-фациальному районированию Пеляткинское месторождение относится:

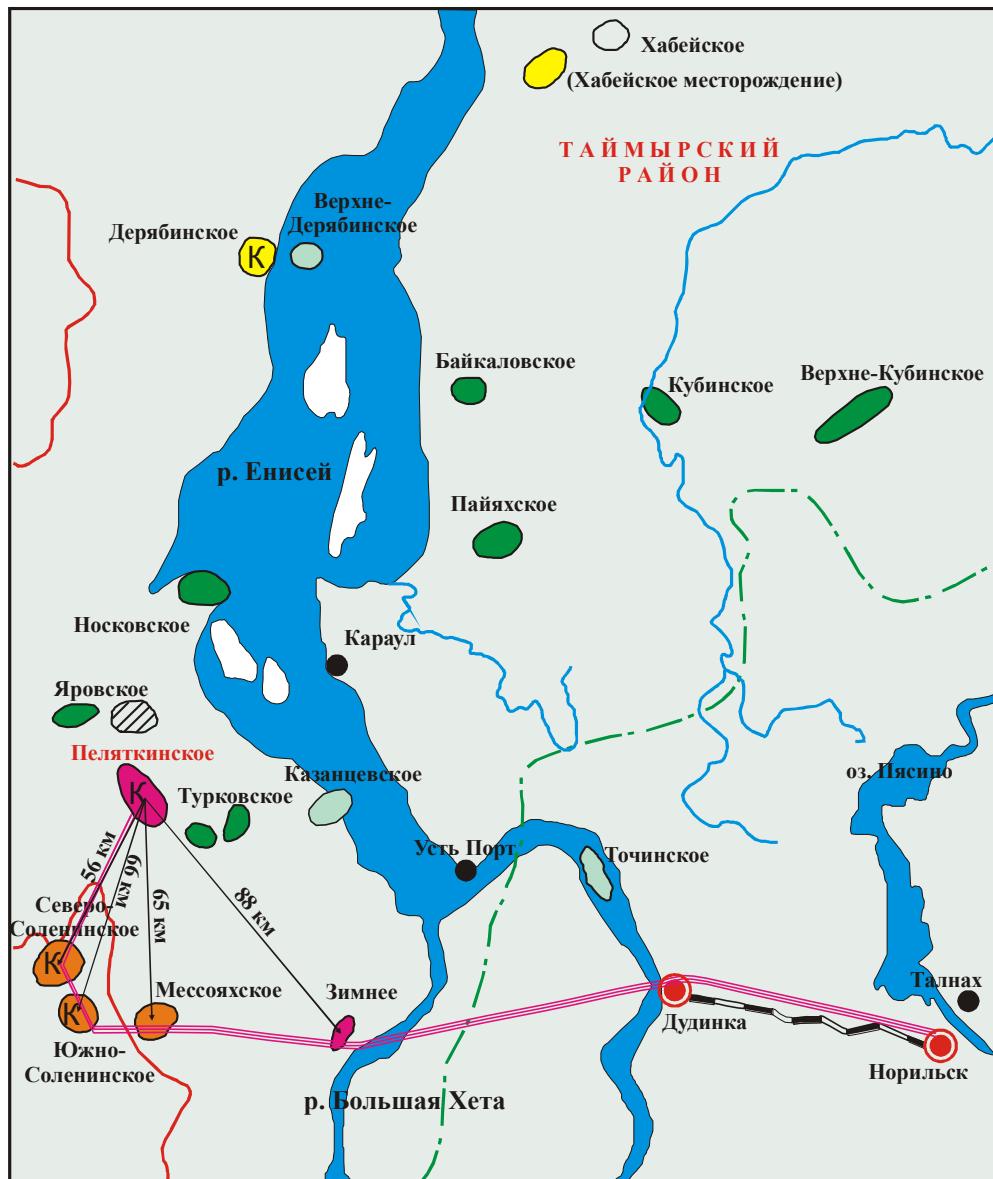
- для берриас-аптских отложений - к Малохетскому подрайону Енисей-Хатангского района, в разрезе которого выделяются верхи яновстанской, нижнехетская, суходудинская и малохетская свиты;

- для апт-альб-сеноманских отложений - к Усть-Енисейскому району, в разрезе которого выделяются яковлевская, долганская и дорожковская (нижняя часть) свиты (рис.2);

- для верхнемеловых отложений - к Усть-Енисейскому району, в разрезе которого выделяются дорожковская (верхняя часть), насоновская, салпадинская и танамская свиты.

По региональному гидрогеологическому районированию Пеляткинское месторождение приурочено к северо-восточной части Западно-Сибирского артезианского мегабассейна, характерной особенностью которой является полное или частичное отсутствие палеогеновых отложений. В разрезе артезианского мегабассейна выделяется два гидрогеологических этажа – верхний и нижний. Верхний гидрогеологический этаж включает в себя два водоносных комплекса: четвертичный (первый) и турон-маастрихтский (второй), нижний этаж - апт-альб-сеноманский (третий), неокомский (четвертый), и юрский (пятый) (рис.16.2).

По схеме общего геокриологического районирования Западно-Сибирской плиты район работ относится к северной мерзлотной зоне. Пеляткинское месторождение приурочено к Таз-Хетско-Енисейской геокриологической области Харасавэй-Новоуренгойской подзоны [4], для которой характерно сплошное



Условные обозначения:

- | | | | |
|--------------------------|---|----------------------|--|
| [Yellow circle with 'K'] | - газоконденсатные, находящиеся в разведке | [Light green circle] | - находящиеся в глубоком бурении |
| [Pink circle with 'K'] | - разведанные | [Hatched circle] | - зоны возможного нахождения неструктурных залежей |
| [Orange circle with 'K'] | - находящиеся в разработке | [Green dashed line] | - границы районов |
| [Green circle] | - подготовленные к глубокому бурению | [Red wavy line] | - граница Тюменской области и Красноярского края |
| [Arrow with '56'] | - расстояние от Пеляттинского до соседних месторождений, км | [Pink wavy line] | - газопровод Мессоях-Норильск |

Рис. 16.1. Обзорная схема

распространение многолетнемерзлых пород (ММП) сливающегося типа и формированием мощных современных сингенетических горизонтов. Сквозные талики здесь возможны только под крупными и глубокими реками и озерами, несквозные – существуют под озерами глубиной свыше 2.0м и под руслами рек.

Мощность монолитных по строению толщ ММП составляет 350-450м. Их среднегодовая температура, как правило, составляет $-7\div8^{\circ}\text{C}$, за исключением участков с повышенной мощностью снежного покрова, где температура может повышаться до $-3\div4^{\circ}\text{C}$.

Как было уже сказано, в процессе добычи природного газа попутно извлекаются минерализованные пластовые воды. Разработка газоконденсатных объектов осуществляется на естественном режиме, т.е. без системы ППД.

Сточные воды предприятий газовой промышленности (промышленные стоки) - это жидкие отходы, образующиеся в процессе производственной деятельности и хозяйствственно-бытового функционирования предприятий.

Они представляют собой воду с примесью (иногда довольно значительной по объему) растворенных и нерастворенных (взвешенных) жидким, твердым и газообразным веществ. По условиям образования сточные воды подразделяются на: хозяйствственно-бытовые; ливневые (дождевые) стоки; производственные; попутные (подтоварные) воды и строительные рассолы.

В процессе технологической подготовки газа к транспорту на промыслах Пелятинского месторождения формируются промышленные стоки, содержащие пластовые воды и технологические сбросы. Пластовые воды загрязнены метанолом, нефтепродуктами и содержат твердовзвешенные вещества (ТВВ). Кубовый остаток содержит до 500 мг/л метанола. Содержание метанола в добываемых водах обусловлено тем, что при разработке газоконденсатных объектов метанол используется в качестве ингибитора гидратообразования.

Водо-метанольная жидкость после отделения от газа на сепараторах, поступает на установку регенерации метилового спирта. Кубовый остаток накапливается в 2-х стальных резервуарах объемами 400 и 100 м³. По мере накопления промышленных вод в резервуаре их необходимо сбрасывать. По действующей «Технологической схеме разработки» прогнозируется увеличение объемов промышленных вод до 47,7 тыс.м³ в год.

Для сброса промышленных вод в гидрологическую сеть (р. Савцилово) необходима подготовка вод, удовлетворяющая требованиям ГОСТ. Сбрасываемая вода в поверхностный источник не должна наносить вред рыбному, животноводческому и лесному хозяйству. Промышленные воды Пелятинского месторождения соленые, и после их очистки имеются остаточные содержания метанола, нефтепродуктов и ТВВ. После подготовки воды для сброса в ее составе остается до 4,1 мг/л метанола. Существует реальная угроза загрязнения поверхностных вод.

Воды верхнего гидрогеологического этажа (четвертичный и верхнесеноман – маастрихтский комплексы) гидравлически связаны с поверхностными водами, следовательно, также не могут являться объектом сброса.

Воды нижнего гидрогеологического этажа - апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса, включают два горизонта – долганский и яковлевский. Комплекс является мощной гидродинамической системой.

Коллектора комплекса характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами: средние значения пористости - 26÷35%, проницаемости 400÷600 фм².

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс надежно изолирован сверху глинами дорожковской свиты мощностью до 60м, снизу подстилается очень плотными глинами малохетской свиты, мощность которых составляет 10-20 м.

При выборе долганской свиты в качестве объекта захоронения промышленных вод учтены следующие положительные факторы:

- является самым верхним гидрогеологическим комплексом в разрезе нижнего гидрогеологического этажа, следовательно, имеет небольшие глубины залегания (750-1250м) в сравнении с нижележащими водоносными горизонтами и является с точки зрения энергоэффективности разработки месторождений наиболее оптимальным объектом;

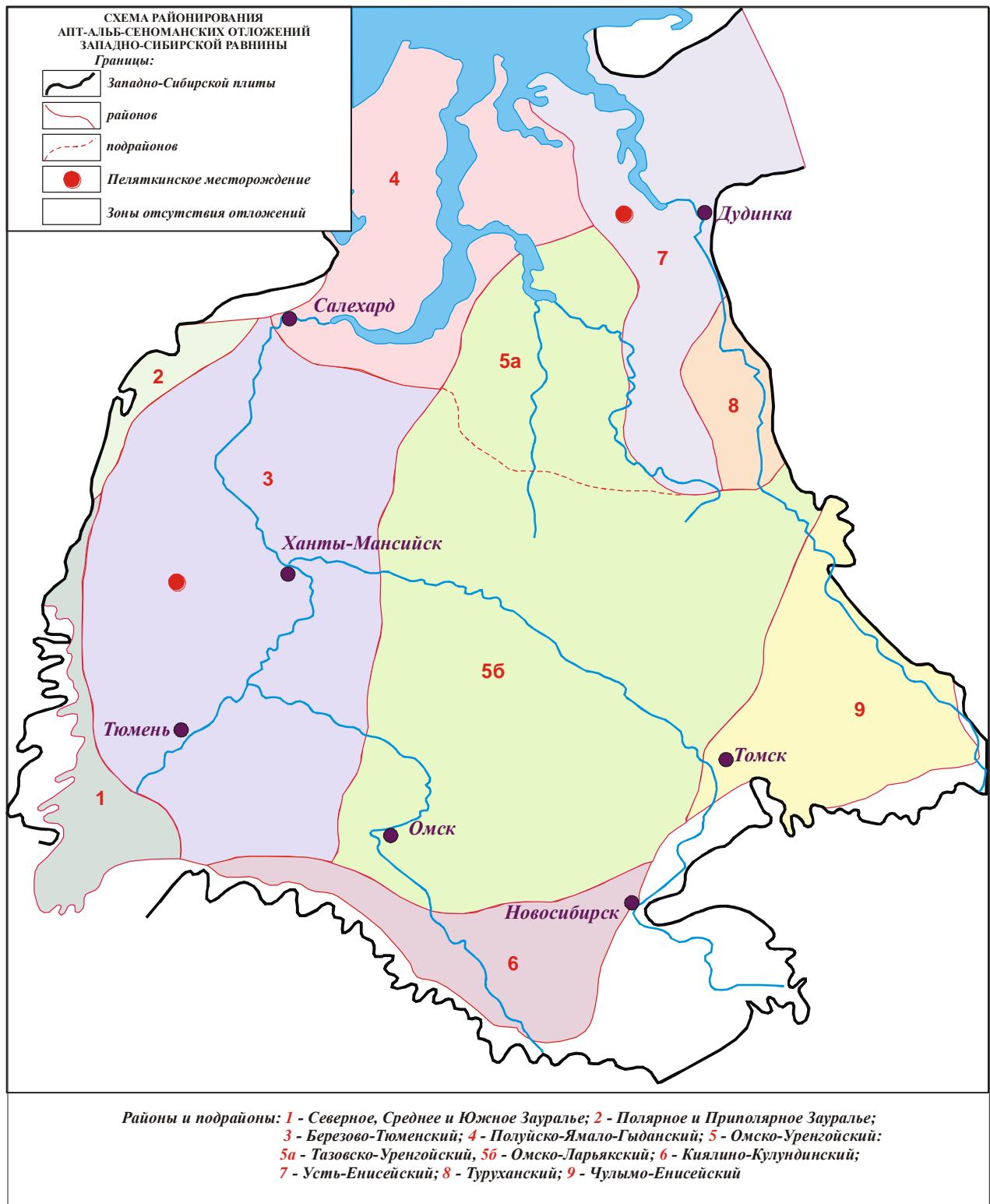


Рис. 16.2. Схема районирования апт-альб-сеноманских отложений Западно-Сибирской равнины (выкопировка из региональной стратиграфической схемы мезозоя Западно-Сибирской плиты)

2. характеризуется большими водоносными толщиныами (600-700 м);
3. высокие коллекторские свойства (средняя пористость 31%, проницаемость 542 фм²)
4. водоносный комплекс изолирован сверху глинами дорожковской свиты мощностью до 60 м, снизу глинами яковлевской свиты – до 86 м;
5. воды минерализованными (хлоридно-натриевого состава с минерализацией вод в пределах 11-18 г/л), непригодными для хозяйственно-питьевого водопотребления, извлечения полезных компонентов и бальнеологических целей.

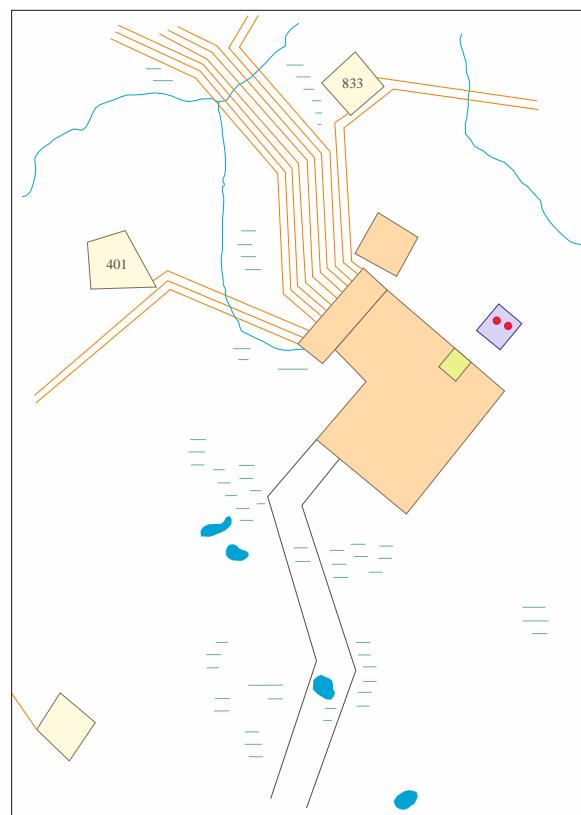


Рис. 16.3. Схема расположения полигона

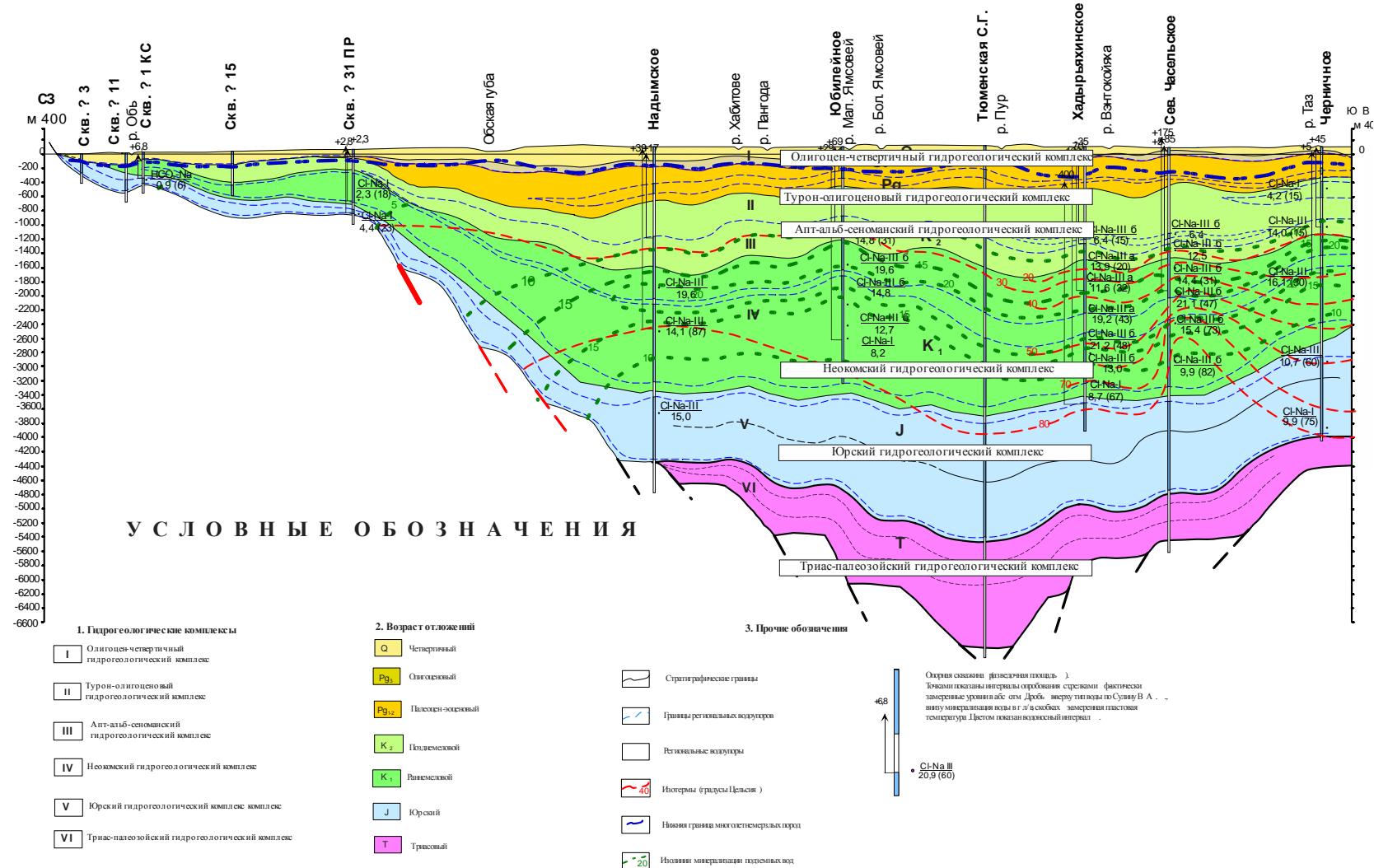


Рис.3.1. Схематический региональный гидрогеологический разрез

Рис. 16.4. Схематический региональный гидрогеологический разрез (по материалам Бешенцева В.А.)

Вышеописанная геолого-гидрогеологическая модель долганского горизонта позволяет выполнить расчет репрессий и изменения пластового давления с применением гидродинамической модели по следующей расчетной схеме:

- пласт напорный, однородный и бесконечный в плане;
- схема размещения нагнетательных скважин – одиночная скважина;
- степень и способ вскрытия пласта – несовершенные;
- поглощающая скважина находится в условиях неустановившейся фильтрации.

В табл.16.3. для расчетов приведены исходные геолого-гидродинамические параметры долганского горизонта.

Величины гидродинамических параметров (коэффициенты фильтрации, водопроводимости и пьезопроводности) определяются по формулам:

$$K_{\phi} = K_{np} \cdot \frac{\gamma \cdot g}{\mu}, \quad (1)$$

$$KM = K_{\phi} \cdot M_{\text{эфф}} \quad (2)$$

$$a = \frac{K_{\phi}}{\beta} \quad (3)$$

где: K_{ϕ} – коэффициент фильтрации, м/сут;
 K_{np} – коэффициент проницаемости, фм²;
 KM - коэффициент водопроводимости, м²/сут,
 $M_{\text{эфф}}$ – эффективная мощность, м;
 a – коэффициент пьезопроводности, м²/сут;
 γ – плотность воды, кг/м³;
 g - ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;
 μ – вязкость воды, сПз=10⁻³ Па·с;
 β – коэффициент упругоемкости, 1/м.

Расчет полей репрессии

Повышение давления (уровня жидкости) на стенке поглощающей скважины зависит от схемы их расположения и параметров пласта. Исходя из принятой геолого-гидродинамической модели, расчет повышения уровня подземных вод выполнен по уравнению [5, 6, 7, 8, 9]:

$$P_{\text{пол}} = P_0 + \Delta P_{\text{п}} + \xi, \quad (4)$$

где:

$P_{\text{пол}}$ – повышение давления в работающей скважине с учетом всех факторов, влияющих на изменение давления в ней, м;

P_0 – повышение давления в скважине за счет ее работы, м;

$\Delta P_{\text{п}}$ – изменение давления в работающей скважине за счет работы соседнего полигона, м;

ξ – скачок давления в скважине за счет ее несовершенства, м.

Повышение уровня воды в скважине за счет ее работы рассчитано из уравнения:

$$P_0 = \frac{Q}{4\pi KM} \cdot E_i \left(-\frac{r_0^2}{4at} \right), \quad (5)$$

где:

Q – закачка в скважину, м³/сут;

t – расчетное время, сут;

r_0 – радиус скважины, м;

E_i – интегральная функция, которая аппроксимируется функцией, приведенной в [14].

$$E_i(-x) = \begin{cases} \frac{e^{-x}}{x} \frac{x^2 + 2,335x + 0,251}{x^2 + 3,331x + 1,682}, & x \geq 1; \\ 0,001 * (x^5 - 10x^4 + 55x^3 - 250x^2 + 1000x - 577) - \ln(x), & x < 1; \\ \ln(1,781x), & x < 0,1. \end{cases} \quad (6)$$

Дополнительные срезки давления за счет несовершенства скважин рассчитаны по формуле:

$$\zeta = \Delta S_{mp} + C_2 \quad (7)$$

Срезка за счет движения по трубам (формула Вейсбаха-Дарси):

$$\Delta S_{mp} = \frac{\lambda \cdot L}{d} \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (8)$$

где:

L – длина НКТ, м;

g – ускорение свободного падения, 9,8 м/с²;

v – скорость течения жидкости в трубе, м/с;

d – внутренний диаметр трубы, м;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления, рассчитанный по формуле

А.Д Альтшуля для сильношероховатых труб:

$$\lambda = 0,11 \cdot (K_1/d)^{0,25}, \quad (9)$$

K_1 – абсолютная шероховатость трубы, принятая равной 0,00035м;

Величина, учитывающая гидравлическое сопротивление в фильтре:

$$C_2 = \frac{425}{(l + 1,5) \cdot n \cdot d1} - 0,6 \quad (10)$$

где:

l – длина пулевых каналов (отверстий), см;

$d1$ – диаметр пуль, см;

n – число пулевых каналов на 1 м.

Расчеты максимальной репрессии выполняются на максимальный срок эксплуатации полигона, принятый равным 20 годам.

Оценка давлений нагнетания на устье поглощающих скважин

Для обеспечения заданной приемистости необходимо подавать промышленные стоки на забой скважины под определенным давлением. На выкиде насосов, с помощью которых будет производиться закачка, давление определяется уравнением:

$$P_h = \Delta P_c + \Delta P_i + \Delta P_r + P_{nc} \quad (11)$$

где:

P_h – давление на выкиде насоса, МПа;

ΔP_c – создаваемая репрессия при заданной закачке, МПа;

ΔP_i – дополнительная репрессия за счёт влияния другой скважине, МПа;

ΔP_r – гидравлические потери по пути движения жидкости от насосной станции до забоя поглощающей скважины, МПа;

P_{nc} – давление столба закачиваемого раствора в скважине, МПа.

Ожидаемое значение репрессии вычисляется по формуле:

$$\Delta P_c = \frac{1}{\alpha_0} \ln \left(\frac{\alpha_0}{K} Q + 1 \right), \quad (12)$$

где:

α_0 – эмпирический коэффициент, характеризующий влияние репрессии на проницаемость пласта ($\alpha_0 = 0,163$ 1/МПа).

Q – расход закачиваемого раствора (м³/сут);

$K = \frac{K_0}{\zeta}$ – коэффициент приёмистости скважины;

$$K_0 = \frac{543\varepsilon}{\ln \frac{r_k}{r_{cnp}}}, \quad (13)$$

$$\zeta = 7,13 - 1,7 * \ln(k); \quad (14)$$

ε – гидропроводность горизонта, $\text{м}^2 \cdot \text{м}/(\text{мPa} \cdot \text{с})$.

r_k – условный радиус влияния скважины, м;

$$r_k = 1,5\sqrt{a\tau},$$

τ – время закачки, сут;

r_{cnp} – приведённый радиус скважины, м:

$$r_{cnp} = r_c e^{-C},$$

где r_c – радиус скважины по долоту, м;

$C = 10,865 * \exp(-0,157 * n)$ – коэффициент несовершенства скважины.

Гидравлические потери давления в НКТ вычисляются по формуле:

$$\Delta P_r = a_r \cdot h \cdot Q^2, \quad (15)$$

где:

a_r – коэффициент гидравлических потерь давления в НКТ ($a_r = 2,01 * d^{-5,377} * 10^{-15}$);

h – глубина до середины интервала перфорации, м;

Давление столба закачиваемого раствора будет описываться выражением:

$$P_{ne} = g\rho_n h_n + 0,1 \quad (16)$$

где: ρ_n – плотность промстоков, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Для дополнительной репрессии за счёт влияния другой скважины (полигона), справедливо следующее выражение:

$$\Delta P_i = \frac{Q_i}{543} \ln \frac{r_k}{r_i}, \quad (17)$$

где:

Q_i – расход жидкости, закачиваемой в воздействующую i -ю скважину, $\text{м}^3/\text{сут}$;

r_i – расстояние между воздействующей и данной скважиной, м.

Расчет зоны загрязнения подземных вод

В процессе закачки попутно-добыываемых вод происходит загрязнение призабойной зоны поглощающих скважин. Необходимой мерой для охраны подземных вод верхних питьевых водоносных горизонтов является создание санитарно-защитной зоны (СЗЗ) вокруг сооружений по подземному захоронению промышленных сточных вод. Для определения зоны распространения закачиваемых вод по горизонту были выполнены расчеты. Для расчета зоны загрязнения подземных вод приняты следующие условия:

- пласт идеально однородный;
- продвижение закачиваемых вод по всей мощности поглощающего горизонта – равномерное.

Исходя из поставленных условий, расчетная формула зоны загрязнения имеет вид:

$$R_{загр} = k * \sqrt{\frac{Q \cdot t}{\pi \cdot m \cdot n}} \quad (17)$$

где: Q – производительность скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$;

t – срок закачки, сут.;

m – эффективная мощность комплекса, м;

n – активная пористость, доли единиц;

$k = 1.5 \div 3.0$ коэффициент запаса (вводится с целью учета вертикальной неоднородности фильтрационных свойств коллектора по разрезу).

По результатам выполненных расчётов радиус зоны загрязнения составит 112 м с учетом коэффициента запаса $k=1,5$ [10, 14], или 223 м - с коэффициентом запаса $k=3,0$. Следовательно, по прогнозным расчетам радиус зоны загрязнения промысловыми водами не превысит 223 м при коэффициенте инженерного запаса 3,0.

Для настройки и определения параметров модели фильтрации обязательно проведение опытно-фильтрационных работ (ОФР). На территории проектируемого полигона утилизации промысловых вод в поглощающей скважине 2П выполнены следующие опытно-фильтрационные работы:

- на неустановившемся режиме фильтрации методом снятия кривой восстановления давления,
- методом установившихся закачек.

При обосновании возможности закачки промысловых вод прежде всего решается задача оценки приемистости поглощающих скважин для определения возможного расхода закачиваемых стоков, величина которая обуславливается главным образом проводимостью водоносного пласта и особенностями формирования проницаемости прискважинной зоны.

Оценка распространения закачиваемых стоков в эксплуатируемом водоносном пласте (коллекторе), так и через разделяющий пласт-покрышку требует обстоятельного учета гидрогеодинамических особенностей строения водоносной системы.

По результатам КВД, выполненного в августе 2009 г. на скв. 2П, дебит жидкости составил $152,2 \text{ м}^3/\text{сут}$, депрессия 0,7 атм, коэффициент приемистости равняется $217,1 \text{ м}^3/\text{сут*атм}$, КМ – $132,5 \text{ м}^2/\text{сут}$. (рис. 16.5).

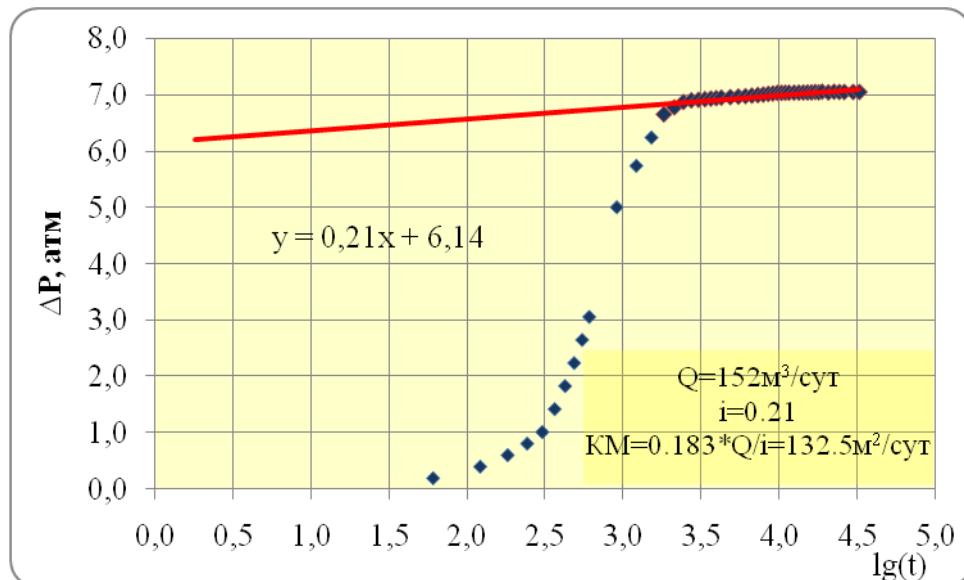


Рис. 16.5. График восстановления пластового давления в скважине 2П

В августа 2010 г. по этой же скважине (№2П) проведены ОФР методом установившихся закачек на долганский горизонт. Объемы закачки в скважину изменились от $328,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ при репрессии 5 атм до $993,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ при 20 атм. (табл. 16.1, рис. 16.6).

Табл. 16.1. Результаты метода установившихся закачек на долганской свите по скв. 2П

Режим	Приемистость, м ³ /сут	Рзаб, кгс/см ²	ΔР, кгс/см ²	Pтр, кгс/см ²
1	328,3	107,5	5,0	5,0
2	544,3	110,9	8,4	8,4
3	786,2	116,5	14,0	14,0
4	993,6	122,5	20,0	20,0
5	786,2	117,5	15,0	15,0
6	518,4	112,0	9,5	9,5

По результатам интерпретации получено следующее значение коэффициента приемистости – 53,44 м³/сут·атм. В таблице 16.4 приведен расчет - настройка модели для скважины с приемистостью 518 м³/сут. Данный расчет воспроизводит результаты метода установившихся закачек при депрессии 9,5 атм (режим 6) и позволяет определить фильтрационные параметры: коэффициент водопроводимости составил 125,9 м²/сут, коэффициент пьезопроводности – 7,1·10⁵ м²/сут.

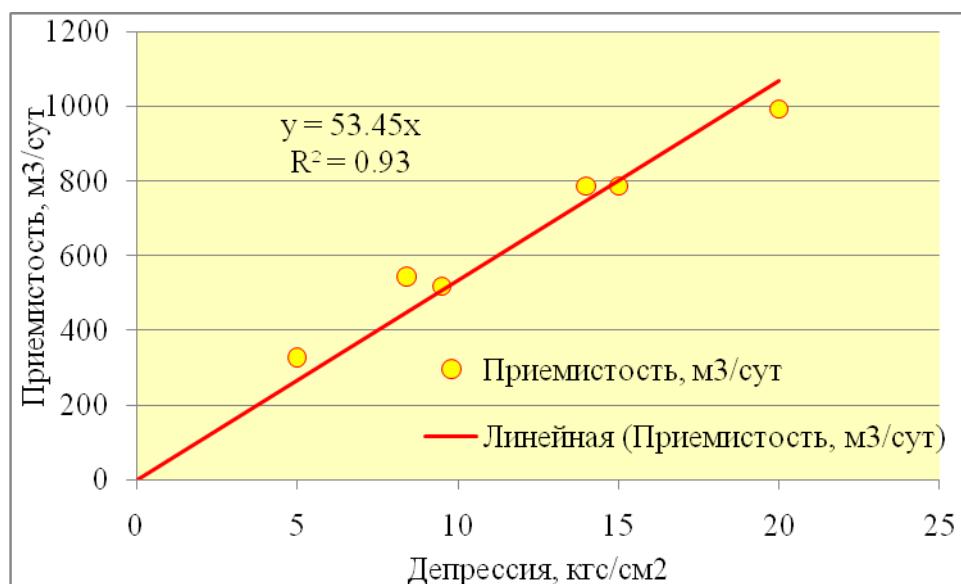


Рис. 16.6. Результаты интерпретации метода установившихся закачек на долганской свите по скважине 2П

Сопоставление параметров приведено в табл. 16.2. По результатам КВД и ИК получены близкие результаты. В качестве расчетных приняты следующие значения параметров: водопроводимость по данным ОФР – 125,9 м²/сут, коэффициент пьезопроводности - 7,1·10⁵ м²/сут.

Табл. 16.2. Сопоставление параметров

Параметр	По результатам ГИС	По результатам КВД	По результатам ИК	Принятое к расчету
Коэффициент фильтрации, м/сут	0,90	0,883	0,61	0,61
Коэффициент водопроводимости, м ² /сут	323,9	132,5	125,9	125,9
Коэффициент пьезопроводности, м ² /сут	5,6·10 ⁵	10,3·10 ⁵	7,1·10 ⁵	7,1·10 ⁵

Прогноз повышения пластового давления на устье поглощающей скважины выполнен расчетным путем. Исходные данные следующие:

- Заявленная закачка - 131 м³/сут;
- Водопроводимость (КМ) – 125,9 м²/сут;

- Пьезопроводность (α) - $7,1 \cdot 10^5 \text{ м}^2/\text{сут}$;
- Коэффициент приемистости поглощающей скважины 2П: $53,4 \text{ м}^3/\text{сут}\cdot\text{атм}$;
- Максимальное устьевое давление - 90,0 атм.

Общий объем закачанных промстоков за 25 лет составит 560 тыс. м^3 , максимальный годовой объем закачки - 47,7 тыс. $\text{м}^3/\text{год}$ (среднесуточная закачка 131 $\text{м}^3/\text{сут}$). Проведены расчеты репрессий и снижение уровней в скв. 2П. В таблице 16.4 сведены результаты расчетов. При этом получена репрессия – 0,254 МПа (2,54 атм), давление нагнетания устьевое – 0,20 МПа (2,0 атм).

Построена схематичная карта превышения давления по долганскому горизонту Пеляткинского месторождения (рис.6). Максимальное величина превышения пластового давления составит 0,31 атм на конечный период закачки (20 лет).

По результатам выполненных расчетов прогнозное повышение давления на 20 лет эксплуатации составит: $\Delta P = 1,07 \text{ атм}$, $P_{пл} \text{ скв. } 2П = 10,7 \text{ атм}$, $P_u = 2,45 \text{ атм}$ (что много меньше максимального 90 атм), радиус зоны загрязнения - 223 м.

Т.о., создаваемый полигон утилизации на Пеляткинском месторождении позволит решить проблему обезвреживания и изоляции промысловых стоков на промысле, расположенного в суровых арктических условиях, что положительно скажется на увеличении добычи газа.

Табл. 16.3. Исходные данные для расчетов

	Пласт		Пеляткинское, Долган, ИД	Пеляткинское, Долган, расчет
k	Проницаемость пласта	мкм^2	0,837	0,837
m	Пористость	д. ед	0,310	0,310
$H_{эфф}$	Эффективная толщина горизонта	м	150	150
$T_{пл}$	Температура пласта	град.С	15	15
μ	Вязкость воды в пластовых усл.	$\text{мПа}\cdot\text{с}$	1,177	1,177
M	Минерализация	г/л	15	15
ρ	Плотность воды	$\text{кг}/\text{м}^3$	1011,1	1011,1
Q	Расход воды	$\text{м}^3/\text{сут}$	518	131
τ	Продолжительность закачки	сут	9125	9125
h_n	Глубина до середины интервала перфорации	м	1025	1025
$h_{НКТ}$	Глубина спуска НКТ	м	900	900
P_n	Пластовое давление начальное	МПа	10,1	10,1
a_0	Коэффи. влияния репрессии на проницаемость пласта	МПа^{-1}	0,163	0,163
C	Коэффи. несовершенства скважины (общий)	-	1,65	1,65
r_c	Радиус скважины по долоту	м	0,122	0,122
K_1	Абсолютная шероховатость труб	м	0,00035	0,00035
$d_{вн}$	Внутренний диаметр трубы	м	0,062	0,062
a_r	Коэффи. гидравлических потерь давления НКТ	-	6.26E-09	6.26E-09
λ	Гидравлическое сопротивление движению жидкости по трубам	б/р	0,0302	0,0302
k	Коэффи. упругоёмкости	1/м	8.58E-07	8.58E-07
K_f	Коэффициент фильтрации	м/сут	0,610	0,610
K_M	Водопроводимость	$\text{м}^2/\text{сут}$	125,9	125,4
χ	Коэффи. пьезопроводности горизонта	$\text{м}^2/\text{сут}$	7.10E+05	7.10E+05

Табл. 16.4. Расчет давления нагнетания

	Пласт		Пеляткинское, Долган, ИД	Пеляткинское, Долган
	№ скважины		2П	2П
$r_{c,pr}$	Радиус скважины приведённый	м	0,0234	0,0234
r_k	Условный радиус влияния скв. начальный, м	м	1264,4	1264,4
r_k	Условный радиус влияния скв. конечный, м	м	120777,6	120777,6
ϵ	Гидропроводность горизонта, kh/μ_b	$m^2 \cdot m/(MPa \cdot c)$	106,6	106,6
ξ	Коэффиц. загрязнения призабойной зоны	-	7,4	7,4
K	Коэффиц. приёмистости скв.	$m^3/(сут \cdot MPa)$	504,3	504,3
ΔP_c	Репрессия на пласт	МПа	0,950	0,254
ΔP_i	Дополнительная репрессия за счёт влияния другой скважины или соседнего полигона	МПа	0,006	0,001
ΔP_g	Гидравлические потери давления в НКТ	МПа	1,72	0,11
P_{nc}	Давление столба промстоков в скв.	МПа	10,27	10,27
P_h	Давление нагнетания устьевое	МПа	2,51	0,20

Список литературы

1. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П., Лукьянчикова Л.Г. Подземные захоронения промышленных сточных вод. – М.: Недра, 1994, - 282с.
2. Костин П.П. Некоторые особенности гидрогеологических процессов при подземном захоронении промстоков. //Известия вузов. Геология и разведка, N11, 1989 , с.94-97.
3. Шестаков В.М. Основы гидрогеологических расчетов при фильтрации из хранилищ промстоков. - М: ВОДГЕО, 1961, 100с.
4. Геокриология СССР. Западная Сибирь. Под ред. Ершова Э. Д. М., Недра, 1989, 454с.
5. Щелкачев В.М. Динамика подземных вод. М, МГУ, 1973, 327 с
6. Биндеман Н.Н, Язвин Л.С.. Оценка эксплуатационных запасов подземных вод. Методическое руководство. М, Недра, 1970, 215 с.
7. Бочевер Ф.М. Основы гидрогеологических расчетов. М, Недра, 1969, 366 с.
8. Плотников Н.И. Эксплуатационная разведка подземных вод. М, Недра, 1979, 272 с.
9. Справочное руководство гидрогеолога. Том I. Под редакцией В.М. Максимова. Л, Недра, 1979, 512 с.
10. СТО Газпром 18-2005 «Гидрогеологический контроль на специализированных полигонах размещения жидких отходов производства в газовой отрасли». ОАО «Газпром», М, 2005, 64 с.
11. Шестаков В.М. Моделирование контаминационных процессов. Часть 2-я курса лекций "Физико-химическая гидрогеодинамика", сайт Геологического факультета МГУ. <http://geo.web.ru/db/msg.html?mid=1178553>.
12. Шестаков В.М. Гидрогеодинамика, Учебник. 3-е изд. М., Изд-во МГУ, 1995, 368с.
13. Бешенцева О.Г., Ильченко В.П., Матусевич В.М. Мировой и отечественный опыт подземного захоронения сточных вод // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2000. № 2. С. 4-9.
14. Методические рекомендации по обоснованию выбора поглощающих горизонтов и проектированию закачки промстоков на газовых предприятиях Западной Сибири. (РД 00158758-162-94), 99с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Модели и алгоритмы одномерного моделирования при настройке истории добычи нефти и жидкости

В данной работе авторами рассматриваются одномерные гидродинамические модели, даётся краткое теоретическое обоснование и рассматривается возможность их применения при проектировании разработки нефтяных и газовых месторождений, приводятся практические расчёты на примере месторождений Западной Сибири. Результаты моделирования рекомендуется использовать при решении многомерных задач.

В настоящее время многомерное моделирование получило широкое развитие. При этом упускается из вида, что практически все параметры, используемые в модели, должны быть определены заранее: либо на основе экспериментов, либо на основе более простых моделей, физических или математических. Поэтому одномерное моделирование не потеряло актуальности и продолжает развиваться.

Количество методик одномерного моделирования достаточно велико. При этом, несмотря на их внешнюю простоту, они имеют значительные различия в основе данных, на которые опираются, стадии разработки месторождения и набору геологических и технологических параметров, которые можно рассчитать на их основе.

В работе дана попытка классифицировать нульмерные и одномерные модели разработки нефтяного или газового пласта по перечисленным выше признакам и описать краткую теорию для наиболее применяемых из них. Здесь также будут рассматриваться и эмпирические, основанные только на технологических показателях разработки, и квазидвумерные модели, рассматривающие движение фильтрационных потоков в горизонтальном и вертикальном направлениях.

Обзор моделей процесса разработки пласта

Модель пласта - это система количественных представлений о его геолого-физических свойствах, используемая в расчетах процесса разработки нефтяного или газового месторождения.

При проектировании разработки месторождений основным моментом является прогноз обводнённости и уровней добычи нефти и газа. Месторождения как объекты природы и как объекты разработки обладают весьма разнообразными свойствами. Поэтому их проектирование и моделирование, в том числе одномерное, имеет очень широкий спектр. К числу наиболее известных и чаще используемых в теории и практике разработки нефтяных месторождений моделей пластов относятся следующие:

- модель однородного пласта. В этой модели основные параметры реального пласта (пористость, проницаемость, и эффективная толщина), изменяющиеся от точки к точке, усредняют. Под понятием «однородный» пласт понимается его изотропность, т.е. равенство свойств во всех трех направлениях. Используются для пластов с действительно невысокой неоднородностью.

- модель слоистого пласта. Эта модель представляет пласт состоящим из набора слоев с пористостью m_i и проницаемостью K_i . Геологической основой может служить функция или гистограмма распределения пропластков по проницаемости, а также ГСР.

- модель трещиновато-порового пласта;

- модель упругого пласта.

На основе выбранной модели пласта рассматривается **модель процесса разработки** - система количественных представлений о процессах фильтрации флюидов в пласте и извлечения нефти и газа из недр, основанная на законах сохранения вещества, энергии и уравнениях состояния.

В статье рассмотрены следующие наиболее применимые модели процесса разработки:

эмпирические модели, возникшие как характеристики вытеснения и кривые падения дебита;

- *кривые падения дебита нефти (decline analysis).* [2,3];
- *характеристики вытеснения (decline curver)* [2,3];

нульмерные модели, имеющие в своей основе только существующую историю разработки и осуществляющие на этих данных прогноз технологических показателей.

- *метод материального баланса для нефтяной залежи;*
- *метод падения давления для газовой залежи;*
- одномерные модели**
 - *модель Баклея - Леверетта (МБЛ) непоршневого вытеснения нефти водой в однородном пласте [1];*
 - *модель вертикального равновесия [5,6];*
 - *слоистая модель с поршневым вытеснением нефти водой (I – Стайлса и II-Дикстра – Парсонса - Майера)[4];*
 - *профильная модель с учётом гравитационных сил [7].*
 - *модели Баренблата и Уоррена-Рута для трещиноватого пласта;*
 - *уравнение пьезопроводности для упругого пласта.*

Исходя из модели процесса разработки предлагается **методика (греч.metodos) проектирования** – нормативная упорядоченность действий в конкретной деятельности, ее вербальное (словесное) отражение в форме описания. При этом в методике описывается **алгоритм** – конечный набор правил, позволяющих чисто механически решать любую конкретную задачу из некоторого класса однотипных задач.

Кривые падения дебита нефти

Кривые падения дебита нефти (decline analysis)– это зависимости текущей добычи нефти от времени или в функциональной записи:

$$q_i(t)=F(t) \quad (2.1)$$

Зависимости данного вида могут использоваться на стадии падения добычи нефти рассматриваемого объекта, позволяют определить предполагаемую динамику изменения добычи нефти, используются для анализа и определения эффективности проводимых геолого-технологических мероприятий.

Эффективность ГТМ определяется рядом параметров:

Кратность дебита нефти ;

Дополнительная добыча нефти

Для аппроксимации дебитов наиболее часто используются следующие зависимости:

a) $q_h = a \cdot t + b$	б) $q_h = t/(a \cdot t + b)$	ж) $q_h(t) = q_0(1+a \cdot t)^{-n-1}$ –
в) $q_h = a/t + b$	г) $q_h = a + b \cdot \ln(t)$	универсальный закон
д) $q_h = at^b$	е) $q_h = q_0 \cdot \text{Exp}(b \cdot t)$	Медведского,

где t – время, a , b – константы.

Кривые падения очень чувствительны к технологическим причинам: запланированным или незапланированным остановкам скважин, изменениям режимов работы, состоянию системы поддержания пластового давления и т.д. Фактический график функции $q_h(t)$ представляет собой немонотонную, «пилообразную» кривую. Поэтому, дополнительно предлагается использовать функциональные зависимости, в которых независимой переменной является не только время, но и дебит жидкости, накопленную добычу жидкости . Эти зависимости описаны в работе [2] и имеют вид:

$$q_h = F(t, q_{jk}) \quad (2.2) \quad = F(Q_{jk}, q_{jk}) \quad (2.2')$$

или

$$q_h = \Phi(t) \cdot q_{jk}(t) \quad (2.3) \quad Q_h = \Phi(Q_{jk}) \cdot q_{jk}(f) \quad (2.3')$$

Для увеличения корреляционной зависимости предлагаются обобщенные кривые падения, являющиеся линейной комбинацией вышеуказанных (а-ж), имеющие вид (2.4, 2.5):

$$q_h = \begin{cases} (a/(t+1) + b \cdot \exp(-\alpha \cdot t) + c) \cdot q_{\text{ж}}; \\ a+b+c=f_h^0 \\ c \geq 0 \end{cases} \quad (2.4)$$

или

$$\begin{cases} q_h = (a \cdot t + b \cdot \exp(-\alpha \cdot t) + c \cdot \ln(t+1) + d) \cdot q_{\text{ж}}(t) \\ b+d=f_h^0 \end{cases} \quad (2.5)$$

Кривые падения дебита нефти, зависящие не только от дебита жидкости, но и от накопленной добычи жидкости и приведены ниже.

$$q_h = \frac{b}{Q_{\text{ж}}^2} q_{\text{ж}} \quad (\text{Камбаров}).$$

$$q_h = a \cdot (1 + b \cdot Q_{\text{ж}})^{-n-1} \cdot q_{\text{ж}} \quad (\text{Медведский}).$$

$$q_h = a \cdot \exp(-b \cdot Q_{\text{ж}}) \cdot q_{\text{ж}} \quad (\text{Лысенко}).$$

Аппроксимация фактических показателей разработки зависимостью Лысенко показана на рис. 1.

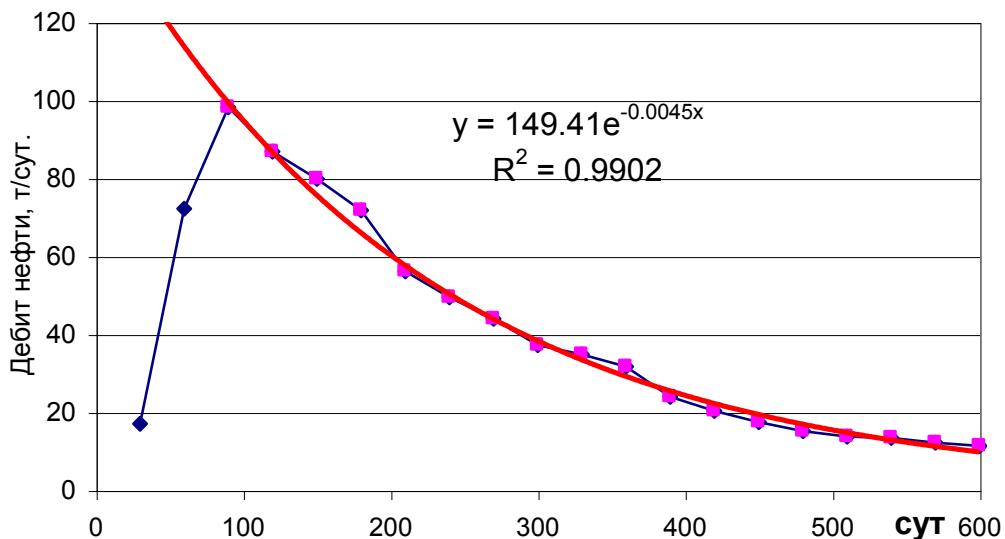


Рис. 1. Фактические данные в сопоставлении с функциональной зависимостью. Участок Муравленковского месторождения

Зависимости данного типа позволяют оценить Q_0 -потенциально-извлекаемые запасы и, следовательно, определяют характеристику вытеснения:

$$Q_h(t) = \int q_h(t) dt \quad (2.6)$$

Использование предложенных зависимостей открывает новые перспективы применения метода кривых падения как для оценки эффективности геологотехнологических мероприятий, так и для решения других задач проектирования разработки месторождений.

Таким образом кривые падения используют минимум информации – динамику дебита нефти, позволяют оценить эффективность ГТМ, и в некоторых случаях - потенциально-извлекаемые запасы.

Характеристики вытеснения

Характеристики вытеснения (decline curve) представляют собой функциональные зависимости между накопленными отборами нефти, воды и жидкости или накопленными отборами и обводненностью продукции [2].

Характеристики вытеснения нефти водой являются одним из основных инструментов расчёта эффективности выработки запасов нефти. Характеристики с достаточной мерой условности надёжны для анализа и прогноза процесса добычи нефти как на определённый период разработки, так и на перспективу, поскольку базируются на фактических данных разработки залежей и интегрально учитывают геолого-физическую характеристику пласта и насыщающих его флюидов, а также особенности эксплуатации скважин, систему и плотность их размещения и т.д. Характеристики вытеснения также широко используются при проведении оценки технологической эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеизвлечения пластов. Характеристика вытеснения по нефтяной залежи отражает историю разработки нефтяной залежи, отчётливо показывая эффективность процесса вытеснения и является очень удобной формой для изучения характера и особенностей обводнения нефтяной залежи [11, 12, 13].

Достоинством метода анализа, прогноза и оценки технологической эффективности, основанного на использовании характеристик вытеснения нефти водой, являются:

- минимум исходной геолого-физической информации для выбора способа прогноза;
- обработка фактического материала эксплуатации залежей, интегральный учёт геолого-физических характеристик и некоторых технологических особенностей разработки;
- извлекаемые запасы нефти определяются по характеристикам вытеснения непосредственно без оценки предварительного значения балансовых запасов и проектного коэффициента извлечения нефти, определение которых в отдельных случаях затруднительно;
- простота применения данного метода прогноза.

Ограничениями являются:

- использование при сложившейся системе заводнения и плотности сетки скважин;
- достижение минимальной обводнённости 30-40%.

Однако необходимо подчеркнуть, что многие из характеристик мало чем отличаются друг от друга, так как в основу их построения заложена основная зависимость $Q_h = F_1(Q_{ж})$ или $Q_h = F_2(f_h)$ с различной модификацией осей абсцисс и ординат. Проведённые многочисленные обобщающие исследования с целью выявления наиболее точных методов до сих пор не дали однозначного ответа. Причины такой неоднозначности могут быть следующими:

а) Для апробации методов использовались объекты с различной геолого-физическими характеристикой и на разных стадиях их разработки.

б) Поскольку “ручная” апробация методов требует графических построений, то результаты применения одного из них на конкретном месторождении могут быть также различны. Устранить эти причины, на наш взгляд, можно только путём использования машинной обработки данных.

с) При сравнении, как правило, используется ограниченное число методов (от 2 до 6) без учёта других существующих характеристик. [3]

Рассмотрим существующие функциональные зависимости. Часть из них получена эмпирическим путём (например, Камбарова Г.С., Назарова С.Н.-Сипачёва Н.В. и др.), зависимость Ревенко В.М. выведена из определённых предположений ($\sigma_{ср}=\alpha\sigma_\phi$), где $\sigma_{ср}$ – средняя насыщенность по пласту, σ – насыщенность на фронте вытеснения.

Основные зависимости приведены в таблице 3.1.

Табл. 1. Характеристики вытеснения и кривые падения дебита нефти

Автор	$Q_h = F_1(Q_{\text{ж}})$	$Q_h = F_2(f_h)$	$q_i(t) = F(Q_{\text{ж}}, q_{\text{ж}})$	$q_i(t) = F(t)$
1) Камбаров Г. С.	$Q_h = Q_0 - \frac{\epsilon}{Q_{\text{ж}}}$	$Q_h = Q_0 - \sqrt{\epsilon} \cdot (1 - f_h)$	$q_h = \frac{b}{Q_{\text{ж}}^2} q_{\text{ж}}$	$q_h = \frac{\beta}{t^2}$
2) Лысенко В. Д.	$Q_h = Q_0 (1 - \exp(-\epsilon Q_{\text{ж}} / Q_0))$	$Q_h = Q_0 \left(1 - \frac{f}{\epsilon}\right)$	$q_h = a \cdot \exp(-b \cdot Q_{\text{ж}}) \cdot q_{\text{ж}}$	$q_h = \alpha \cdot \exp(-\beta \cdot t)$
3) Ревенко В.М.	$Q_h = Q_0 (1 - (1-d)(Q_{\text{ж}} / Q_0)^{-a})$, где $a=d/(1-d)$ d-параметр Долгих М.Е.	$Q_h = Q_0 (1 - (1-d)f_h^{-d})$		
4) Назаров С.Н., Сипачёв Н.В.	$\frac{Q_{\text{ж}} - Q_h}{Q_h} = \frac{Q_{\text{ж}} - Q_0}{Q_0} + \epsilon$; $Q_h = 0.5 \cdot (Q_{\text{ж}} + bQ_0 \pm \sqrt{D})$, $2de \cdots D = (Q_{\text{ж}} + bQ_0)^2 - 4 \cdot Q_{\text{ж}} \cdot Q_0$	$\left(\frac{Q_0 - Q_h}{Q_0}\right)^2 = \frac{(\epsilon - 1)f_h}{1 - f_h}$ где $f_0 = 1/\epsilon$ нач. обводненность		
5) Медведский Р.И.	$Q_h = Q_0 \left\{ 1 - (1-d) \left(1 + \frac{1}{a} \frac{d}{1-d} \frac{Q_{\text{ж}}}{Q_0 d} \right)^{-a} \right\}$	$Q_h = Q_0 (1 - (1-d) f_h^{d1})$	$q_h = a \cdot (1 + b \cdot Q_{\text{ж}})^{-n-1} \cdot q_{\text{ж}}$	$q_h(t) = q_0 * \left(1 + \frac{q_0 t}{n Q_0}\right)^n$
6) Сazonov Б.Ф., Максимов	$Q_h = A + B \ln Q_{\text{ж}}$ (не имеет физического смысла)	$Q_h = A + B \cdot \ln \frac{B}{f}$	$q_h = \frac{B \cdot q_{\text{ж}}}{Q_{\text{ж}}}$	$q_h = \frac{\beta}{t}$
7) Обобщённая Назарова С.Н.- Сипачева Н.В.	$Q_h = Q_0 \frac{\epsilon - 1}{1 - \alpha} \left(1 - \left(1 - \frac{Q_h}{Q_0} \right)^{1-\alpha} \right)$	$\left(\frac{Q_0 - Q_h}{Q_0}\right)^{\alpha} = \frac{(\epsilon - 1)f_h}{1 - f_h}$		

8)Андреев В.А. (зависимость LR)	$Q_h = Q_0 - (Q_0 - Q_{h^*}) \exp\{-L(\frac{Q_{jk}}{Q_{jk}^*} - 1) - R * \ln(\frac{Q_{jk}}{Q_{jk}^*})\}$ При R=0-зависимость Лысенко, при L=0-зав-ть Ревенко	$Q_{jk} - \beta Q_h = \frac{\epsilon - \beta}{1 - \alpha} Q_0 (1 - \left(\frac{Q_0 - Q_h}{Q_0}\right)^{1-\alpha})$		
9)Андреев В.А. (зависимость АВ, обобщение зависимости Назарова-Сипачёва)	$\frac{(Q_0 - Q_{h^*})(Q_{jk} - Q_{h^*})}{(Q_0 - Q_h)} = \alpha(Q_{jk} - Q_{h^*}) + \epsilon(Q_h - Q_{h^*})$	$f = \frac{(Q_h - Q_0)}{A(Q_h - Q_0) + B(Q_{jk} - Q_0)}$		
10)Зависимость МБА ₁	$Q_{jk} - Q_h = Q_0 * [(b-1)/(1-a) * [1 - (1 - Q_h/Q_0)]]^{1-a}$ при $\beta=0$ -обобщ. зав-ть Назарова-Сипачёва; при $\beta=1$ -зав-ть Медведского	$\frac{(\epsilon - \beta)f_h}{(1 - \beta f_h)} = \left(\frac{Q_0 - Q_h}{Q_0}\right)^\alpha$ где $\alpha = 1/d_1, \epsilon = (1-d)^\alpha$		
10)Зависимость МБА ₂	$Q_{jk} = Q_* + a(Q_h - Q_{h^*}) + \epsilon Q_h * \left[\left(\frac{Q_0 - Q_{h^*}}{Q_0 - Q_h}\right)^\epsilon - 1 \right]$	$f = \frac{Q_h - Q_0}{\alpha Q_h + \epsilon Q_{jk} + \epsilon}$		
Кривые падения дебита нефти				$q_h(t) = a t + b,$ $q_h(t) = a/t + b,$ $q_h(t) = a t^b,$ $q_h(t) = t/(a t + b),$ $q_h(t) = a \ln(t) + b,$ $q_h(t) = a \exp(-b t),$ $q_h(t) = a * t + b * t^{-\alpha} + c * \exp(-\beta t) + d * q_{jk}(t)^\gamma$, здесь $\alpha \approx 0.3, \beta \approx 0.005, \gamma \approx 0.75.$

Где Q_n , Q_v , Q_w -накопленная добыча соответственно нефти, воды, жидкости; q_n , q_v -текущие дебиты соответственно нефти и воды; α и β - коэффициенты уравнений, определяемые в результате статистической обработки фактических данных методом наименьших квадратов, f_n , $f=1-f_n$ – доля нефти и обводнённость в потоке.

Следует отметить, что зависимости 1), 2), 3) являются частным случаем зависимости Медведского Р.И.:

при $d=d_1$ получаем зависимость Ревенко В.М.;

при $d=0,5$ – зависимость Камбарова Г.С.;

при $d_1 \rightarrow \infty$ - зависимость Лысенко В.Д.

График теоретической зависимости Медведского Р.И. представлен на рис. 2, обобщённая зависимость Назарова С.Н.-Сипачёва Н.В. приведена на рис. 3.

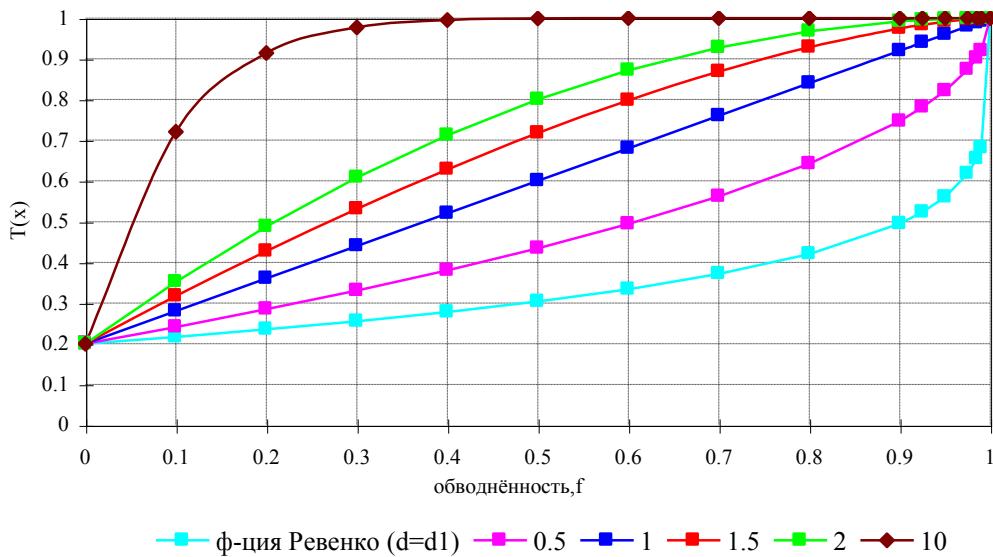


Рис. 2. Графики функций Медведского Р.И.: $y=1-(1-d)f_n^{d1}$, при $d=0.2$

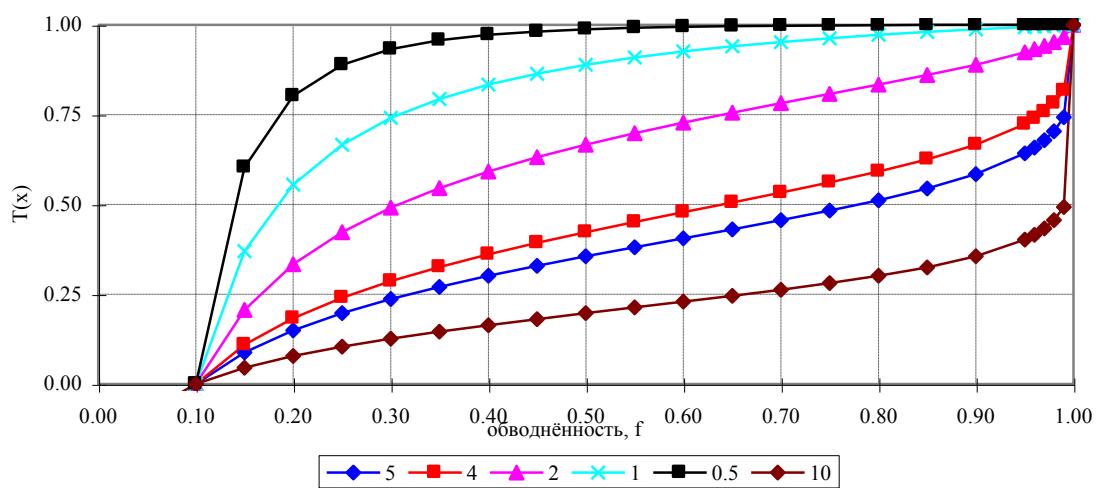


Рис. 3. Графики обобщённых функций Назарова С.Н. – Сипачёва Н.В.: $y=1-\left(\frac{(b-1)f_n}{1-f_n}\right)^{d1}$, при $f_0=1/b=0.1$

Кроме этого функции имеют следующие особенности:

Зависимость Медведского Р.И. формально описывает чисто нефтяную зону пласта, т.е. имеется параметр безводной добычи нефти d (рис. 2). Фактически эта зависимость применима к залежи любого типа, т.к. этот параметр в зависимости может принимать и нулевое и отрицательное значение, показывая фактически, что залежь водонефтяная.

В свою очередь зависимость Назарова С.Н.– Сипачёва Н.В. описывает только водонефтяную зону пласта (рис. 3.) и имеет параметр f_0 - начальную входную обводнённость при разработке пласта.

На рис. 4 для примера приведены характерные зависимости КИН от обводнённости по месторождениям Западной Сибири.

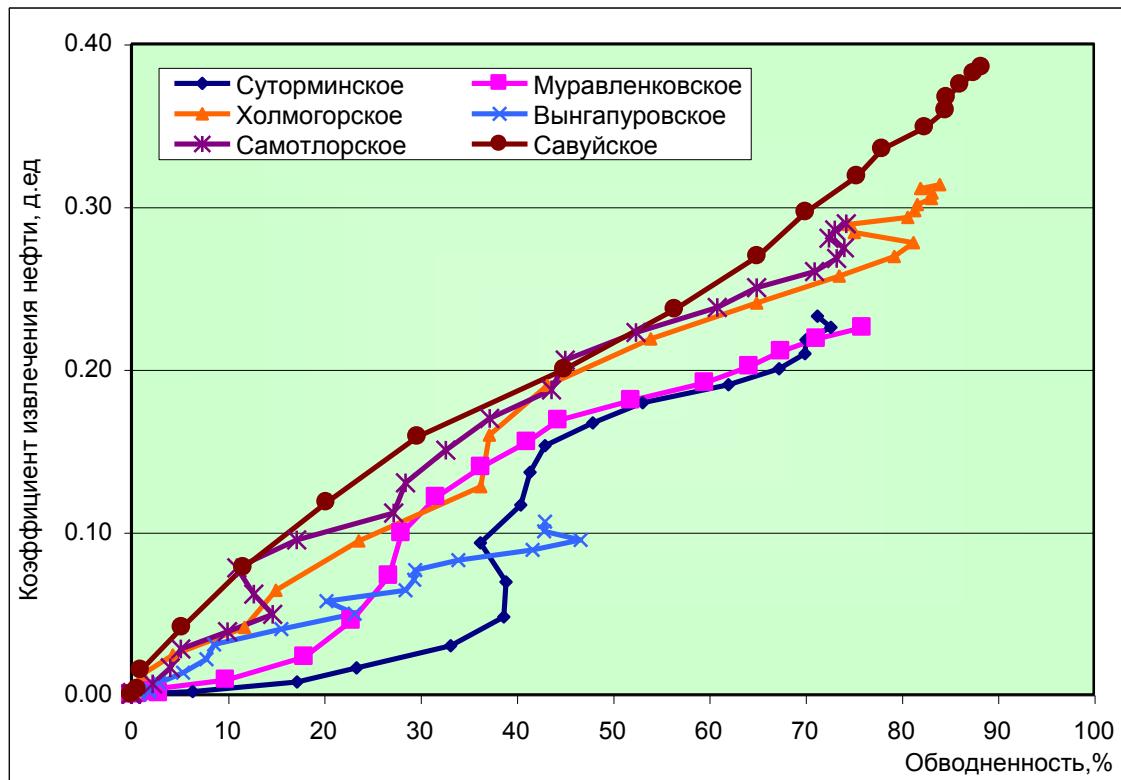


Рис. 4. Характеристики вытеснения нефти месторождений Западной Сибири

Проведём сопоставление некоторых характеристических функций настройки с фактическими данными (участок Муравленковского месторождения).

Проведённые расчёты по характеристикам вытеснения в сопоставлении приведены на рис. 5 в координатах: накопленная добыча жидкости – накопленная добыча нефти.

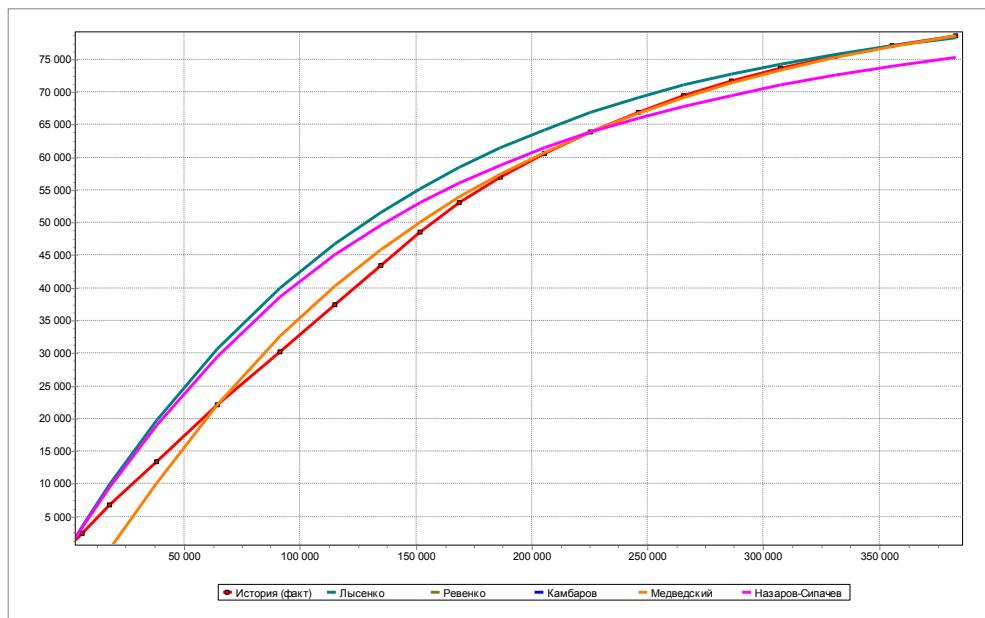


Рис. 5. Сопоставление функций настройки с фактическими данными.
Пласт БС₁₁ Муравленковского месторождения.

Наилучшим образом фактические показатели обводнения аппроксимируются зависимостью Назарова С.Н.-Сипачёва Н.В., т.к. залежь водоплавающая, и Медведского, т.к. имеет большее число параметров.

	Q	d	d1	Погрешность
Лысенко	100199.750	1.000	0.000	0.369
Ревенко	90532.195	0.300	0.000	1.964
Назаров-Сипачёв	74443.656	1.068	0.000	0.125
Медведский	89628.742	0.195	0.889	0.897

Из более сложных характеристик следует упомянуть модель Шахвердиева.

Для газовых залежей возможно применение характеристик вытеснения следующего вида [Мирзаджанзаде А.Х., 1987г., с.274]:

$$1. Q(t) = \begin{cases} Q_0 * (1 - (1 - \alpha) * (1 - A * t)^{\frac{1}{(1-\alpha)}}), & при \alpha \neq 1 \\ Q_0 * (1 - e^{-A*t}), & при \alpha = 1 \end{cases}$$

Данная функция является решением эволюционного дифф.уравнения «насыщения».

$$\frac{dQ(t)}{dt} = A * (Q_0 - Q(t))^{\alpha}$$

Здесь A и α - коэффициенты, t-текущее время, Q0- дренируемые запасы газа.

2. Процесс нарастающей добычи можно описать моделью Бертоланфи:

$$\frac{dQ(t)}{dt} = A^{\alpha} * (Q_0^{\alpha} - Q(t)^{\alpha}), \text{ решение которой имеет вид:}$$

$$Q(t) = Q_0 * (1 - e^{-A^{\alpha} * t})^{\frac{1}{\alpha}}.$$

Таким образом, характеристики вытеснения используют минимум информации – динамику добычи нефти и жидкости. Позволяют оценить эффективность ГТМ, а также определить потенциально-извлекаемые запасы и коэффициент охвата.

Метод материального баланса

Уравнение метода материального баланса для нефтяной залежи имеет вид (4.1). В прямой задаче на основе данного метода на основе данных по добыче и закачка, а также параметров сжимаемости породы и флюидов и объемного коэффициента нефти, определяется пластовое давление Р. В обратной задаче можно определять параметры залежи, долю потерь закачки и др.

Чаще всего для новой залежи решается прямая задача, для разрабатываемой залежи решается обратная задача.

$$vQ_h + Q_b - \lambda W_3 - W_{законтур} = (V_h\beta_h + V_b\beta_b + V_n\beta_n) \frac{dP}{dt}$$

$$(vQ_h + Q_b - \lambda W_3 + W_{законтур}) * \Delta t = (V_h\beta_h + V_b\beta_b + V_n\beta_n) (P_{i+1} - P_i) \quad (4.1)$$

где: F – площадь залежи, млн.м²;

Δt -временной период (равен 1 году);

V_n = Fhm – начальный объем пор породы, млн.м³;

V_h = $V_n K_{hp}$ – начальный объем нефтенасыщенной породы, млн. м³;

V_b = $V_n (1 - K_{bp})$ - начальный объем водонасыщенной породы, млн. м³;

$\beta_n = 0.5^{-1}/ГПа = 0,0005^{-1}/МПа$; $\beta_b = 0,45^{-1}/ГПа$, $\beta_h = 2,0^{-1}/ГПа = 0,002^{-1}/МПа$ – коэффициенты сжимаемости породы, воды, нефти;

P_0 – начальное пластовое давление, МПа;

Q_h – накопление добычи нефти с начала разработки, млн. т³;

Q_w – накопление добычи воды с начала разработки, млн. м³;

W_3 – объем закачки, млн. м³;

λ - доля производительной (потерь) закачки;

$W_{\text{законтур}} = \gamma h \sqrt{F(P-P_0)}$;

γ - скорость притока (+), оттока (-) за контур, тыс.м³/год/МПа;

φ – объемный коэффициент, б/р.

В качестве примера рассмотрим результаты эксплуатации Пограничного месторождения. В табл. 2 приведены фактические данные отборов нефти, жидкости, закачки воды и динамика среднего пластового давления.

$$Q = \frac{Kh}{\mu} \text{ коэффициент гидропроводности.}$$

Если K имеет размерность мД=10⁻³*мкм², h – м, μ - сПз,

$$\text{то } [Q] = \frac{10^{-3} \text{ мкм}^2 \text{ м}}{\text{мПа с}} = \frac{10^{-9} \text{ м}^3}{10^{-3} \text{ Па с}} = 10^{-6} \frac{\text{м}^3}{\text{Па с}} = \frac{\text{м}^3}{\text{Па с}}$$

Если K имеет размерность Да=мкм², h – м, μ - сПз = мПа с

$$\text{то } [Q] = \frac{\text{мкм}^2 \text{ м}}{\text{мПа с}} = 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{Па с}} = 10^3 \frac{\text{м}^3}{\text{Па с}} = 10^3 \times 3600 \frac{\text{м}^3}{\text{МПа сут}}$$

$$\chi = \frac{\kappa}{\mu(m\beta_{\infty} + \beta_n)} \text{ коэффициент пьезопроводности.}$$

Табл. 2. Показатели разработки объекта БС₁₁ Пограничного месторождения

№п /п	Годы	Накопленная			Пластовое давление, МПа
		Q_h , тыс.т	Q_k , тыс.т	Q_3 , тыс.т	
1	1985	251	272	0	25.6
2	1986	2875	3148	4176	24.8
3	1987	8893	10748	14427	25.1
4	1988	16636	22748	29412	25.5
5	1989	24723	37770	48082	26.5
6	1990	32286	53523	68530	26.8
7	1991	38826	69310	87783	27.1
8	1992	43718	82672	104046	26.9
9	1993	47226	96001	119219	27.4
10	1994	49565	107907	133390	27.6
11	1995	51243	120250	147584	27.7
12	1996	52419,2	130634	160903	27.6
13	1997	53294,2	139927	172902	27.5
14	1998	53964,2	148410,9	182644,5	27.9
15	1999	54440,6	155177,5	189201,7	28.1
16	2000	54832,3	161590,2	194589,0	28.0
17	2001	55174,2	167870,9	199662,8	27.0
18	2002	55450,2	172204,8	201930,1	24.0

Если K имеет размерность [мкм²], μ - сПз, m – б/р, β - 1/МПа, то

$$[\chi] = \frac{10^{-6} \text{ м}^2}{\text{МПа} \cdot \text{с} \frac{1}{\text{МПа}}} = \frac{10^{-6} \text{ м}^2 \text{ МПа}}{10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}} = 10^3 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

Основные параметры объекта разработки БС₁₁ Пограничного месторождения:

Размер залежи – 15 x 15 км. Законтурная зона-10км.

Нефтенасыщенная толщина – 11, 3 м.

Пористость – 0,20 ед.

Коэффициент сжимаемости – среднее $0,48 \text{ 1/Гпа} = 0,00048 \text{ 1/МПа}$.

$$V_{\text{пор}} = 50 \ 000 \times 50 \ 000 \times 50 \times 0,2 = 27.5 \times 10^9 \text{ м}^3 = 27.5 \text{ км}^3$$

$$\beta_{\text{п}} * V_{\text{пор}} = 0,06 [\text{км}^3/\text{МПа}]$$

$\epsilon = 1,13$ объемный коэффициент.

Нами были проведены расчеты по определению следующих параметров:

$$x_1 = \beta V_{\text{пор}}$$

$$x_2 = \kappa$$

$$x_3 = \gamma$$

Путем сведения уравнения материального баланса к системе линейных уравнений:

$$x_1 (P_i - P_0) - x_2 W_{\text{зак}} - \gamma (P_i - P_{i-1}) = \epsilon Q_h + Q_e$$

Были получены следующие значения параметров:

$$x_1 = \beta V_{\text{пор}} = 503,3$$

$$x_2 = \lambda = 0,853$$

$$x_3 = \gamma = -19,8$$

Таким образом, мы уточнили значения величины

$$\beta V_{\text{пор}} = 0,000857 \times 20 \times 25 \times 0,01 \times 0,2 = 1,714 \text{ млн. м}^3 / \text{МПа}$$

Доля производительной закачки составляет 85,3%, соответственно компенсация равна 117%.

Объем притока или оттока через контур нефтеносности показан в табл. 3.

Табл. 3. Фактический и расчетный объем притока и оттока

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$W_{\text{законтура}}$	-0.657	-0.657	-0.246	-0.328	-0.821	-0.246	-0.246	0.164	-0.411	-0.164	-0.082	0.082	-0.328	-0.164	0.082	2.464	

где «+» приток

«-» отток за контур

Метод материального баланса для газовой залежи или метод падения давления (МПД) имеет вид (4.2). В этом случае также рассматривается две задачи: прямая для новой залежи и обратная – для разрабатываемой залежи.

В условиях газового режима работы пласта, поровый объем залежи остается постоянным. Практически неизменной остается и пластовая температура. Подсчетная формула после ряда преобразований упрощается до выражения;

$$Q_{\text{зак}} = m V K_{\text{ст}} \frac{T_{\text{ст}}}{T_{\text{пл}}} \left(\frac{P_{\text{пл}}}{Z_{\text{пл}}} - \frac{P_{\text{ат}}}{Z_{\text{ат}}} \right) \quad (4.2)$$

где: m – пористость,

V – объем пород, млн. м^3 ;

$K_{\text{ст}}$ – коэффициент газонасыщенности, доли.ед;

$T_{\text{ст}}$ - стандартная температура $293,15, {}^0\text{K}$ ($20 {}^0\text{C}$) ;

$T_{\text{пл}}$ - пластовая температура, ${}^0\text{K}$;

$P_{\text{ат}}$ – атмосферное давление, 0,1 МПа;

$Z_{\text{пл}}$ – коэффициент сверхсжимаемости;

$$Z = 1 - 0,01(0,76 T_{\text{пр}}^3 - 9,36 T_{\text{пр}} + 13)(8 - P_{\text{пр}}) P_{\text{пр}}$$

где: $T_{\text{пр}} = T/T_{\text{пкр}}$, $P_{\text{пр}} = P/P_{\text{пкр}}$. Если состав газа неизвестен, то для приближенной оценки псевдокритических давлений и температуры можно воспользоваться формулами А.3. Истомина:

$$P_{\text{пкр}} = 4.937 - 0.464 \rho_r (\text{МПа});$$

$$T_{\text{пкр}} = 171.5 \rho_r + 97 (\text{°К}).$$

где: ρ_r – относительная по воздуху плотность газа.

$\rho_{\text{возд}} = 1.205 \text{ кг/м}^3$ – плотность воздуха при стандартных давлениях.

В другой записи уравнение материального баланса для газового режима имеет вид:

$$\left(\frac{P}{z} \right)_t = \left(\frac{P}{z} \right)_n - \frac{P_{am} T_{nl}}{P_{cm} \Omega_n} Q_{\text{доб}(t)} \quad (4.3)$$

Где:

$\Omega_n = mV$ - начальный газонасыщенный поровый объем залежи, млн.м^3 ;

$\left(\frac{P}{z} \right)_n$ - приведенное средневзвешенное по газонасыщенному поровому объему начальное пластовое давление, kgs/cm^2 ;

$\left(\frac{P}{z} \right)_t$ - приведенное средневзвешенное по газонасыщенному поровому объему текущее пластовое давление, kgs/cm^2 ;

Z - коэффициент сжимаемости газа при пластовом давлении и температуре б/p;

$Q_{\text{доб}(t)}$ - суммарное количество добытого за период времени t (с начала разработки) газа, приведенное к P_{am} и T_{nl} , млн.м^3 ;

T_{nl} - пластовая температура, $^{\circ}\text{К}$;

T_{cm} - стандартная температура, $^{\circ}\text{К}$;

P_{am} - атмосферное давление, kgs/cm^2 ;

Начальный газонасыщенный объем для каждой залежи, исходя из газового режима, определим из уравнения

$$\Omega_n = \frac{V_n T_{nl} z_n P_{am}}{T_{cm} P_n} \text{const} \quad (4.4)$$

Где:

V_n - начальные запасы газа в залежи, млн.м^3 ;

При работе по данному алгоритму объекты рассчитываются последовательно, по окончании вычислений показателей для последнего объекта выдается сводная таблица показателей разработки в целом по месторождению.

Достаточная точность среднеарифметического значения пластового давления достигается при равномерном дренировании залежей, постоянстве удельных объемов и одинаковом темпе снижения пластового давления в скважинах. Указанные условия соблюдаются при высоких фильтрационных свойствах, выдержаных по площади и разрезу коллекторов. Перетоки газа между объектами отсутствуют, неравномерность изменения пластового давления в залежи (депрессионная воронка) не учитывается.

При этом текущее пластовое давление залежи рассчитывается по удельным объемам дренирования скважин, основанная на промысловых данных.

$$P_m = \frac{\sum_{i=1}^n P_i * \omega_i}{\sum_{i=1}^n \omega_i} \quad (4.5)$$

где P_i – текущее пластовое давление в i -той скважине, МПа.

ω_i удельные объемы дренирования скважины, рассчитанные по формуле:

$$\omega = \frac{\Delta Q}{\Delta P} * \frac{T_{pl} * P_{cm}}{T_{cm}} \quad (4.6)$$

где ΔQ и ΔP – отбор газа и снижение пластового давления (от предыдущего замера).

Приведенное текущее пластовое давление для применения в уравнении (4.2) определяется по формуле:

$$P_m = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \omega_i}{\sum_{i=1}^n \omega_i} \quad (4.7)$$

где $\bar{P}_i = P_i / Z_i$ – приведенное пластовое давление в i -той скважине, МПа, $\bar{\omega}_i = \Delta Q / \Delta P_i$ – приведенный удельный объем дренирования i -той скважины, млн.м³/МПа.

Таким образом, методы материального баланса используют данные накопленной добычи нефти или газа, динамику среднего пластового давления для оценки дренируемых запасов, а также соответствия объема закачки воды объему добываемой жидкости.

Модель Баклея-Леверетта

Модель Баклея-Леверетта опирается на промысловую информацию (историю добычи нефти и жидкости) и на средневзвешенные геолого-физические параметры объекта разработки. Результаты моделирования используются как для оценки подвижных запасов нефти, так и для прогноза добычи нефти. Это наиболее часто используемая модель для однородного пласта.

Для описания вытеснения нефти водой с образованием зоны смеси – Баклеем и Левереттом была предложена модель, в которой для воды и нефти предполагается справедливым обобщение закона Дарси [8]:

$$\omega_i = -\frac{K}{\mu_i} f_i(\sigma) \frac{\partial P}{\partial x} \quad (5.1)$$

где ω_i – скорость фильтрации воды и нефти, $i = 1, 2$, σ – насыщенность, K – проницаемость, μ_i – вязкость нефти и воды, f_i – относительная фазовая проницаемость, P – давление (**p-модель**).

Кроме этого для воды и нефти выполняются законы сохранения массы – уравнения неразрывности:

$$\left\{ \begin{array}{l} mA \frac{\partial \sigma}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} q_1(x, t) = 0 \\ -m \frac{\partial \sigma}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} q_2(x, t) = 0 \end{array} \right\} \quad (5.2)$$

где $q_{1,2}$ – дебиты нефти и воды на выходе из пласта, A – площадь поперечного сечения пласта (**q-модель**).

Складывая уравнения (6.1) имеем:

$$W(t) = -k \left(\frac{f_1}{\mu_1} + \frac{f_2}{\mu_2} \right) \frac{\partial p}{\partial x} = -k \frac{f_1}{\mu_1} \cdot \frac{1}{f(\sigma)} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} \quad (5.3)$$

$$\text{где } f(\sigma) = \frac{1}{1 + \frac{f_2}{\mu_2} / \frac{f_1}{\mu_1}} \quad \text{функция Баклея-Леверетта (5.4)}$$

имеем $W_1(x, t) = W(t) * f(\sigma)$, получаем для функции $\sigma(x, t)$ квазилинейное уравнение

$$mA \frac{\partial \sigma}{\partial t} + q(t) f'(\sigma) \frac{\partial \sigma}{\partial x} = 0 \quad (5.5)$$

Предполагая теперь что всюду в пласте в процессе вытеснения зависимость между σ и x любой момент времени t строго монотонна можем перейти к независимым переменным σ и t , т.е. $x = x(\sigma, t)$.

$$\text{Имеем из 6.5 mA} \frac{\partial x}{\partial t} = q(t)f'(\sigma) \quad (5.6)$$

Используя уравнение (6.6) можно вывести формулы Велджа:

$$1. \quad f = 1 - \frac{q_n}{q_{\infty}} = 1 - \frac{Q'_n(t)}{Q'_{\infty}(t)} = 1 - \frac{T'_t(t)}{x'(t)} = 1 - T'(x), \text{ где } T(x) = \frac{Q_n(Q_{\infty})}{Q_0}; x = \frac{Q_{\infty}}{Q_0};$$

Уравнение $\text{mA} \frac{\partial x(\sigma, t)}{\partial t} = q(t)f'(\sigma)$ запишем в виде $\text{mA}dx = q(t)f'(\sigma)dt$

Проинтегрируем его по времени

$$\text{mA} \int_0^t dx = f'(\sigma) \int_0^t q(t)dt = \begin{cases} \text{при } t \leq t_{\text{пр}}, \text{mA}x = f'(\sigma)Q(t) \\ \text{при } t \geq t_{\text{пр}}, \text{mA}L = f'(\sigma)Q(t) \end{cases};$$

$$\text{т.к. mA}L = Q_0 - \text{подвижные запасы, то } f'(\sigma) = \frac{1}{x};$$

$$\bullet \quad Q_e(t) = \int_0^t q_e dt = \int_0^t q(t)f(\sigma)dt = Qf(\sigma) - \int_0^t Qdf = Q(t)f(\sigma) - \int_0^t Qf'(\sigma)d\sigma = Q(t)f(\sigma) - \int_0^{\sigma} mA x(\sigma, t)d\sigma = Q(t)f(\sigma) - Q_0\sigma; \text{ при } t > t_{\text{пр.}}, x(\sigma, t) = L;$$

где $t_{\text{пр}}$ – время прорыва воды в эксплуатационную скважину.

$$\text{т.о. } Q(t) - Q_n = Q(t)f(\sigma) + Q_0\sigma;$$

$$Q_0\sigma = Q(t)((1 - f(\sigma))) - Q_n;$$

$$\sigma = x((1 - f(\sigma))) + T(x);$$

$$\sigma = xT'(x) - T(x);$$

Т.о. получаем следующие формулы Велджа, широко применяемые в нефтепромысловой практике:

$$\begin{aligned} f(x) &= 1 - T'(x) \\ \sigma(x) &= T(x) - xT'(x) \\ f'(\sigma) &= 1/x \end{aligned} \quad (5.7)$$

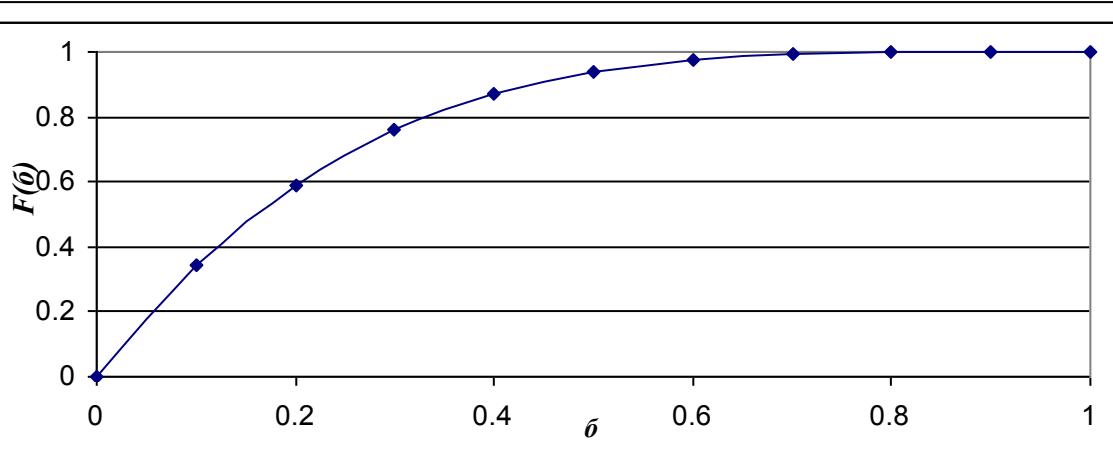


Рис. 6. Функция Баклея-Леверетта

На модели Баклея-Лаверетта проведены расчеты продвижения фронта воды по пласту с размерами: $h = 10 \text{ м}$, $L = 500 \text{ м}$ и $b = 50 \text{ м}$ и следующими геолого-физическими характеристиками: средняя проницаемость $K = 100 \text{ мД}$, $m = 0.2$ д.е., $\Delta p = 2 \text{ МПа}$, $d = 0.25$, дебит постоянный, $q_0 = 30 \text{ м}^3/\text{сут.}$. В качестве примера функция $f(\sigma)$ взята функция степенного вида $f(\sigma) = 1 - (1 - \sigma)^{1/d}$. (рис 5.1). На диаграмме (рис 5.2) изображен фронт вытеснения нефти водой в зависимости от насыщенности через 30 сут., 90 сут. и 150 сут. с начала закачки. Время прорыва воды составляет 416 суток.

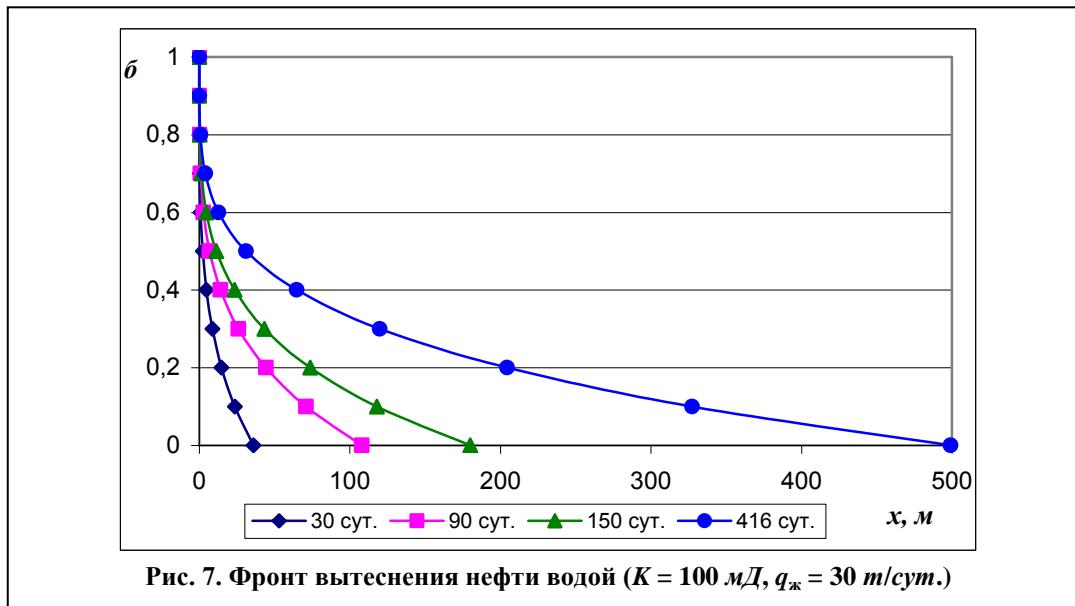


Рис. 7. Фронт вытеснения нефти водой ($K = 100 \text{ мД}$, $q_0 = 30 \text{ м}^3/\text{сут.}$)

Из уравнений (5.7) можно получить зависимости для определения характеристик вытеснения.

$$T(x) = x \cdot \int_0^{1/x} \psi(\lambda) d\lambda, \text{ где } \sigma = \psi(\lambda) - \text{функция обводненности, обратная к } \lambda = f'(\sigma). \text{ При}$$

этом $T(x) = x$ при $x \leq \delta$.

Задавая конкретные функции обводненности, получаем Т-зависимости. Например если $f(\sigma) = 1 - (1 - \sigma)^{1/d}$, то получаем функцию Ревенко В.М.. (3)

Таким образом, модель БЛ является одномерной моделью, позволяющей рассчитать фронт вытеснения нефти водой. В основу модели заложен закон Дарси, позволяющий получить уравнения Велджа. Это уравнения связи Т-зависимости и функции Баклея-Лаверетта.

Модель вертикального равновесия

Следующая рассматриваемая одномерная гидродинамическая модель – модель вертикального равновесия (МВР, рис. 8) [6]) в большей степени имеет теоретический характер. Основная идея данной модели – предположение о мгновенном установлении равновесия флюидов в вертикальном направлении. Вода “тонет” в нефти и тяготеет к подошве пласта, по которой происходит её прорыв в добывающих скважинах. Затем постепенно водонефтяной контакт поднимается, происходит вытеснение нефти в вышелегающих пропластках (при наличии гидродинамической связи между пропластками). Данная модель используется достаточно редко.

Гравитационное расслоение воды и нефти сыграло решающую роль в формировании залежей нефти. Эти процессы частично проявляются и в течение относительно короткого промежутка времени, сравнимого со временем разработки залежи. Наиболее характерно это явление для пластов платформенного типа с обширной водонефтяной зоной,

разрабатываемых на естественном режиме, что на практике впервые отмечено советским ученым В.Н. Щелкачевым. Как показывают фактические данные разработки месторождений в Западной Сибири, это справедливо и для пластово-сводовых залежей в чистонефтяной зоне с внутриконтурным заводнением. Этот факт подтверждается результатами большого количества промысловых исследований по месторождениям Западной Сибири.

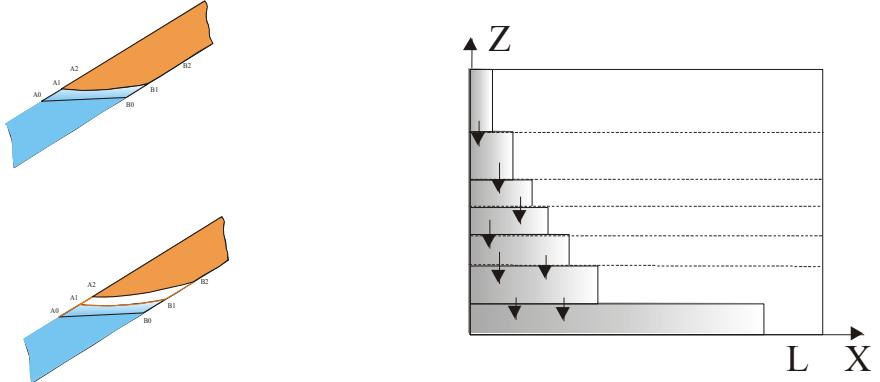


Рис. 8. Модель вертикального равновесия

Модель вертикального равновесия, предложенная Коутсом и Чарным И.А., основана на следующих предположениях:

1. Пласт однородный;
2. Вертикальная проницаемость равна бесконечности ($K_z = \infty$), что соответствует гидростатическому распределению давления в пласте.
3. Вытеснение в каждой трубке тока поршневое и перетоки между ними отсутствуют.

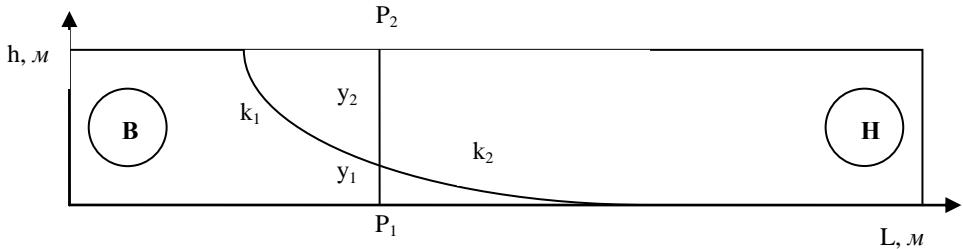


Рис. 9. Схема вытеснения нефти водой в слое

Уравнения Дарси для фильтрации воды и нефти (рис. 9) имеют вид, соответственно:

$$\begin{aligned} q_1 &= -\frac{k_1 y_1}{\mu_1} \frac{\partial p_1}{\partial x} \\ q_2 &= -\frac{k_2 y_2}{\mu} \left(\frac{\partial p_1}{\partial x} - \Delta \gamma \frac{\partial y_1}{\partial x} \right) \end{aligned} \quad (6.1)$$

Уравнения неразрывности:

$$\begin{aligned} m \frac{\partial y_1}{\partial t} &= -\frac{\partial q_1}{\partial x} \\ m \frac{\partial y_2}{\partial t} &= -\frac{\partial q_2}{\partial x} \end{aligned} \quad (6.2)$$

Из приведенного выше получено дифференциальное уравнение вида:

$$-\frac{\mu_0 q}{m} \frac{\partial}{\partial x} \frac{y}{h + (\mu_0 - 1)y} + \frac{k \Delta \gamma}{m \mu_1} \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{y(h - y)}{h + (\mu_0 - 1)y} \frac{\partial y}{\partial t} \right] = \frac{\partial y}{\partial t}, \quad (6.3)$$

где $\mu_0 = \frac{\mu_1}{\mu_2}$, $\Delta\gamma = \gamma_1 - \gamma_2$.

В общем случае, введением безразмерных переменных $u = \frac{y}{h}$, $\xi = \frac{x}{\sqrt{\chi t}}$, $\left(\chi = \frac{k\Delta\gamma h}{m\mu_1} \right)$, уравнение (7.3) запишется в виде:

$$-\frac{\mu_0 q \sqrt{t}}{mh \sqrt{\chi}} \frac{1}{[1 + (\mu_0 - 1)u]^2} \frac{du}{d\xi} + \frac{d}{d\xi} \left[\frac{u(1-u)}{1 + (\mu_0 - 1)u} \frac{du}{d\xi} \right] + \frac{\xi}{2} \frac{du}{d\xi} = 0 \quad (6.4)$$

В случае, когда расход $q = q(t)$ изменяется по закону: $q = \frac{q_0 h}{\sqrt{\chi t}}$,

где q_0 некоторая постоянная, уравнение (3.4) имеет автомодельное решение

$$u(\xi) = \alpha_1(\xi - \xi_0) + \alpha_2(\xi - \xi_0)^2, \quad (6.5)$$

$$\text{где } \alpha_1 = a - \frac{\xi_0}{2}, \quad \alpha_2 = \frac{1 - \alpha_1(\xi_1 - \xi_0)}{(\xi_1 - \xi_0)}, \quad \xi_0 = \frac{x_0}{\sqrt{\chi t}}, \quad \xi_1 = \frac{x_1}{\sqrt{\chi t}}$$

(x_0, x_1 — точки пересечения фронта воды с кровлей и подошвой пласта соответственно)
 ξ_0 находится из уравнения:

$$\begin{aligned} F(\xi_0) = & -3(\mu_0 - 1)^2 \xi_0^4 + 3b(\mu_0 - 1)^3 \xi_0^3 + \left[3(\mu_0 - 1)^2 (\mu_0 + 1)b^2 - 12\mu_0^2 - 56\mu_0 + 4 \right] \xi_0^2 + \\ & + \left[-3(\mu_0 - 1)^3 b^3 + (104\mu_0^2 + 16\mu_0 + 8)b \right] \xi_0 + \left[-3\mu_0(\mu_0 - 1)^2 b^4 - (80\mu_0^2 - 16\mu_0)b^2 + 64\mu_0 \right] = 0 \end{aligned} \quad (6.6)$$

$$\begin{aligned} a = & \frac{\mu_0 q_0}{m\chi}, \quad b = \frac{2a}{\mu_0} \\ \xi_1 = & \frac{3(\mu_0 - 1)(b^2 - \xi_0^2) - 8}{(1 + 3\mu_0)\xi_0 - 8a} + \xi_0 \end{aligned} \quad (6.7)$$

На рис. 9 наглядно изображено движение фронта воды при $h = 10 \text{ м}$, $L = 500 \text{ м}$ со следующими характеристиками: средняя проницаемость $K = 100 \text{ мД}$, $\Delta p = 2 \text{ МПа}$, $m = 0,2$, дебит постоянный, $q_0 = 30 \text{ м}/\text{сум}$. При этом прорыв воды происходит за 1,2 суток, что явно завышено. Основная причина — наличие особенности при $t=0$ ($u \approx \frac{1}{\sqrt{t}}$)

На рис. 10 показано движение фронта воды при $h = 10 \text{ м}$, $L = 500 \text{ м}$ со следующими характеристиками: средняя проницаемость $K = 100 \text{ мД}$, $\Delta p = 2 \text{ МПа}$, $m = 0,2$, дебит постоянный, $q_0 = 30 \text{ м}/\text{сум}$. При этом прорыв воды происходит за 1.2 суток, что явно значительно меньше реального срока. Основная причина — наличие особенности при $t=0$ ($u \approx \frac{1}{\sqrt{t}}$)

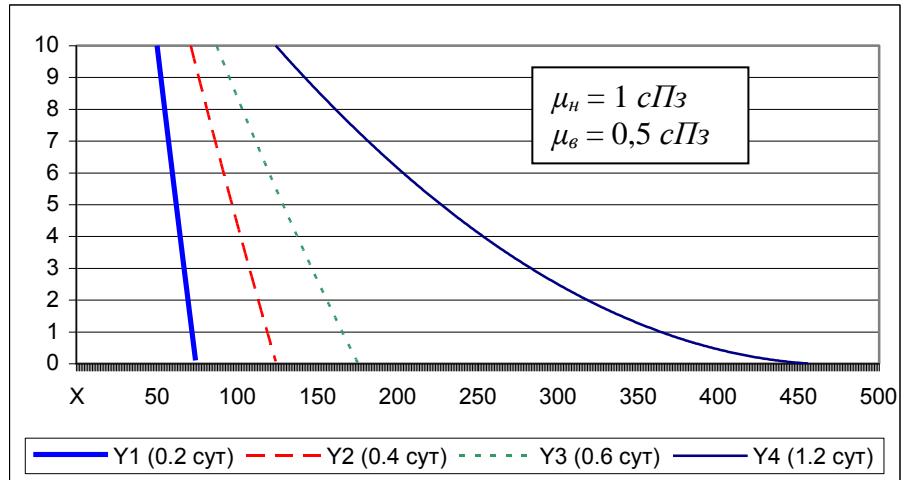


Рис. 10. Продвижение фронта воды для модели вертикального равновесия при $\Delta\gamma \neq 0$

Рассмотрим частные случаи уравнения (6.3): при $\Delta\gamma = 0$, сохраняется гидростатическое распределение давления в пласте и уравнение (3.3) имеет вид:

$$-\frac{\mu_0 q}{m} \frac{\partial}{\partial x} \frac{y}{h + (\mu_0 - 1)y} = \frac{\partial y}{\partial t} \quad (6.8)$$

Решение запишется в явном виде:

$$x(y, t) = \frac{\mu_0 q h}{m(h + (\mu_0 - 1)y)^2} t, \quad (6.8')$$

или

$$y(x, t) = \sqrt{\frac{\mu_0 q t}{m x} - h} \quad (6.8'')$$

Продвижение фронта приведено на рис. 11, при этом прорыв происходит за 20 суток, то есть для жидкостей с одинаковыми плотностями время прорыва увеличивается.

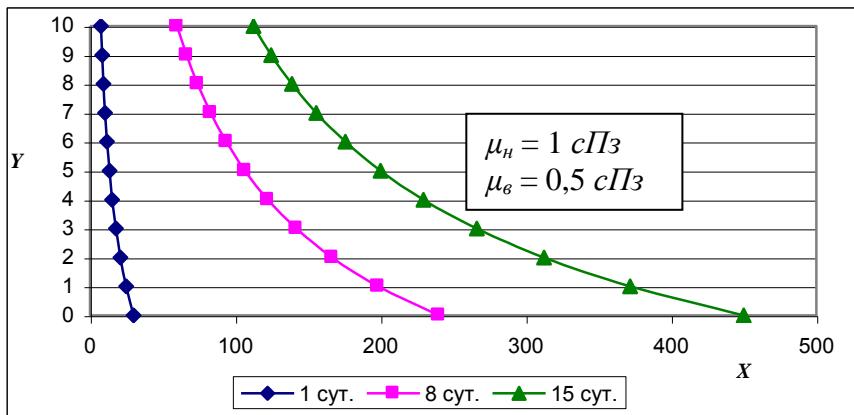


Рис. 11. Продвижение фронта воды для модели вертикального равновесия при $\Delta\gamma = 0$

В случае $\mu_0 = 1$ (модель разноцветных жидкостей), уравнение (6.3) принимает вид:

$$-\frac{q}{m} \frac{\partial}{\partial x} \frac{y}{h} + \frac{k\Delta\gamma}{m\mu_1} \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{y(h-y)}{h} \frac{\partial y}{\partial t} \right] = \frac{\partial y}{\partial t} \quad (7.9)$$

Решение есть прямая: $u(\xi) = -\frac{1}{2}\xi + a + \frac{1}{2}$, ($\xi_0 = 2a + 1$, $\xi_1 = 2a - 1$), наглядно изображённая на рис. 12. Прорыв происходит так же очень быстро, за 4,74 суток.

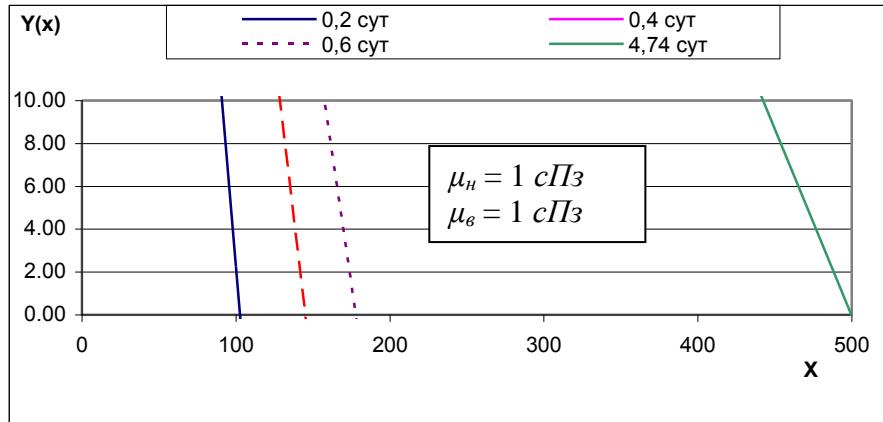


Рис. 12. Продвижение фронта воды для модели вертикального равновесия при $\mu_0 = 1$

При $\mu_0=1$, $\Delta\gamma=0$ получаются уравнения слоистого пласта: $-\frac{q}{k_1} \frac{\partial}{\partial x} \frac{y}{h} = \frac{\partial y}{\partial t}$ и $\frac{\partial x}{\partial t} = \frac{q}{mh}$ соответственно.

При $\mu_0=0$ получается следующее дифференциальное уравнение:

$$-\frac{k\Delta\gamma}{m\mu_1} \frac{\partial}{\partial x} \left(y \frac{\partial y}{\partial t} \right) = \frac{\partial y}{\partial t}$$

При этом ξ_0 находится из уравнения:

$$F(\xi_0) = -3\xi_0^4 - 3b\xi_0^3 + [3b^2 + 4]\xi_0^2 + [-3b^3 + 8b]\xi_0 = -3\xi_0^4 + 4\xi_0^2 = \xi_0^2(-3\xi_0^2 + 4) = 0$$

$$a = \frac{\mu_0 q_0}{m\chi} = 0, b = \frac{2a}{\mu_0} = \frac{2q_0}{m\chi} = \frac{2q_0\mu_1}{k\Delta\gamma h} = 0?$$

$$\xi_1 = \frac{-3(b^2 - \xi_0^2) - 8}{\xi_0} + \xi_0 = \frac{3\xi_0^2 - 8}{\xi_0} + \xi_0 = \frac{4(\xi_0^2 - 2)}{\xi_0}$$

Зная уравнение движения фронта воды можно рассчитать Т-зависимость.

Таким образом, модель Коутса-Чарного с учётом гравитационных сил приводит к нелинейному дифференциальному уравнению в частных производных, которое имеет автомодельное аналитическое решение в частных случаях. Хотя эта модель учитывает гравитационные силы, однако в реальных условиях преобладающим фактором является гидродинамическая составляющая и вязкостные силы. Прорыв воды в модели происходит очень быстро, что говорит о малой физичности этой модели, т.к. решение имеет особенность

в начальный момент времени ($u \approx \frac{1}{\sqrt{t}}$).

Модель слоистого пласта (МСП)

Описанные выше модели либо не используют данные о геологическом строении пласта (кривые падения, метод характеристик), либо основаны на модели однородного пласта (модель Баклея-Лаверетта, вертикального равновесия). Для учета внутреннего строения сложно-построенного пласта в рамках одномерного моделирования наиболее часто используется модель слоистого пласта (МСП, рис. 13).

Существуют различные модификации данной модели, созданные разными авторами на основе различных предположений. Общим для всех является условие: при её использовании реальному пласту ставится в соответствие некоторый гипотетический пласт,

представленный набором слоёв с пористостью m_i и проницаемостью K_i и имеющий такие же вероятностно – статистические характеристики, что и реальный. Можно также взять за основу и фактическую гистограмму распределения пропластков по проницаемости. МСП в целом основана на идее использования законов Дарси при поршневом вытеснении нефти водой в каждом пропластке.

Модель Стайлса, предложенная в 1948 г. и усовершенствованная Б.Ф. Сазоновым и В.С. Ковалевым, является первой попыткой учета изменчивости проницаемости в пласте в вертикальном направлении.

Стайлс разработал приближенный метод расчета нефтеотдачи и водосодержания в нефтяной продукции из систем с послойной проницаемостью и принял следующие допущения:

- линейность геометрии течения;
- пропорциональность расстояния поступательного перемещения фронта вытеснения в любом слое абсолютной проницаемости породы коллектора;
- отсутствие вертикального или межслойного перетока между слоями;
- поршневое вытеснение нефти водой;
- одинаковую вязкость нефти и воды;
- суммарный дебит постоянен.

Дикстра и Парсонс предложили другую постановку задачи и её решение, усовершенствованное в дальнейшем В.П. Майером. В отличие от Стайлса они учли различие вязкости воды и нефти. Однако было принято, что перепад давления Δp между нагнетательной и добывающей галереями не изменяется во времени.

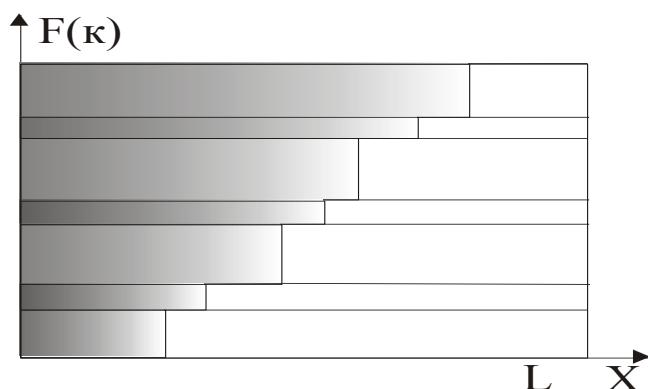


Рис. 13. Модель слоистого пласта

Если в модели Баклея-Леверетта неоднородность фильтрационных потоков учитывается посредством функции Баклея-Леверетта – $f(\sigma)$, то в модели слоистого пласта поток жидкости разделяют на нефть и воду посредством функции распределения пропластков по проницаемости [5]. В данной модели нефть вытесняется сначала из высокопроницаемых пропластков, затем отмывается из низкопроницаемых.

В первом подходе в качестве модели пласта берется эталонная функция распределения следующего вида:

- геометрическое распределение $f(h)=P*(1-P)^h$;
- нормальный закон распределения (закон Гаусса). Для этого закона плотность распределения проницаемости выражается следующей зависимостью:

$$f(k) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(k-\bar{k})^2}{2\sigma^2}}, \quad (7.1)$$

По нормальному закону распределения пределы изменения k следующие: $-\infty \leq k \leq \infty$. Абсолютная проницаемость пласта k конечно же не может принимать отрицательных значений, как и не может быть бесконечно большой. Однако поциальному закону распределения условно считают, что проницаемость может быть отрицательной и бесконечной, хотя эти допущения могут вносить определённые погрешности.

- *Логарифмически нормальный закон.* Формула плотности распределения проницаемости при этом законе имеет следующий вид:

$$f(k) = \frac{1}{\sigma k \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln k - \ln \bar{k})^2}{2\sigma^2}}, \quad 0 \leq k \leq \infty \quad (7.2)$$

- *Гамма-распределение.* Плотность гамма - распределения абсолютной проницаемости в общем виде выражается следующим образом:

$$f(k) = \frac{k^{\alpha-1} e^{-k/\bar{k}}}{\Gamma(\alpha) \bar{k}^\alpha}, \quad 0 \leq k \leq \infty \quad (7.3)$$

при этом $\Gamma(\alpha)$ – гамма-функция. $\Gamma(\alpha) = \int_0^\infty e^{-x} x^{\alpha-1} dx, \quad \alpha > 0, \quad x > 0$.

• *Закон распределения Максвелла.* При расчётах данных процесса разработки нефтяных месторождений используют формулу закона распределения Максвелла, полученную им для описания распределения молекул газа по скорости. Форма записи формулы этого закона была изменена М. М. Саттаровым и Б. Т. Баишевым с целью описания распределения проницаемости реальных пластов. Так, формула плотности распределения проницаемости согласно закону Максвелла, видоизменённая М. М. Саттаровым, выражается таким образом:

$$f(k) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \sqrt{\frac{k+a}{k_0}} \frac{1}{k_0} e^{-\frac{k+a}{k_0}}, \quad -a \leq k \leq \infty \quad (7.4)$$

где a, k_0 – параметры распределения, определяемые на основе обработки данных геолого-физических свойства пласта. Формула плотности, имеет вид:

$$f_1(k) = \frac{4}{\sqrt{\pi}} \frac{(k+a)^2}{k_1^2} \frac{1}{k_1} e^{-\frac{(k+a)^2}{k_1^2}}, \quad (7.5)$$

где a, k_1 – параметры распределения.

Этот закон допускает существование нереальных значений отрицательной проницаемости. Однако, как и в случае нормального закона, можно считать, что проницаемость изменяется в пределах $0 \leq k \leq \infty$, но следует учитывать, что в пласте есть некоторая, отличная от нуля, доля слоёв с нулевой проницаемостью. [1]

По второму подходу в качестве модели пласта приведена гистограмма распределения пропластков по проницаемости пласта БС11 Муравленковского месторождения (рис. 14), при чём она хорошо согласуется с нормальным распределением.

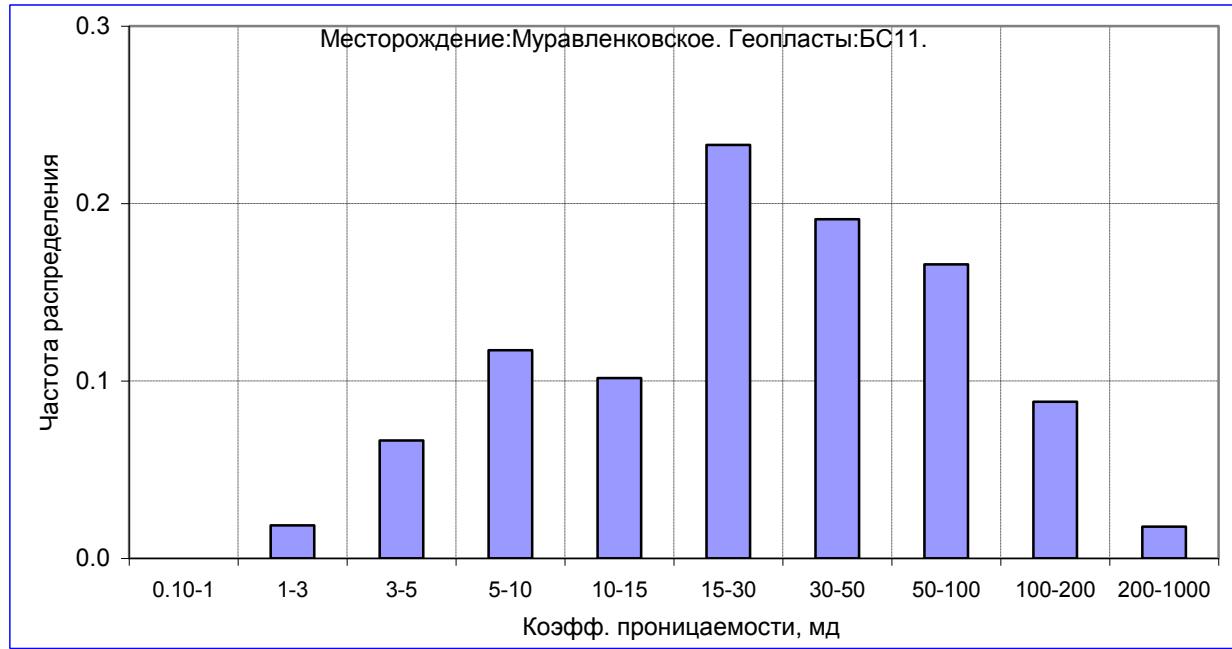


Рис. 14. Гистограмма распределения пропластков по проницаемости, пласт БС11
Муравленковского месторождения

Рассмотрим один из прослоев (рис. 15). Скорость фильтрации фронта нефть-вода находящегося на расстояние x от нагнетательной галереи запишем следующим образом:

$$W = \frac{K \Delta p}{\mu_w x + \mu_n (L - x)}, \quad (7.6)$$

где x – положение фронта воды, L и b – длина и ширина пласта, P_k и P_c – давление в зонах нагнетания и отбора, соответственно, μ_w и μ_n – вязкость воды и нефти, K – абсолютная проницаемость.

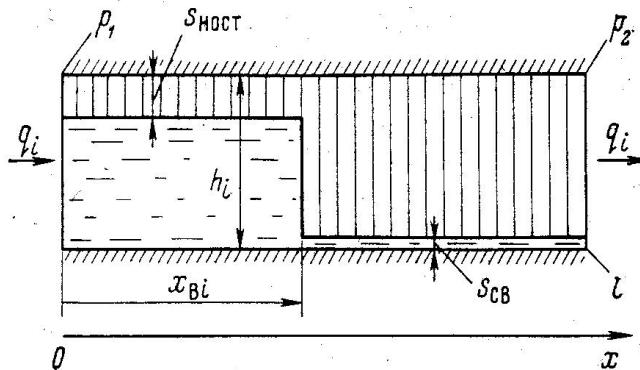


Рис. 15. Схема вытеснения нефти водой в пропластке

Истинная скорость $\frac{dx}{dt}$ определяется равенством

$$m \frac{dx}{dt} = W, \quad (7.7)$$

где $m = (\sigma_k - \sigma_n)m$ – динамическая пористость, m – эффективная пористость, σ_n , σ_k – начальная и конечная водонасыщенность.

Из (7.6) и (7.7), имеем уравнение для определения движения фронта:

$$m \frac{dx}{dt} = \frac{K \Delta p}{\mu_v x + \mu_w (L - x)},$$

которое в безразмерных переменных $\xi = \frac{x}{L}$, $\tau = \frac{t}{t_0}$, где $t_0 = \frac{m \mu_w L (1 - \varepsilon)}{2 K \Delta p}$, принимает вид:

$$\frac{d\xi}{d\tau} = \frac{1 + \varepsilon}{2} \frac{1}{\varepsilon \xi + (1 - \xi)} \quad (7.8)$$

где $\varepsilon = \mu_v / \mu_w$.

Решая уравнение (7.8), получим выражение для безразмерной координаты фронта в пропластке с проницаемостью K :

$$\xi = \frac{1 - \sqrt{1 - \tau(1 - \varepsilon^2)}}{1 - \varepsilon}. \quad (7.9)$$

Расчеты проведены при тех же исходных данных, $\mu_v = 0,5 \text{ сПз}$, $\mu_w = 1 \text{ сПз}$. Функция распределения пропластков по проницаемости рассчитывалась по формуле:

$$\begin{cases} F(K) = 1 - \sigma \\ K = f'(\sigma) / f'(0) \end{cases}$$

и представлена на рис. 16.

По МСП получена зависимость фронта вытеснения нефти водой в различные моменты времени на рис. 17. Как мы видим прорыв происходит через 218 суток. Т.е. при $\mu_v / \mu_w = 2$ скорость примерно в два раза выше. Если $\mu_v = \mu_w$, то скорости совпадают.

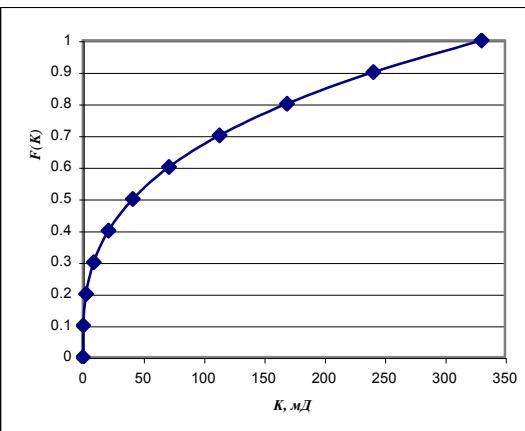


Рис. 16. Функция распределения пропластков по проницаемости

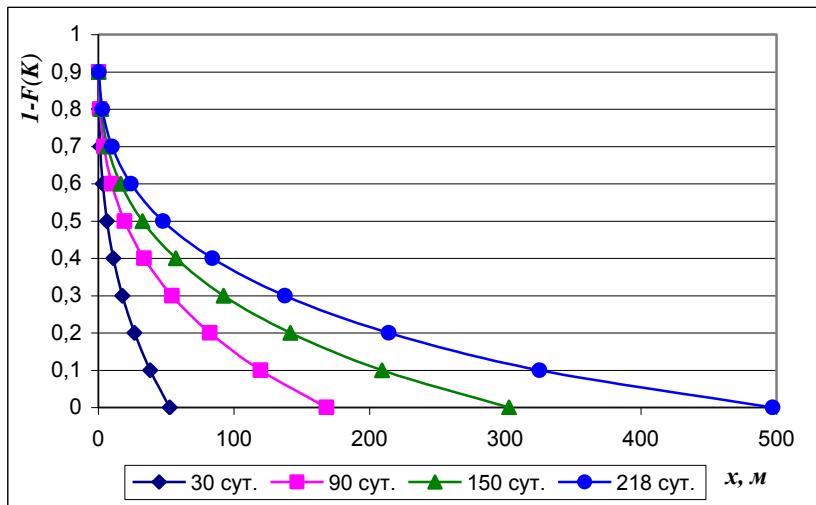


Рис. 17. Фронт вытеснения нефти водой ($K = 100 \text{ мД}$, $q_{ж} = 30 \text{ м/сум.}$)

Для случая «разноцветных» жидкостей, т.е. $\mu_v = \mu_w = \mu$, получим выражение для координаты фронта:

$$x = \frac{K\Delta p}{\mu L m} t$$

В этом случае модель слоистого пласта эквивалентна модели Баклея - Леверетта. Параметры модели связаны между собой следующими уравнениями:

$$\begin{cases} F(K) = 1 - \sigma \\ K = f'(\sigma) / f'(0) \end{cases}$$

Сопоставление фронтов приведено на рис. 18. Как мы видим, решения МСП и МБЛ совпадают.

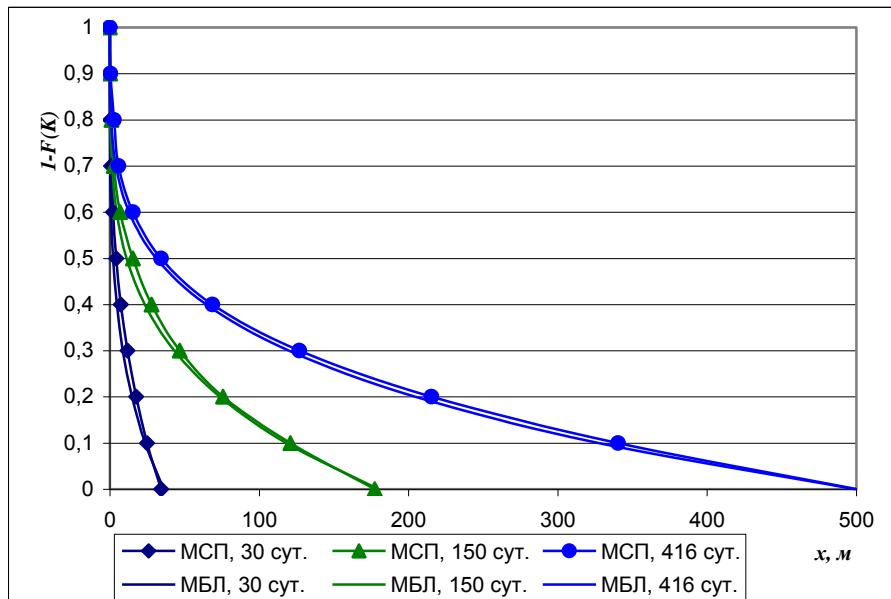


Рис. 18. Фронт вытеснения нефти водой, разноцветные жидкости ($K = 100 \text{ мД}, q_{\text{ж}} = 30 \text{ м/сум.}$)

В этом случае Q_e и Q_h вычисляются по формулам:

$$Q_e(t) = Q_0 \frac{1 + \mu}{2\mu} \int_{g(t)}^1 [K_e(t) - 1] dF(K)$$

$$Q_h(t) = Q_0 \left\{ \int_{(g(t))}^1 dF(K) + \int_{\alpha}^{(g(t))} \frac{x(t, K)}{L} dF(K) \right\} \quad (7.10)$$

В дальнейшем данная модель была обобщена независимо от вида функции распределения [4]. Уравнения модели имеют вид:

$$q_i(t, k_i) = k_i * b * h_i * (P_k - P_c) / (\mu_B * x_i + \mu_H * (L - x_i)) \quad (7.11)$$

$$m * S_{H_i} * dx_i / dt = k_i * dP(z_i) / ((\mu_B * x_i + \mu_H * (L - x_i))) \quad (7.12)$$

В качестве геологической основы используется геолого-статистический разрез пласта (ГСР). Геолого-статистический разрез пласта по песчанистости представляет собой кривую вероятностей появления коллектора по палеоглубине продуктивного горизонта, построенную по данным разрезов скважин, расположенных на изучаемой площади. Аналогично вычисляются средние значения по выбранным слоям пористости и проницаемости.

При $\mu_e = \mu_h$ (разноцветные жидкости) формулы упрощаются и запишутся так:

$$q_i(t_i, k_i) = k_i * b * h_i * (P_k - P_c) / \mu L \quad (7.11')$$

$$mS_{n_i} \frac{dx}{dt} = \frac{\kappa_i b h_i dP / dx}{\mu L}. \quad (7.12')$$

Решив уравнение (7.12) получим дебит галереи по нефти с момента обводнения [1]:

$$q_n(t) = \frac{bh\Delta p k_n}{\mu_n L} \int_0^{k_*} \frac{kf(k)dk}{\sqrt{1-\varphi kt}}; \quad (7.13), \text{ где } \varphi = \frac{2\Delta p (\frac{\mu_n}{k_n} - \frac{\mu_e}{k_e})}{m(k_{nn} - S_{ce})(\frac{\mu_n L}{k_n})^2}; \quad (7.14)$$

где k_n, k_e – относительные фазовые проницаемости по нефти и воде соответственно;
Время обводнения пропластка с проницаемостью k_* определяется формулой:

$$t_* = \frac{m(k_{nn} - S_{ce})(\frac{\mu_n}{k_n} + \frac{\mu_e}{k_e})L^2}{2\Delta p k_*} \quad (7.15)$$

Задавая для k_* последовательность убывающих значений, рассчитываем по формуле (7.15) время прорыва, а в промежутках между ними по формуле (7.13) дебит нефти.

В этом случае $Q_n(x) = Q_0 * (1-x/\delta) \Phi(\delta/x)$, где $\Phi(k) = \int_0^x F(k)dk$.

Следует отметить, что МБЛ и МСП в случае $\mu_e = \mu_n$ совпадают в силу соответствия [5]:

$$\begin{aligned} \sigma(k) &= 1 - F(k) \\ f'(k) &= k/\delta \end{aligned}$$

причём совпадают также и распределения водоиз饱щенности:

$$mA \frac{\partial x}{\partial t} = \frac{k}{\delta} q(t). \quad (7.16)$$

Вместе с тем при $\mu_e \neq \mu_n$ даже при совпадении $T(x)$ распределение водоиз饱щенности не совпадает.

Таким образом, модель слоистого пласта является одномерной моделью, позволяющей рассчитать фронт вытеснения нефти водой. В основу модели заложено поршневое вытеснение нефти водой из каждого пропластка. В качестве геологической основы может браться гистограмма или функция распределения пропластков по проницаемости, или ГСР по проницаемости.

Профильная модель с учётом гравитационных сил

Общим недостатком вышеописанных моделей слоистого пласта является неучёт перетоков между пропластками.

В действительности перетоки происходят через многочисленные литологические окна, движущей силой для них является гравитационная составляющая, благодаря чему движение жидкости происходит косонаправленно, становится заметнее и тем больше, чем больше мощность пласта. В результате гравитационного влияния вода «тяготеет» к подошве, а нефть к кровле пласта. Таким образом, рассматривая задачу о процессе вытеснения нефти водой на основе имеющейся модели слоистого пласта, предлагается ввести учет гравитационных сил.

Вертикальные перетоки между соседними пропластками возникают тогда, когда фронт вытеснения верхнего пропластка находится ближе к добывающей скважине, чем фронт вытеснения в нижнем пропластке. В этом случае тяжелая фаза (вода) под действием гравитации тонет в более легкой фазе (нефти) и, соответственно, более легкая фаза всплывает в тяжелой.

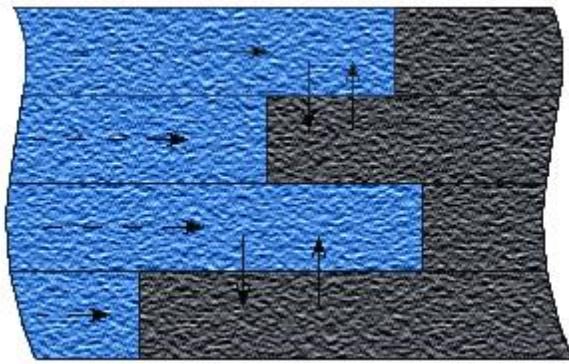


Рис. 19. Процесс продвижения воды в слоистом пласте с перетоками

Профильная модель с учётом гравитационных сил возникла как обобщение модели слоистого пласта и модели вертикального равновесия. В предлагаемой модели для каждого слоя задается конечная величина вертикальной проницаемости (K_{zi}). Основные идеи данной модели:

- в каждом слое вводятся перетоки воды и нефти вверх или вниз ($q_{z,i}$);
- в добывающих и нагнетательных скважинах вводится различное давление столба жидкости в зависимости от плотности фильтрующихся флюидов в зоне нагнетания и зоне отбора т.е. $P_k=p_k+\rho_{bg}gh$, $P_c=p_c+\rho_{ng}gh$.

Уравнения данной модели имеют следующий вид [7]:

$$q_{z,i-1} + q_i(t, K_i) - q_{z,i} = m * S_{nn} * b * h_i * dx_i / dt \quad i=1,m \quad (8.1)$$

$$q_{z,i} = K_{zi} * b * |x_i - x_{i+1}| * \Delta\gamma / (\mu_b + \mu_n), \quad (8.2)$$

где

- q_i и $q_{z,i}$ - соответственно, горизонтальный и вертикальный дебиты пропластка;
- K_i и $K_{iz,i}$ - горизонтальная и вертикальная проницаемости;
- $\Delta\gamma$ - разность удельных весов фильтрующихся фаз;
- L и b - длина и ширина пласта;
- P_k и P_c - давление в зонах нагнетания и отбора, соответственно;
- μ_b , μ_n - вязкости воды и нефти;
- h_i - толщина i -го пропластка;
- x_i - положение фронта воды в i -ом пропластке.

Формула (8.1) описывает горизонтальную фильтрацию, (8.2) - вертикальную и формула (8.1) - объединяющая их итоговая формула модели.

В формулу вертикального дебита не входит перепад давления между пропластками. Его аналогом является разность удельных весов фильтрующихся фаз.

q_z - аналог закона Дарси для вертикальной фильтрации: $[\Delta P/L] = \text{МПа}/\text{м}$
 $[\Delta\gamma] = [g * \Delta r] = (m/c^2) * (kg/m^3) = H/(m^2 * m) = \text{Па}/\text{м} = 10^{-6} * \text{МПа}/\text{м}$

Действие гравитационных сил проиллюстрируем двумя примерами.

1. Рассмотрим на элементе пласта размерами $a \times b = 500 \times 500 \text{ м}$ и толщиной $h = 25 \text{ м}$, пористость 0,25, дебит скважины — $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$, $S_x = 12,5 \text{ тыс.м}^2$, $S_z = 250 \text{ тыс.м}^2$, коэффициент вытеснения 0,66.

Вертикальный и горизонтальные дебиты определяются так:

$$q_z = S_z \times v_z, \quad (8.3)$$

$$q_x = S_x \times v_x, \quad (8.4)$$

где S_z - площадь основания пласта; S_x - площадь поперечного сечения пласта;

v_z - скорость всплытия нефти;

v_x - скорость течения жидкости по горизонтали.

Приняв скорость течения жидкости по горизонтали $V_x = 500$ м/год, а скорость по вертикали в 100 раз меньше, т.е. 5 м/год, получим соизмеримые величины расхода в горизонтальном направлении пласта – 1,031 млн м³/год и “всплытие” нефти - 0,4125 млн м³/год. Этот простой пример наглядно показывает значение и величину гравитационных сил, которые по результату воздействия сопоставимы с гидродинамическими.

2. Результаты, подтверждающие проявления действия гравитационных сил получены автором работы [12] (Э.А. Симкин) при рассмотрении всплытия капель нефти в идеальной пористой среде в статистической постановке. Математически этот процесс описывается следующими уравнениями:

$$\int_0^{h(t)} \sigma(z, t) dz = \sigma_0 H - (H - h) \text{ - закон неразрывности движения,}$$

$$\begin{cases} \int_0^h \frac{c_0}{a^2 V_{\max}^2} \left(\frac{x}{t} \right)^2 dx = c_0 H - (Y - h), \text{ при } 0 \leq \frac{h}{at} \leq V_{\max} \\ \int_0^h c_0 dx = c_0 H - (H - h), \text{ при } V_{\max} < \frac{h}{at} \end{cases}$$

$$\begin{cases} \frac{c_0 x^3}{3(aV_{\max})^2} \Big|_0^h = c_0 H - (H - h) \\ c_0 x \Big|_0^h = c_0 - (H - h), \end{cases}$$

где c_0 - нефтенасыщенность.

При средних размерах капли нефти 10^{-15} м² и скорости всплытия капель нефти 1 м/год в пласте мощностью 25 м с начальной нефтенасыщенностью 0,5 д.е. в течение первого года всплывает 70% нефти, а за два года происходит почти полная (90%) сегрегация частиц нефти в частично обводненном пласте.

Система уравнений 8.1-8.2 в предельных случаях описывают: при $Kz=0$ слоистую модель, при $Kz = \infty$ - модель вертикального равновесия.

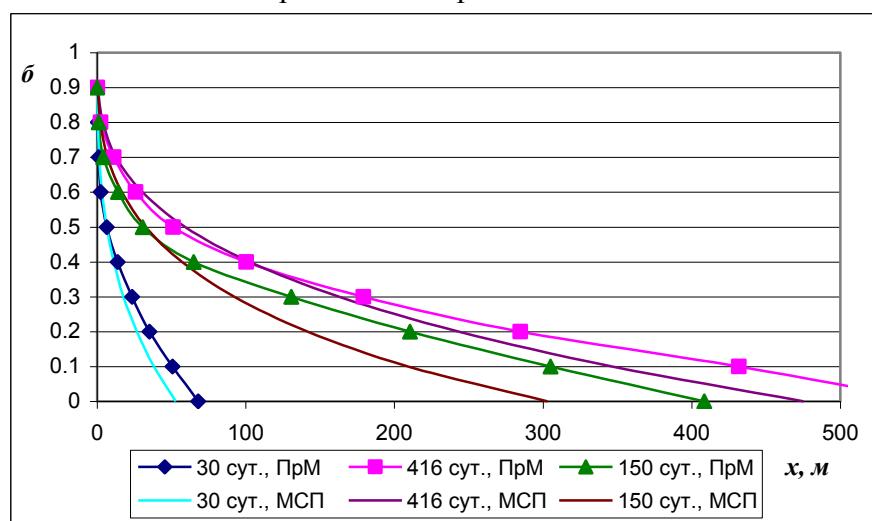


Рис. 20. Фронт вытеснения нефти водой, сравнение моделей

На рис. 20 показано движение фронта вытеснения нефти водой, рассчитанное по МСП и в профильной задаче с учетом гравитационных сил.

Рассматриваемая в данной главе модель может использоваться как для прогноза технологических показателей, так и для расчёта функций относительных фазовых проницаемостей по формулам (8.5-8.7). Необходимо отметить, что для прогноза показателей разработки и определения потенциально-извлекаемых запасов в модель необходимо ввести коэффициент охвата [].

$$K_e(t) = \frac{q_e(t)}{q_{жc}} \quad (8.5)$$

$$K_n(t) = \frac{q_n(t)}{q_{жc}} \quad (8.6)$$

$$\sigma(t) = T(x) - xT'(x) \quad (8.7).$$

Предложенная профильная модель с учётом гравитационных сил включает в себя параметры геолого–статистической модели и может “настраиваться” на историю добычи нефти и жидкости, т.к. содержит дополнительные параметры настройки. Эта модель может быть использована при любой обводнённости моделируемого объекта, и на любой стадии разработки.

На рис. 21 представлено сравнение фактической и различных модельных зависимостей для анализируемого участка, где $y=Q_n(t)/Q_0$, $x=Q_{ж}(t)/Q_0$ (Q_0 – потенциально-извлекаемые запасы). На рис. 20 приведены результаты моделирования расчетного участка на различных моделях (слоистая, вертикального равновесия, профильная с учётом гравитационных сил) и фактические показатели разработки в координатах обводненность – накопленная нефть. Слоистая модель имеет большой безводный период, а затем резко обводняется. Для модели вертикального равновесия характерен быстрый прорыв воды по подошве пласта.

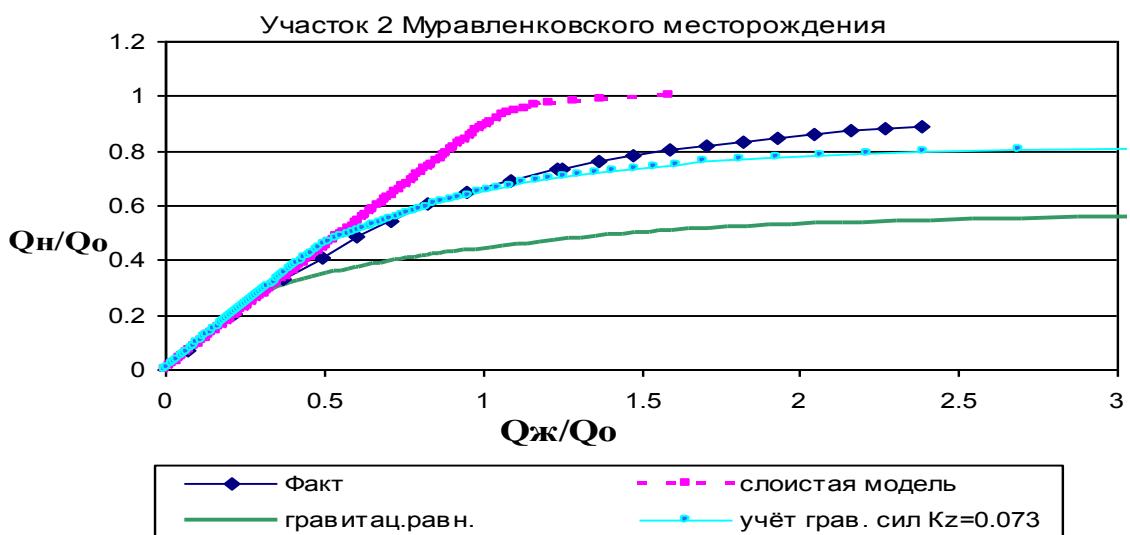
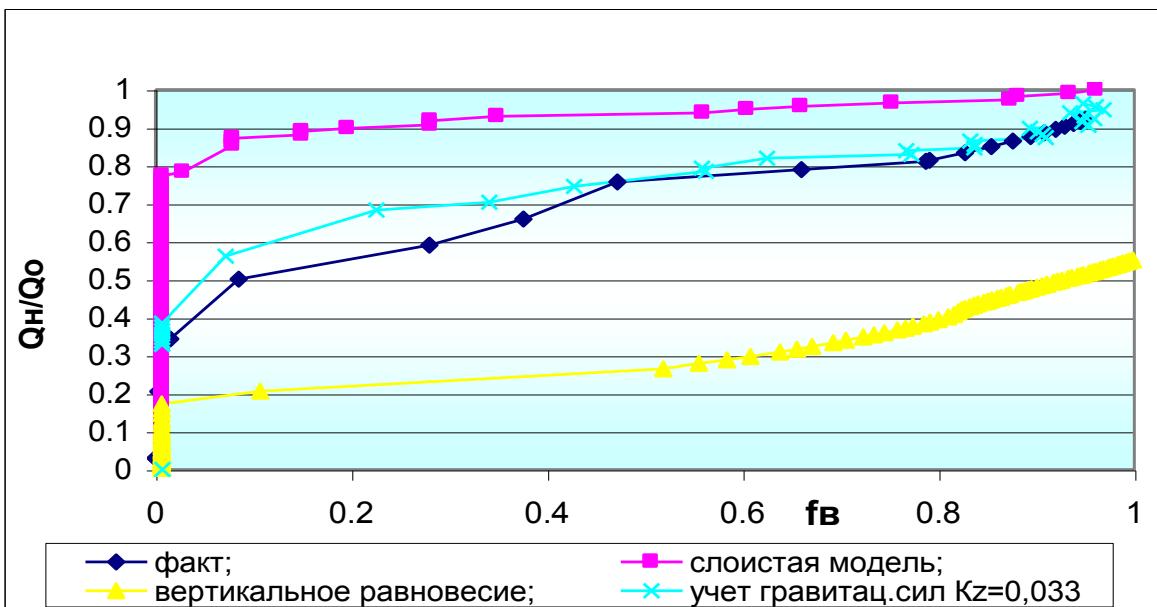


Рис. 21. Сравнение фактической и прогнозной добычи нефти

На рисунке видно, что слоистая модель имеет большой безводный период, а затем происходит резкое обводнение. В отличие от неё в модели гравитационного равновесия происходит быстрый прорыв воды по подошве пласта. Предложенная модель с учетом гравитационных сил с минимальным отклонением описывает фактические показатели разработки.

Профильная модель позволяет объяснить и описать часто наблюдаемое явление первоочередного обводнения подошвенной части пласта, подтверждаемое результатами исследований в контрольных скважинах.

В профильной задаче с учетом гравитационных сил можно с достаточной степенью точности восстановить историю разработки путем варьирования значений начального положения фронта воды в пропластках и подбора величины вертикальной проницаемости (в данном примере она составляет 3.3% от горизонтальной).

Специальные промыслово-геофизические исследования показывают, что наибольшая плотность остаточных запасов на заключительной стадии разработки Самотлорского месторождения сконцентрирована в основном в межскважинных зонах локально приподнятых участков, в прикровельных слоях залежи. Это особенно характерно, когда забои нагнетательных скважин расположены по абсолютным отметкам ниже, чем

добывающие»[4]. Для примера рассмотрим высокопродуктивные коллекторы (пласти A₄₋₅, A₆₋₇), представленные гидродинамически связанным коллектором (ГСК). Запасы нефти этих коллекторов выработаны на 80%. Вместе с тем 256 млн.т. остаточных запасов приурочено к категории слабодренируемых и не вовлеченных в разработку. Такие запасы нефти расположены, как правило, в кровельной части монолитных пластов платформенного типа, а также в поровой матрице, окружённой сетью техногенных трещин.

По этой причине, как правило, между добывающими скважинами в кровельной части всегда остается нефть. В частности, получены данные, согласно которым даже на высокообводненных участках залежей (обводненность превышает 90%), в зонах сводовой части залежи на расстоянии между скважинами более 250м остаются незаводненными не менее 50% нефтенасыщенных толщин (см. рис. 22).

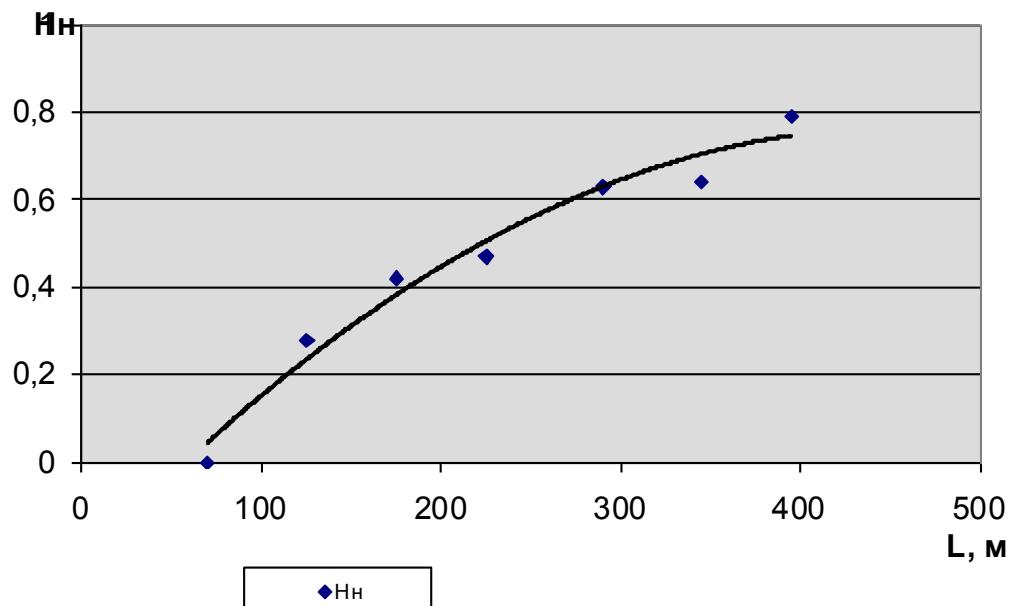


Рис. 22. Распределение заводненных толщин между забоями высокообводненных скважин в сводовой части пласта AB4-5

Таким образом профильная модель с учетом гравитационных сил является квазиодномерной:

- учитывает геологическое строение пласта;
- учитывает фактическую динамику добычи нефти и жидкости (независимо от стадии обводнения);
- имеет минимальное среднеквадратичное отклонение от факта;
- позволяет оценить и спрогнозировать динамику добычи нефти на перспективу;
- позволяет выполнить расчёт ОФП для использования в многомерном моделировании. [18]

Заключение

В работе рассмотрены некоторые из большого числа одномерных моделей. Для различных задач существуют большой набор моделей и уравнений, описывающих эти процессы. Все они, как отмечалось выше, имеют свои положительные и отрицательные стороны, используются на разных стадиях разработки. На данном этапе развития гидродинамического моделирования, наиболее важная задача рассмотренных моделей – служить основой для многомерного моделирования.

Список литературы:

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов.-М.: Недра, 1986. 332с.
2. Бяков А.В., Мулявин С.Ф., Чебалдина И.В., Антипов М.А. Использование обобщенных зависимостей кривых падения дебита нефти для оценки эффективности ГТМ.
3. Бочаров В.А. Разработка нефтяных пластов в условиях проявления начального градиента давления. – М.: ОАО “ВНИИОЭНГ”.-2000.-185 с.
4. Майер В.П. Проблемы нефти и газа Тюмени, Тюмень 1983, УДК 622,276,43 Сопоставление схем учёта неоднородности фильтрационных потоков в моделях Баклея-Леверетта и слоистого пласта.
5. Андреев В.А. Применение математических методов и ЭВМ в геологии нефти и газа на примере Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. - Сборник научных трудов. Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1990.
6. Азиз Х, Сеттари Э. Математическое Моделирование пластовых систем: Пер. с англ. М., Недра, 1982, 407 с.
7. С.Ф. Мулявин, Р.И. Медведский Метод прогноза добычи нефти и воды с учётом их гравитационного разделения при движении по пласту // Нефть и газ №3. Тюмень. 1999.
8. Пирвердян А. М. “Нефтяная подземная гидравлика” Баку, 1956г.
9. Пирвердян А. М. “Физика и гидравлика нефтяного пласта” М., “Недра”, 1982 г.
10. Сургучёв М. Л, Желтов Ю.В., Симкин Э.М. “Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах” М., “Недра” 1984 г.
11. Сазонов Б. Ф. “Совершенствование технологии разработки месторождений с водонапорным режимом” М., “Недра”, 1973, с 240.
12. Колганов В. И., Сургучёв М. Л., Сазонов Б. Ф. “Обводнение нефтяных скважин и пластов” М., “Недра” 1966, с. 264.
13. Сазонов Б. Ф. “Характеристики процесса вытеснения несмешивающихся жидкостей в систему скважин” Тр. Гипровостокнефть. М., Гостоптехиздат, вып. 5, 1962, с.82-88
14. Каменецкий С. Г., Суслов В.А “Гидродинамические методы контроля текущей нефтенасыщенности пласта” М., “Недра” 1967г., с. 93
15. Барренблат Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. “Движение жидкостей и газов в природных пластах” М., “Недра”, 1984г., с. 211
16. Чарный И. А. “Подземная гидрогазодинамика” М., 1963г. с. 400
17. Майер В. П. “Гидродинамическая модель фильтрации нефти, газа и воды в пористой среде” Екатеринбург, “Путеводитель”, 2000г., с. 208
18. С.Ф. Мулявин, А.В. Бяков, А.А. Телишев, Е.В. Боровков, М.А. Антипов “Использование функций относительных фазовых проницаемостей в настройке многомерных гидродинамических моделей” “Основные направления НИР в нефтяной промышленности Западной Сибири” Тюмень, СибНИИНП, 2000, с. 62-
20. Пирсон С. Д. Учение о нефтяном пласте. – М.: Гостоптехиздат. – 1961.
21. Кристеа К. Подземная гидравлика. – М.: Гостоптехиздат. – 1962. – Т. 2.
22. Мулявин С.Ф., Бяков А.В., Учёт гравитационных сил в профильной задаче. //В сб. тр. Основные направления НИР в нефтяной промышленности Западной Сибири. – Тюмень, СибНИИНП. – 1995.
23. Мулявин С.Ф., Медведский Р.И. Метод прогноза добычи нефти и воды с учетом
24. Чебалдина И.В., Бяков А.В., Мулявин С.Ф. Математическое моделирование процесса разработки на примере Муравленковского месторождения. //В сб.: Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. – Тюмень. – СибНИИНП. – 1999.
25. Мулявин С.Ф., Медведский Р.И., Бяков А.В., Телишев А.А., Чебалдина И.В. Расчет функции ОФП для гидродинамического моделирования. //В сб.докладов науч.-

прак.конф. «Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке». – Тюмень. – СибНИИНП. – 2000.

26. Особенности выработки запасов и методика планирования работ по ограничению водопритока в массивные залежи пласта АВ₄₋₅ на поздней стадии разработки. /А.А. Ручкин, А.Ю. Мосунов, Е.И. Горбунова, В.Г.Новожилов. //Нефтяное хозяйство. – 1997 – №10. – С. – 58 – 61.

27. Сравнительный анализ методов повышения нефтеотдачи пластов. /И.В. Шпурев, А. А. Ручкин, А.Ю. Мосунов. //Нефтяное хозяйство. – 1997 – №10. – С. 27 – 32.

28. Гравитационное всплытие капель нефти в идеальной пористой среде. /Э.М.Симкин, В.Е.Влюшин. // Сб.научных трудов., М.: ВНИИнефть, 1991. – Выпуск 108

Приложение 2. Методика составления программы геолого-технологических мероприятий

В настоящее время одной из основных задач рационального недропользования является максимальное использование пробуренного фонда скважин с целью стабилизации и дальнейшего наращивания добычи нефти. Это в первую очередь относится к “старым”, разрабатываемым продолжительное время месторождениям, фонд скважин на которых в значительной степени реализован, основная доля запасов извлечена и необходимо наметить комплекс мероприятий по вовлечению в разработку слабодренируемых, низкопродуктивных, не вовлечённых в разработку участков пластов.

Поставленная задача решается с использованием геолого-промышленного анализа результатов эксплуатации и исследований всех скважин, особенно низкодебитных и высокообводненных. Последующая реализация на месторождении разработанных геолого-технологических мероприятий (ГТМ) по оптимизации и интенсификации эксплуатации добывающих скважин, развитию системы заводнения должна повлечь за собой увеличение добычи нефти при минимальных затратах и, как следствие, максимальное увеличение прибыли предприятия, индекса доходности и т.п.

С целью оптимального подбора ГТМ, в работе [1] предлагается создать банк нефтегазовых технологий, включающий данные о существующих эффективных отечественных и зарубежных технологиях, вплоть до полных текстов РД с необходимыми номограммами, схемами, техническими характеристиками оборудования и др. Тем более, что в России накоплен огромный опыт по созданию и реализации различных технологий.

Разработки новейших отечественных программ выбора ГТМ по фонду скважин обычно ориентируются на увеличение добычи нефти путем поиска объектов (блоков, участков) с наибольшей эффективностью, наименее зависящих при разработке от технического несовершенства или осложненности скважин [2,4]. Главными критериями выбора скважин для проведения ГТМ многие авторы рекомендуют выбрать следующие:

- большая текущая нефтенасыщенная толщина;
- наличие неперфорированных интервалов пласта в скважине;
- отсутствие гидродинамической связи с перфорированным пластом;
- большое расстояние до добывающих скважин;
- малая глинистость и (или) высокая песчанистость;
- высокая проницаемость;
- большой прогнозный дебит;
- извлекаемые запасы нефти на 1 м нефтенасыщенной толщины.

Выбор этих параметров в качестве основных критериев не лишен здравого смысла. Но нужен комплексный подход.

Так, при подготовке программ геолого-технологических мероприятий по Ермаковскому месторождению основывались на ежегодном анализе эксплуатации низкодебитных и высокообводненных скважин, причин бездействия и анализе системы заводнения.

Разработка и внедрение геолого-технологических мероприятий на таком сложном с геологической точки зрения месторождении позволили максимально использовать фонд скважин в течение восьми лет, активизировать систему заводнения и сформировать её в соответствии со структурой остаточных запасов.

Выполнение программ ГТМ в период 1994-2000 годы по Ермаковскому месторождению, составленных специалистами ОАО СибНИИНП и НГДП "Ермаковское" [4; 14] позволило не только остановить снижение добычи нефти, но и стабилизировать ее на уровне 1,5 млн. тонн в течение 8 лет (рис. 1).

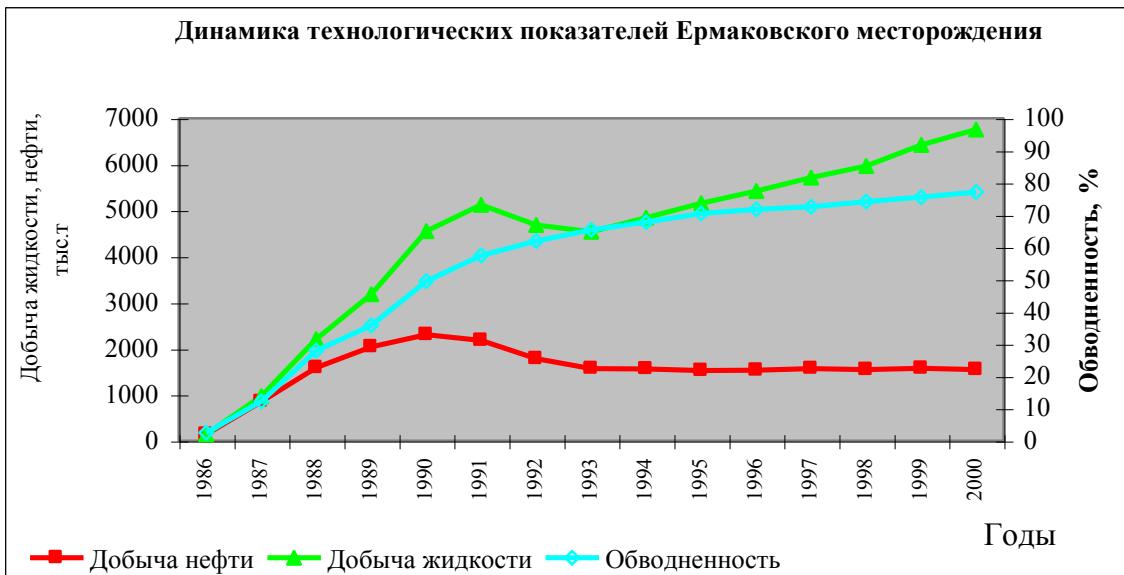


Рис. 1.

Предложенная программа ГТМ основана на решении трех основных задач, для реализации которых созданы расчетные модули в программном продукте «ПАНТЕРРА»:

Первая задача – геологическая. Решение её осуществляется путём построения адресной геологической модели участка месторождения в районе исследуемой скважины и включает в себя: изучение геологического строения продуктивного пласта; построение схем корреляций, геологических разрезов, структурных карт и нефтенасыщенных толщин, геолого-статистических разрезов и т.д.

Вторая задача – технологическая, решение которой дает информацию о добывных возможностях участка в районе исследуемой скважины и включает в себя:

- изучение технологических показателей эксплуатации исследуемой скважины и близлежащих скважин;

- анализ и сопоставление интервалов перфорации скважин;

- анализ гидродинамических исследований скважин;

- построение зависимостей, характеризующих геолого-технологические условия эксплуатации скважины;

- построение карт текущих отборов жидкости, текущей плотности запасов нефти и т.д. Основные анализируемые показатели работы скважин:

- текущая обводненность (<50%; 50-95%; >95%);

- накопленная добыча нефти (<5тыс.т.; 5-25тыс.т.; >25тыс.т.; >100тыс.т.);

- доля безводной добычи (>10%; <10%) или входная обводненность (5-10%, более 10%);

- характер обводнения (постепенный, стабильный или мгновенный);

- местоположение скважины (нагнетательный ряд, 1 ряд, зона стягивания, одиночная);

- пластовое и забойное давления, динамический уровень;

- газовый фактор (низкий<50м³/т, 50-200 м³/т; >200 м³/т высокий, >500-600 м³/т газовый режим);

- устьевое (буферное) давление (<20атм, 20-40атм и >40атм);

- тех.состояние экспл.колонны (качества цементажа, заколонные перетоеки и др.)

Третья задача – аналитическая, наиболее сложная и требующая высокой квалификации специалистов. Решение этой задачи дает представление о характере выработки и структуре остаточных запасов нефти участка месторождения в районе исследуемой скважины. Для этой цели проводятся:

- построение геолого-статистического разреза вероятности заводнения пласта, вероятности подключения интервалов в разработку;

- экспертное определение текущей насыщенности продуктивного пласта в районе исследуемой скважины:

а) прямым замером - методы ИННК (импульсный нейтрон-нейтронный каротаж), RST (углеродно-кислородный анализ), СНГК-Ш(спектральный нейтронный гамма каротаж широкополосной, разработан НПФ «ГИТАС» ВНИИГИС, г.Октябрьский), ШАМ (широкополосной акустический метод), термометрия и т.д.

б) косвенным методом - по обводненности продукции, транзитным скважинам и т.д.

в) методом трехмерного гидродинамического моделирования;

г) методом характеристик:

$$\sigma = T(x) \cdot x \cdot T'(x),$$

$$f = 1 - T'(x),$$

$$\text{где } x = Q(t)/Q_0, T(x) = Q_h(t)/Q_0,$$

σ - динамическая нефтенасыщенность,

f – доля воды в потоке,

$Q_h(t)$, $Q(t)$ – количества добываемых нефти и жидкости, Q_0 - подвижные запасы нефти.

При этом для ячейки (i, j) со скважиной насыщенность уточняется по формуле Андреева В.А. [11]:

$$\sigma_{i,j} = \frac{Q(x) - V_{i,j} \cdot Q_h(Q(t)/V_{i,j})/Q_0}{Q_0 - V_{i,j}},$$

где $V_{i,j} = \Delta x * \Delta y * h * m * K_{nn}$ нефтенасыщенный объем (i, j) ячейки.

На основании проведенных исследований строится геолого-технологическая модель участка месторождения с учетом гравитационных сил в районе исследуемой скважины с определением динамики обводнения пропластков и расположения пропластков с невыработанными, остаточными запасами нефти (модуль «FiltrG») [12].

На основе геолого-технологического анализа могут быть предложены следующие виды мероприятий:

оптимизация режима работы добывающей скважины;

интенсификации добычи нефти;

дострел продуктивных интервалов;

ремонтно-изоляционные работы (РИР);

зарезка второго ствола;

приобщение продуктивных пластов, других объектов эксплуатации;

промышленные геофизические исследования;

возврат (перевод) скважины на вышележащий объект или углубление на нижележащий объект эксплуатации;

оптимизация режима работы нагнетательной скважины;

перевод скважины под закачку;

перевод скважины в категорию пьезометрических, контрольных, наблюдательных; консервация скважины;

ликвидация скважины.

бурение новых скважин на недренируемых участках залежи, в том числе с горизонтальным стволов и многозабойные.

Рассмотрим более подробно каждый из видов мероприятий и критерии для его выбора.

Оптимизация работы добывающих скважин. Назначается с целью интенсификации добычи нефти и может быть предложена на исследуемой скважине в случае, когда близлежащие скважины, вскрывшие перфорацией тот же пласт, в аналогичных геологических условиях, при таком же пластовом давлении, эксплуатируются с большими дебитами по нефти и жидкости или потенциальный дебит скважины выше.

В этом случае возможны две причины работы скважины ниже своих потенциальных возможностей:

Причина 1. Неисправность или сбои в работе подземного оборудования.

Решение: Смена подземного оборудования или устранение сбоев в работе.

Если скважина эксплуатируется в нормальном режиме, возможен вариант снижения забойного давления (переход на форсированный отбор жидкости) или ниже давления насыщения.

Причина 2. Низкий межремонтный период (МРП) по причине выноса механических примесей (проппанта).

Решение: установка сепаратора газопесочного.

Интенсификации добычи нефти. Рекомендуется осуществлять в случае снижения дебита или даже отсутствии притока, не связанного с изменениями в системе разработки.

Причина 1. Загрязнение призабойной зоны пласта, что ведет к снижению продуктивности скважины или даже отсутствию притока.

Решение. В этом случае проводится химический или механический метод очистки ПЗП.

Химические методы. Обработка ПЗП кислотными растворами, растворами ПАВ и т. д. При этом предварительно проводится изучение, включающее в себя анализ ранее проводимых на скважине химических обработок ПЗП и анализ химического состава пород, слагающих продуктивный пласт.

Решение: Назначение наиболее эффективной обработки призабойной зоны пласта. Расчет необходимого количества химических реагентов.

Причина 2. Отсутствие циркуляции или авария в скважине.

Решение: Нормализация (очистка) забоя или ликвидация аварии.

Механические методы.

Свабирование, УОС, метод переменных давлений, метод управляемых циклических депрессий, гидрожелонка, вибрационные методы, повторная перфорация и др.

При этом предварительно проводится изучение, включающее в себя анализ ранее проводимых на скважине механических обработок, анализ гидродинамических исследований на скважине, с целью определения скин-эффекта, характеризующего гидравлические сопротивления в приствольной зоне пласта, и геофизических исследований, с целью определения размера закольматированной зоны пласта.

Решение: Назначение наиболее эффективного метода механической очистки призабойной зоны пласта.

Проведение ГРП. Если все применимые способы интенсификации добычи не позволили или не позволяют достичь результата, то рекомендуется проведение гидоразрыва пласта [13, 18]. Для этого желательно выполнение ряда критериев для подбора скважины:

- текущая обводненность менее 50% (необязательное условие);
- расстояние до линии нагнетания или внешнего ВНК более 500м;
- текущий дебит жидкости рассматриваемой скважины ниже потенциально возможного и ниже дебита соседних скважин;
- выработка запасов нефти в районе скважины менее 60% (необязательное условие);
- текущее пластовое давление более 85% от начального;
- эффективная нефтенасыщенная толщина более 3.0 м;
- минимальная толщина глинистого раздела более 6м;
- плотность текущих извлекаемых запасов нефти более 30тыс.тонн/км²(0.3 тыс.т./га);
- скважина технически исправна, а угол отклонения от вертикали при входе в пласт менее 10град.

Методика реализована в виде программы «PROGNOZ_GRP»[13] и «ГРП» [18].

Дострел продуктивных интервалов. В разрезе каждого объекта, вскрытого скважиной, встречаются пропластки ранее неперфорированные (недонасыщенные, близкие к ВНК или др.). С целью увеличения нефтедобычи при достижении обводненности более 50%, после всестороннего анализа и подтверждения их нефтеносности, осуществляется их дострел.

Ремонтно-изоляционные работы (РИР). Проводятся в высоко обводненных скважинах с целью уменьшения непроизводительных отборов воды (газа) и интенсификации притока нефти.

Работы производятся на основании промысловых геофизических исследований скважин (ПГИС) с целью выявления причин и источников обводнения, нефтенасыщенных интервалов.

По результатам ПГИС возможны три случая поступления в скважину воды.

1). Обводнение нижележащего пласта (интервала).

Решение: Отсечение обводнившегося интервала путем установки цементного моста.

2). Обводнение по пласту.

Решение: Установка водонепроницаемого экрана или закупорка обводнившихся интервалов различными реагентами. При этом должны выполняться следующие условия:

- исследуемая скважина не отобрала свои запасы (~7-10 тыс.тонн на 1 м н/н толщины);

- исследуемая скважина должна находиться в зоне стягивания;

- геологические условия должны позволять установку экрана или проведение других технологий РИР.

3). Присутствие заколонного перетока жидкости.

Решение: Ликвидация заколонного перетока жидкости.

Если же таковые исследования отсутствуют, то необходимо наметить одно из следующих мероприятий:

определение профиля притока в добывающей скважине (ОПП);

определение профиля притока и источника обводнения в добывающей скважине (ОИО);

определение профиля приемистости в нагнетательной скважине (ОПП);

определение технического состояния эксплуатационной колонны скважины;

определение нефтенасыщенности, ГВК, ГНК.

В случае определения поступления газа в скважину проводятся аналогичные мероприятия, только с целью предотвращения поступления газа.

Зарезка второго ствола. Осуществляется для восстановления производительности аварийных скважин или отбор невыработанных запасов нефти в районе обводненных скважин, РИР в которых провести невозможно. Запасы нефти в планируемом районе не отобраны. Основными элементами, обеспечивающими успех бурения вторых стволов, являются детальное трёхмерное моделирование, на основании которого производится:

- определение зон локализации остаточных запасов;

- выбор под зарезку второго ствола существующей вертикальной скважины;

- определение оптимальной траектории бурения второго ствола;

- расчёт дебита скважины (второго ствола) и динамики добычи нефти.

Существенную роль в успешности проведения второго ствола отводится современным технологиям бурения и навигации бурового инструмента.

Приобщение продуктивных пластов других объектов эксплуатации. Данный вид мероприятий проводится с целью интенсификации добычи нефти (совместная скважина на два и более пластов). Приобщение осуществляется при следующих условиях:

- основной и приобщаемый объекты представлены пропластками с близкими коллекторскими свойствами;

- отсутствие на приобщаемом объекте близкорасположенной эксплуатационной скважины;

- ближайшие скважины, эксплуатирующие оба объекта, имеют высокие дебиты;

- в случае приобщения вышележащего объекта его обводненность должна быть не больше, чем у основного объекта;

- в случае приобщения нижележащего объектам он не должен быть высоко обводненным, если нижележащий объект высокообводнённый, прирост дебита по нефти

должен быть кратно выше действующего, и возможно применение технологий РИР по его отсечению.

Возможные способы добычи:

1. Одновременная добыча из всех перфорированных объектов. Однако при этом затруднен учет добычи по объектам;

2. Одновременно-раздельная добыча (если объекты высокопродуктивные с дебитами по жидкости более 50т/сут).

Перевод (возврат) на вышележащий объект. Мероприятие осуществляется при выполнении требований, описанных в «Инструкции...» [7] с целью интенсификации добычи нефти назначается при следующих условиях: - проведенный анализ показывает, что возможные мероприятия на скважине на данном объекте по оптимизации режима эксплуатации, РИР, приобщению, дострелу и зарезке второго ствола – невозможно осуществить;

- перспективы использования скважины на данном объекте, в том числе для развития систем заводнения, отсутствуют.

Оптимизация работы нагнетательных скважин. Анализируется приемистость скважин, пластовое давление и компенсация (текущая, накопленная) закачкой отбора жидкости на объекте или участке, а также соответствие или несоответствие этих параметров проектным величинам. Возможно уточнение принятия решений методом материального баланса в следующих случаях:

Случай 1. Накопленная компенсация больше 1.0, пластовое давление выше начального.

Решение. Ограничение приемистости (штуцирование, ВПП закачкой ВУС, ГОС и др. реагентами).

Случай 2. Накопленная компенсация меньше 1.0, пластовое давление ниже начального.

Решение. Увеличение приемистости нагнетательных скважин, давления закачки. Необходимость анализа реализуемой системы поддержания пластового давления (ППД).

Случай 3. Накопленная компенсация меньше 1, пластовое давление на уровне начального.

Решение. Анализируется контурная зона пласта, интенсифицировать закачку нет необходимости. Проводится оценка влияния контурной зоны пласта методом материального баланса.

Случай 4. Накопленная компенсация больше 1, пластовое давление ниже начального.

Решение. Анализируется техническое состояние скважин. Вероятно, имеют место перетоки закачиваемой воды в выше - или ниже залегающие пласти. Проводятся исследования нагнетательных скважин (ОПП-определение приемистости скважины), а также динамики давлений в выше - или ниже залегающих пластах. При подтверждении перетоков проводятся РИР. При отсутствии перетоков анализируется система ППД и схема расположения нагнетательных скважин.

Перевод скважины под закачку. Осуществляется для поддержания пластового давления и интенсификации нефтедобычи за счёт развития системы заводнения, приближая её к структуре текущих запасов нефти.

Анализируется система заводнения, и мероприятие назначается в следующих случаях:

1). Пластовое давление в рассматриваемом районе ниже первоначального. Скважина переводится под закачку с целью увеличения объемов закачки и повышения Рпл. При этом местоположении скважины должно вписываться в принятую схему развития системы заводнения. Обводненность продукции скважины значения не имеет.

2). Пластовое давление в рассматриваемом районе равно первоначальному. Скважина переводится под закачку с целью увеличения коэффициента заводнения и интенсификации процесса вытеснения. При этом должны соблюдаться два условия:

- скважина должна вписываться в принятую схему развития системы заводнения, основанную на структуре текущих запасов нефти;
- дебит скважины по жидкости в процессе эксплуатации достигла проектного значения предельной обводненности.

Перевод скважины в контрольно-пьезометрический, наблюдательный фонд. Осуществляется в следующих случаях:

- проведенный анализ показывает, что возможные мероприятия на скважине по оптимизации, интенсификации, РИР, зарезке вторых стволов, приобщению, дострелу, возврату на вышележащий объект и переводу под закачку - не приведут к получению дебита нефти;

- существует необходимость за контролем по разработке месторождения на данном участке. Наблюдательная скважина предназначена для периодического наблюдения за изменением газонефтяных контактов, изменением насыщенности пласта в процессе разработки залежи. Пьезометрические предназначены для систематического измерения пластового давления в различных зонах пласта.

Перевод скважины в консервацию. Осуществляется при следующих условиях, оговоренных в «Инструкции...» [5,6]:

- в случае снижения пластового давления до давления насыщения, консервация добывающих скважин назначается на период восстановления давления;

- в случае ожидания перевода под закачку;
- в случае ожидания перевода на другой объект и т.д.

Ликвидация скважины. Осуществляется при следующих условиях, оговоренных в «Инструкции...» [5,6]:

- по геологическим причинам;
- скважина выполнила свое проектное назначение;
- по техническим причинам: невозможность проведения ремонтных работ, невозможность зарезки второго ствола и т. д.;

Бурение скважин, в том числе с горизонтальным стволовом. Это решение по дальнейшей разработке намечается на участках расширения контура нефтеносности пласта и прироста запасов нефти, поставленных на баланс РГФ. Фонд скважин расставляется из числа резервного в пределах рентабельных нефтенасыщенных толщин.

Технологическая эффективность ГТМ оценивается по величине входного дебита нефти после мероприятия (D_q), дополнительной добыче нефти до конца года (DQ), до окончания эффекта, сокращение отборов воды. При высокой стоимости мероприятий возникает вопрос об экономической эффективности и целесообразности его применения. Поэтому каждое мероприятие оценивается по ряду экономических критериев:

- затраты на проведение мероприятия;
- срок окупаемости;
- дисконтированный поток наличности (NPV);
- индекс доходности и др.

Экономическая оценка позволяет выделить наиболее эффективные мероприятия. Весь перечень мероприятий рассматривается как для нагнетательных, так и добывающих скважин, в том числе бездействующего фонда. Расчет экономических критериев можно осуществить используя подход предложенный в работе [18].

Вариант классификация геолого-технических мероприятий (ГТМ)

Все мероприятия, проводимые на скважинах, по виду воздействия могут быть разделены на четыре вида:

1. технические, 2. ремонтные, 3. МУН и интенсификация добычи нефти, 4. ОПЗ.

1. Технические мероприятия:

Изменение режима работы скважин

Смена способа эксплуатации

Оптимизация подбора оборудования

Промывка скважины

Запуск скважины

Расконсервация скважины

Вывод из контрольного фонда

Остановка скважины

Консервация скважины

Перевод в контрольный фонд

Спуск забойного штуцера

Спуск футерованных НКТ

Спуск сдвоенного ЭЦН

Устранение негерметичных колон

Изоляция заколонных перетоков

2. Ремонтные работы

Ремонтные работы подразделяются на виды работ, подлежащих расчету эффективности и работ без расчета эффекта

Ремонтные работы с расчетом эффективности

Устранение аварий

Ликвидация аварий ЭЦН

Ликвидация аварий ГЛО

Ликвидация аварий ШГН

Ликвидация аварий геофизических приборов

Извлечение оборудования после аварий

Очистка забоя от металла

Ликвидация гидрата и других пробок

Ликвидация аварий при ремонте

Внедрение и ремонт ОРЭ, ОРЗ, пакера

Фрезер башмака с углублением забоя

Зарезка нового ствола

Ревизия скв. оборудования

Смена ЭЦН

Ревизия НКТ

Извлечение посторонних предметов из НКТ

Ремонтные работы без расчета эффективности

Бурение цементного стакана

Бурение шурфов и артез

Освоение скважин

Исследование скважин

Перевод под отбор технических вод

Перевод в наблюдательные и пьезометрические

Перевод в поглощающие

Ликвидация скважины

Ликвидация межколонных проявлений

Прочие виды работ

3. Методы увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификация добычи нефти

МУН подразделяются на пять групп: тепловые, газовые, химические, физические и гидродинамические методы.

3.1. Тепловые

Внутрипластовое горение

Вытеснение нефти горячей водой

Паротепловое воздействие на пласт

Пароциклические обработки скважин

ТГХВ

ТГХВ на кислоте

3.2. Газовые

Закачка углеводородных газов (в том числе ШФЛУ)

Закачка двуокиси углерода

Закачка азота, дымовых газов

Закачка воздуха

Водогазовое воздействие

Закачка газа высокого давления

3.3. Химические

Вытеснение водными растворами ПАВ (включая пенные системы)

Полимерные растворы и другие загущающие агенты (ВУС, ПДС, ПАА и пр.)

Вытеснение нефти щелочными растворами (тринатрийfosфата, дистиллярная жидкость и пр.)

Кислотное воздействие

Закачка омагниченной воды

Обработка призабойных зон пласта растворителями

Вытеснение нефти композициями химических реагентов (мицеллярные растворы и пр.)

Микробиологическое воздействие

Системная технология

3.4. Физические

Электромагнитное воздействие

Волновое воздействие (акустическое и пр.)

Вибрационные методы

Гидроразрыв пласта

Бурение горизонтальных скважин

3.5. Гидродинамические

Изменение схем закачки и отбора (перенос фронта нагнетания, изменение направления фильтрационных потоков, очаговое заводнение, барьерное заводнение на газо-нефтеносных скважинах, усиление системы заводнения, уплотнение сетки и пр.)

Изменение режимов работы скважин (перераспределение закачки и отбора жидкости по скважинам, повышение давления нагнетания, ограничение закачки воды, форсированный отбор жидкости, циклическое воздействие и пр.)

4. Методы обработки призабойных зон (ОПЗ)

Методы обработки призабойных зон (ОПЗ) подразделяются на пять групп

4.1. Изоляционные работы

Изоляция прорыва нагнетаемых вод

Изоляция пласта

РИР газа

4.2. Кислотные методы. Обработка химреагентами

ОПЗ растворителями

ОПЗ растворами ПАВ

Гидрофобизация

ОПЗ гидрогелями

Комбинированное ОПЗ

4.3. Методы депрессий

УОС

МПД

МГД

Испытатель пласта

Гидрожелонки

Циклические депрессии

4.4.Перфорационные методы

Дострел

Перестрел

Перфорация на кислоте

ГПП

Щелевая резка

Перфорация на другие горизонты

Приобщение пласта

Список литературы

1. Грайфер В.И., Фаворский А.А., Шумилов В.А. Некоторые вопросы создания и функционирования отраслевого банка данных. // Нефтяное хозяйство, -2003, -№10- с.28-29.

2. Совершенствование изучения геологической модели с помощью автоматизированных корреляционных разрезов./ Р.Х.Гильманова, А.З.Нафиков, Р.Г.Сарваретдинов и др./Нефтяное хозяйство,-2001.-№8-С.75-77.
3. Оценка сравнительной эффективности ГТМ по комплексной информации/ Абасов М.Т., Эфендиев Г.М., Стреков А.С. и др./ Нефтяное хозяйство,-2003, -№10- с.70-73.
4. Курамшин Р.М., Деменко А.А. Методика геолого-технологического анализа и возможность стабилизации добычи нефти// Сб. науч. тр. СибНИИНП, Основные направления НИР в нефтяной промышленности в Западной Сибири, 1996, с.3-10.
5. Инструкция «О порядке ликвидации, консервации скважин и оборудовании их устьев и стволов». РД 08-71-94.
6. Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудовании их устьев и стволов. Постановление Госгортехнадзора России от 22.03.00 N 10
7. Положение о переводе нефтяных, газовых, нагнетательных и контрольных скважин на другие горизонты. Постановление Госгортехнадзора СССР от 17.10.86 N 33
8. Состояние разработки и пути стабилизации добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз»./ Мухаметзянов Р.Н., Курамшин Р.М., Мулявин С.Ф. и др., Программа ГТМ стабилизации добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз»./Нефтяное хозяйство, № 12, 1997, с.33-35.
9. Пути стабилизации и наращивания добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз»./Кондратюк А.Т., Мухаметзянов Р.Н., Мулявин С.Ф. и др./Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» в 1998-2005гг. Материалы конференции. г.Ноябрьск, 1997г.,-М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 1998, с.26-35.
10. Анализ эффективности ГТМ проводимых ОАО «Ноябрьскнефтегаз»./Шевченко В.Н., Курамшин Р.М., Деменко А.А. и др./ Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» в 1998-2005гг. Материалы конференции в г.Ноябрьске, 1997г.,-М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 1998, с.26-35.
11. Андреев В.А. О математическом описании процессов разработки нефтяных месторождений /В сб. научных трудов. Применение математических методов, Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1990г.
12. Мулявин С. Ф., Бяков А.В. Учет гравитационных сил в профильной задаче. //В сб. науч. тр.: «Основные направления НИР в нефтяной промышленности Западной Сибири».- Тюмень, ОАО «СибНИИНП».-1995.- С. 25-27.
13. Бухаров А.В., Шабелянский В.А., Опыт подбора и тестирования скважин под ГРП./ Материалы 13 научно-практической конференции молодых ученых и специалистов (28-29мая 2002г), Сб.научн.трудов СибНИИНП, Тюмень, 2002, с.80-89.
14. Авторский надзор за разработкой Ермаковского месторождения, разработка геолого-технологических мероприятий. Рук.работы Курамшин Р.М., ОАО СибНИИНП, Тюмень, 1996-2001годы.
15. Авторский надзор за месторождениями разрабатываемыми ОАО Тюменнефтегаз (Кальчинское). Рук.работы Курамшин Р.М., АООТ СибНИИНП, Тюмень, 1995-1998годы.
16. Программа геолого-технологических мероприятий и обоснования уровней добычи нефти на месторождениях ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз» на период до 2005года, Курамшин Р.М., Мулявин С.Ф., ОАО СибНИИНП, Тюмень, 1997 г
17. Авторский надзор за разработкой Западно-Асомкинского месторождения. Рук.работы Курамшин Р.М., ОАО СибНИИНП, Тюмень, 1997-2000годы.
18. Курамшин Р.М. Методика технико-экономического прогнозирования эффективности проведения ГРП. //Москва, ВНИИОЭНГ, Нефтепромысловое дело №4,1999г., с.18-24.

Приложение 3. Экспертная оценка показателей перспективности месторождения (объекта разработки) по геолого-физической характеристике пласта

Основной целью геолого-промышленного анализа разработки нефтяного или газового месторождения является оценка эффективности системы разработки, которая производится путем изучения технологических показателей разработки. Улучшить технологические показатели можно путем изменения существующей системы разработки или ее усовершенствования при регулировании процесса эксплуатации месторождения. Но в большей степени технологические показатели разработки зависят от геолого-физической характеристики нефтяной (газовой) залежи, причем определяющим является тип, размер и форма нефтяной (газовой) залежи, неоднородность строения продуктивного объекта, запасы нефти (газа) в нем и относительная подвижность нефти. Исходя из этого, строится анализ разработки месторождения, определяются виды исследований при проведении данной работы.

За период разработки накоплен большой объем информации, фактических, опытных и обобщающих данных по геологии, текущему состоянию, выработке запасов и технологическим решениям. Поэтому в первом приближении по геолого-физическими характеристике пластов месторождения можно прогнозировать его перспективные возможности, технологии воздействия, оценить вклад и влияние благоприятных и негативных факторов.

Алгоритм оценки (характеристика) пласта (залежи) описан ниже.

1. Географическое и административное положение;
2. Наличие или отсутствие инфраструктуры. Расстояние до коммуникаций (ближайшие разрабатываемые месторождения, ЛЭП, нефте-газопровод, дорога и др.);
3. Классификация месторождения по объему запасов нефти/газа (мелкое, среднее или крупное),
4. Классификация месторождения по фазовому состоянию (нефтяное, газовое, газоконденсатное, нефтегазовое, газонефтяное и др.);
5. степень разведанности (доля $C2/(ABC1+C2)<0.20$ - разведано, иначе - недоразведано);
6. степень вовлеченности запасов в разработку (если все запасы категорий А и В – разбурено, если запасы кат. С1 – еще не разбурено).
7. Основные геологические пласти. Их характеристика.
8. Количество пластов: однопластовое или многопластовое;
9. Качество запасов: коллектора высоко - или низкопродуктивные; доля ВНЗ, ГНЗ, (коэффициент продуктивности);
10. Положительные (благоприятные) факторы, отрицательные (осложняющие, негативные) факторы.

благоприятные факторы	Осложняющие факторы
Доля ЧНЗ>75%	Доля ЧНЗ<50%, имеется ВНЗ, ГНЗ, ГНВЗ
Свойства нефти ньютоновские Маловязкая, легкая или средней плотности	Свойства нефти неニュтоновские (высоковязкая, тяжелая нефть)
Пластовый газ Сухой, плотность газа по воздуху <1.0	Пластовый газ жирный ($K_f > 50 \text{ г/m}^3$), плотность газа по воздуху ≥ 1.0
Газовый фактор: Очень высокий ($> 200 \text{ м}^3/\text{т}$) или повышенный ($> 90 \text{ м}^3/\text{т}$) $R_{\text{нас}} \approx R_{\text{пл. нач}}$	Газовый фактор: Низкий: менее $50 \text{ м}^3/\text{т}$ $R_{\text{нас}} \ll R_{\text{пл}}$
Термобарические условия типовые: $R_{\text{пл}} - \text{гидростатическое}$ $T_{\text{пл}} = 0.03 * L$ (температурный градиент ≈ 0.03)	Термобарические условия не типовые: $R_{\text{пл}} - \text{АВПД, АНПД}$ $T_{\text{пл}} - \text{выше } 100 \text{ град.С или ниже } 30 \text{ град.С.}$
Не имеется CO_2 H_2S Парафин (менее 2%)	Имеется CO_2 , $\text{H}_2\text{S} (> 0.02 \text{ г/m}^3)$ Парафин ($\geq 6\%$)
Φ_E (высокие) $K_{\text{пор}} \geq 0.15;$ $K_{\text{прон}} \geq 20 \text{ мД};$ $K_{\text{песч}} > 0.6$ (ГСК) $K_{\text{расч}} < 3$ $K_{\text{прод}} \geq 5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$	Φ_E (низкие) $K_{\text{пор}} < 0.10;$ $K_{\text{прон}} < 10 \text{ мД};$ $K_{\text{песч}} < 0.3$ (СПК) $K_{\text{расч}} > 5$ $K_{\text{прод}} < 1 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$

$$\begin{cases} q_{\text{жк}} = K_{\text{прод}} \Delta \rho; \\ q_{\text{жк}} = \frac{Kh}{\mu} \frac{\Delta \rho}{h_i R_k / r_c + S} \end{cases}$$

формула Дюпюи

1. Когда открыто месторождение?
2. Когда введено в разработку?
3. На какой стадии разработки находится?
4. Какой действующий проектный документ (ППЭ, технологическая схема, проект разработки или доработки)?
5. Какой входной дебит жидкости, входная обводненность, G_f

Пример. Геолого-физическая характеристика Погранитного месторождения

Погранитное месторождение расположено в Нижневартовском районе ХМАО Тюменской области. Открыто в 1978 году, введено в разработку в 1982г. Является крупным нефтяным месторождением. Разведано и полностью разбурено (доля запасов категории $C_1 \ll 1\%$, категории $C_2 \ll 1\%$).

Нефтеносны пласти BC_{11} , BC_{14} , BC_{15} и $ЮС_1$. основная доля запасов (99%) сосредоточена в пласте BC_{11} .

Залежь пласта BC_{11} пластово-сводовая (скорее всего высокие коллекторские свойства, работает законтур), коллектор поровый (будет поршневое вытеснение), средняя нефтенасыщенная толщина – 11,3 м (высокая), нефтенасыщенность – 0,57 (> 0.5 – безводная добыча), ВНЗ – 0,46 (входная обводненность $f \approx 10-20$, начальная водонасыщенность 0,54 + законтурная вода $\rightarrow 90\%$).

Коллекторские свойства пласта высокие: $K_{\text{пр}} - 99 \text{ мД}$, $K_{\text{песч}} - 0,78 (> 0,6 - \text{ГСК})$, $K_{\text{расч}} - 3,3$ невысокий (h пропластика $= 11,3/3,3 \approx 4 \text{ м}$) - хорошо.

Термобарические условия: стандартные (без аномалий), $t = 82^0 \text{ С}$ ($t_{\text{пл}} = 0,03 \cdot L$), $P_{\text{пл}} = 25,8 \text{ МПа}$ на уровне гидростатического.

Нефти ньютоновские: $\rho_n = 0,85 \text{ т/м}^3$ - средней плотности, $\mu = 1,66 \text{ сПз}$ маловязкие, малосеристые и малопарафинистые (не будет проблем с выделением серы и отложением парафина). Газосодержание невысокое – $62 \text{ м}^3/\text{т}$.

Залежь высокопродуктивная: $K_{np} = 3,4 \text{ м}^3/\text{сут. атм}$. При этом $q_{ж} \approx 3,4 \cdot 40 = 136 \text{ м}^3/\text{сут.} = 115 \text{ т/сут.}$

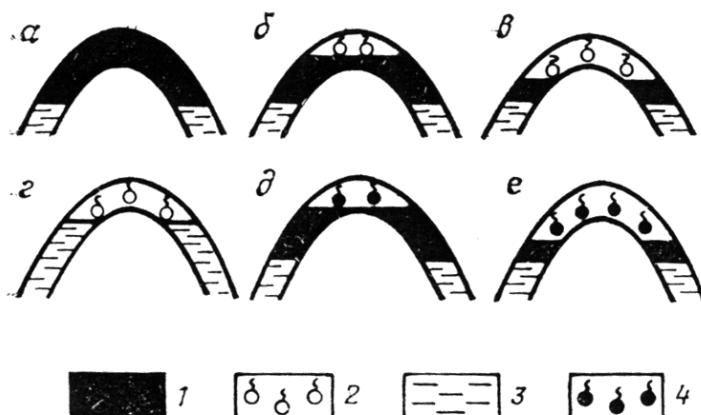


Рис. 1. Классификация залежей по фазовому состоянию углеводородов

Залежи: а – нефтяные; б – газонефтяные; в – нефтегазовые; г – газовые; д – газоконденсатнонефтяные; е – нефтегазоконденсатные. 1 – нефть; 2 – газ; 3 – вода; 4 – газоконденсат.

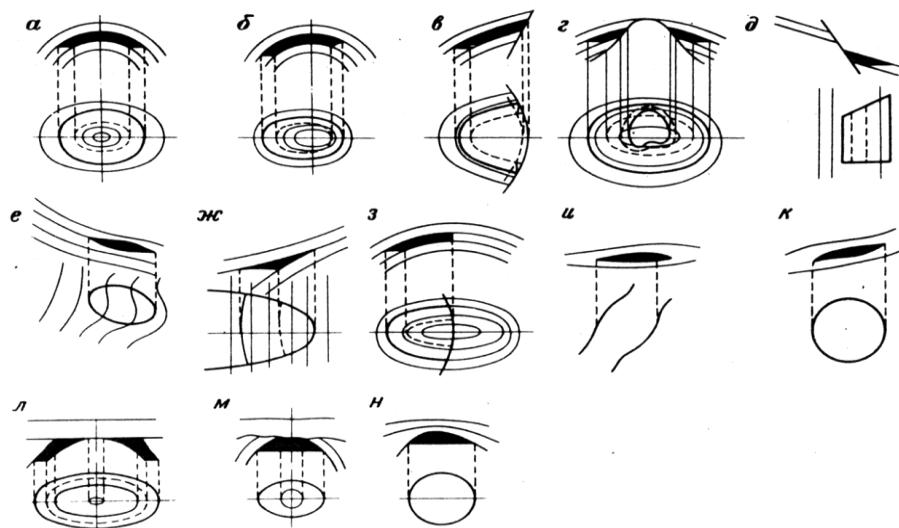


Рис. 2. Подгруппы залежей нефти

Залежи: а – сводовые; б – висячие; в – тектонически экранированные (или блоковые); г – приконтактные; д – экранированные разрывными нарушениями на моноклиналях; е – связанные с флексурными осложнениями (и структурными носами) на моноклиналях; приуроченные к участкам: ж – выклинивания коллектора вверх по восстанию пород, з – проницаемых пород, замещенных непроницаемыми; и – рукавообразные (шнурковые); к – линзовидные; связанные со стратиграфическими несогласиями: л – на структурах, м – приуроченные к эродированным останцам; н – в рифовых массивах. Черным показаны залежи нефти.

Табл. 1. Геолого-физическая характеристика пластов Погранитного месторождения

№ п/п	Параметры	Пласти				Итого
		БС ₁₁	БС ₁₄	БС ₁₅	ЮС ₁	
1	2	3	4	5	6	7
1	Средняя глубина залегания, м	2600	2870	2890	3010	
2	Тип залежи	пласт.- сводов	структур.- литолог	структур.- литолог	структур.- литолог.	
3	Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	
4	Площадь нефтегазонасыщенности, тыс.м ²	332000	2041	3324	10500	
5	Средняя общая толщина, м	15	1,1	1,9	14,8	
6	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	11,3	1,1	1,9	1,7	
7	Пористость, %	20	14-21	15	17	
8	Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,58	0,54	0,52	0,55	
9	Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,46	0,54	0,52	0,55	
10	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	99	33	33	16	
11	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,784	н.с.	0,713	0,42	
12	Коэффициент расчлененности, доли ед.	3,28	н.с.	1,36	3,6	
13	Начальная пластовая температура, °С	82	91	92	97	
14	Начальное пластовое давление, МПа	25,8	28,7	28,9	30	
15	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,66	1,79	2	1,5	
16	Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,784	н.с.	0,813	0,79	
17	Плотность нефти в поверхност. условиях, т/м ³	0,85	0,804	0,804	0,838	
18	Абсолютная отметка ВНК, м	-2489	-2756	-2776		
19	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,136	1,45	1,45	1,23	
20	Содержание серы в нефти, %	0,69	0,5	0,4	0,4	
21	Содержание парафина в нефти, %	2,7	2,5	2,3	2,4	
22	Давление насыщения нефти газом, МПа	9,4	8,1	8,1	9,4	
23	Газосодержание нефти, м ³ /т	62	229	229	93	
24	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,4	0,4	0,4	0,4	
25	Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,04	1,04	1,04	1,04	
26	Средняя продуктивность, 10 м ³ /(сут*МПа)	3,4	0,07	0,07	0,08	
27	Начальные геологические запасы: категория В	158756	-	-	-	158756
	категория С ₁	4066	98	270	838	5272
	категория В+С ₁	162822	98	270	838	164028
	категория С ₂	798	-	174	-	972
28	Начальные извлекаемые запасы: категория В	68265	-	-	-	68265
	категория С ₁	813	10	27	84	934
	категория В+С ₁	69078	10	27	84	69199
	категория С ₂	80	-	17	-	97
29	КИН:	0,43	-	-	-	0,43
	категория В	0,2	0,1	0,1	0,1	0,5
	категория С ₁	0,63	0,1	0,1	0,1	0,93
	категория С ₂	0,1	-	0,1	-	0,2

Таблица 1. Систематизация свойств залежей и пластовых флюидов по условиям проектирования и разработки

Наименование параметра	Свойства		Примечания, оценки применимости	
1	2	3		
1. Характеристики залежей				
1.1. Тип коллектора	Поровый		Возможна модель двойной пористости (трещинно-поровый)	
	Трещинный			
1.2. Тип залежи	Массивная, пластовая сводовая		Положительный фактор	
	Литологически экранированная, тектонически экранированная		Положительный фактор с ограничениями	
	Литологически ограниченная		Отрицательный фактор	
1.3. Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	< 10 - малые размеры > 100 - большие размеры		Залежи совпадают в плане или смещены. Максимальная плотность запасов – область совмещения контуров залежи.	
1.4. Соотношение линейных размеров залежи	Ширина ≤ 2,0 км		Приконтурное (законтурное) заводнение	
	Ширина > 4,0 км		Внутриконтурное заводнение	
1.5. Геологические запасы	AB/(AB+C ₁) < 0,1 – объект не разбурен или находится в начальной стадии геологического изучения		Кат. AB – разбуренные (вовлеченные в разработку) запасы Кат C ₁ – не разбуренные. Необходимо эксплуатационное бурение AB+C ₁ – разведанные запасы, утверждены ГКЗ или ЦКЗ. C ₂ – предварительно оцененные. Рекомендуется бурение разведочных скважин. C ₃ – перспективные ресурсы. Рекомендуется бурение поисковых скважин.	
	0,1 < AB/(AB+C ₁) < 0,9 – стадия разбуривания			
	AB/(AB+C ₁) > 0,9 – завершающее бурение			
	C ₂ /(AB+C ₁ +C ₂) ≥ 0,2, то залежь (месторождение) недоразведано			
1.6. Извлекаемые запасы	Классификация месторождений нефти:		Приоритет освоения обычно отводится более крупным месторождениям	
	< 10 млн т	мелкое		
	10-30 млн т	среднее		
	30-300 млн т	крупное		
	> 300 млн т	уникальное		
	< 10 млрд м ³	мелкое		
	10-30 млрд м ³	среднее		
	30-500 млрд м ³	крупное		
	> 500 млрд м ³	уникальное		
1.7. Коэффициент извлечения нефти (КИН), д.ед.	> 0,4		Высокий	
	0,20-0,40		Средний	
	< 0,2		Низкий	
1.8. Наличие ВНЗ, ЧНЗ	Доля ВНЗ < 0,25		удовлетворительно	
	Доля ВНЗ > 0,5		неудовлетворительно	
1.9. Наличие ГНЗ, ГНВЗ,	Газонефтяная залежь или нефтяная залежь с газовой шапкой		Для ЧНЗ характерно: f _{bx} = 0, большая безводная добыча = 20-80 % НИЗ	
	Нефтегазовая или газовая залежь с нефтяной оторочкой		Для ВНЗ характерно: f _{bx} > 0, $\sum Q_h \approx 5-15$ тыс. т., быстрое обводнение	
	Газовая шапка является осложняющим фактором разработки нефтяной залежи			
	Нефтяная оторочка является осложняющим фактором разработки газовой залежи			

Продолжение табл. 2

1	2	3															
1.10. Темп отбора от запасов	3-6 % от извлекаемых запасов для крупных месторождений (залежей) 6-10 % от извлекаемых запасов для мелких и средних месторождений (залежей)	Максимальная годовая добыча: $(0,03 - 0,06) \cdot Q_{изв}$ $N_{скв} \cdot q_{ж} \cdot 328$															
1.11. Подвижные запасы		$Q_{подв} = Q_{геол} \cdot K_{выт}$															
1.12. Распределение по объектам	Основные, второстепенные, Возвратные, разукрупнения, доразведки																
1.13. Стратиграфическая принадлежность пластов (Западно Сибирская нефтегазовая провинция)	T - турон ПК – сеноман АС, БС, ЮС – пласти Сургутского свода АВ, БВ, ЮВ – пласти Вартовского свода АП, БП, ЮП – пласти Пуровского района АУ, БУ, ЮУ – пласти Уренгойского района КВ – кора выветривания Рз - палеозой фундамент																
2. Коллекторские свойства																	
2.1. Коэффициенты проницаемости ($K_{пр}$, мкм^2), пористости ($K_{пор}$), д. ед.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Пласти</th> <th>$K_{пр}$</th> <th>$K_{пор}$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ПК</td> <td>0,50 - 2,0</td> <td>0,30 - 0,40</td> </tr> <tr> <td>АВ, АС, АП</td> <td>0,05 - 1,0</td> <td>0,25 - 0,35</td> </tr> <tr> <td>БВ, БС, БП</td> <td>0,01 - 0,10</td> <td>0,18 - 0,30</td> </tr> <tr> <td>ЮВ, ЮС, П, Т</td> <td>0,001 - 0,01</td> <td>0,14 - 0,25</td> </tr> </tbody> </table>	Пласти	$K_{пр}$	$K_{пор}$	ПК	0,50 - 2,0	0,30 - 0,40	АВ, АС, АП	0,05 - 1,0	0,25 - 0,35	БВ, БС, БП	0,01 - 0,10	0,18 - 0,30	ЮВ, ЮС, П, Т	0,001 - 0,01	0,14 - 0,25	<p>Оценка входного дебита для порового коллектора: $q_{ж} \approx K_{пр} (\text{мД})$</p> <p>Если $q_{ж} >> K_{пр}$, то возможно модель двойной среды (трещинно-поровый коллектор);</p> <p>Если $K_{пр} < 0,01 \text{ мкм}^2$, то рекомендуется ГРП, что ведет к выносу проппанта и сокращению МРП.</p> <p>Если $K_{пр} > 0,20 \text{ мкм}^2$ (особенно для пластов ПК), то возможно коллектор - слабосцементированный песчаник, что ведет к выносу песка и сокращению МРП.</p>
Пласти	$K_{пр}$	$K_{пор}$															
ПК	0,50 - 2,0	0,30 - 0,40															
АВ, АС, АП	0,05 - 1,0	0,25 - 0,35															
БВ, БС, БП	0,01 - 0,10	0,18 - 0,30															
ЮВ, ЮС, П, Т	0,001 - 0,01	0,14 - 0,25															
2.2. Коэффициент нефтенасыщенности ($K_{нн}$), д. ед.	$0,35 < K_{нн} < 1,0$	<p>Если $K_{нн}$ или $K_{гн} < 0,5$, то скважина имеет входную обводненность: $f_{вход} \approx 0,1-0,2$ д. ед.;</p> <p>Если $K_{нн} > 0,6$, то скважина имеет входной безводный дебит ($f_{вход} = 0$).</p>															
2.3. Коэффициент газонасыщенности ($K_{гн}$), д. ед.	$0,35 < K_{гн} < 1,0$																
2.4. Коэффициент продуктивности ($K_{прод}$), $\text{м}^3/\text{сут} * \text{МПа}$	<p>$K_{прод} < 1,0$ – низкопродуктивные пласти</p> <p>$K_{прод} > 5,0$ – высокопродуктивные пласти</p> <p>Расчет дебита жидкости выполняется по формуле: $q_{ж} = K_{прод} \cdot \Delta p$ (т/сут)</p>	<p>Задаваемая средняя депрессия для ЭЦН - 8 МПа. При $K_{прод} = 5,0$ расчетный дебит жидкости = $40 \text{ м}^3/\text{сут}$.</p> <p>Задаваемая средняя депрессия для ШГН = 4 МПа. При $K_{прод} = 1,0$ расчетный дебит жидкости = $4,0 \text{ м}^3/\text{сут}$.</p> <p>Если $q_{ж} < 20$ – основной способ эксплуатации - ШГН</p> <p>Если $q_{ж} > 20$ – основной способ эксплуатации – ЭЦН</p>															

Продолжение табл. 2

1	2	3
2.5. Нефтенасыщенная толщина ($h_{\text{нн}}$), м	$h_{\text{нн}} < 2-3 \text{ м}$ – нефтяной пласт малой толщины $h_{\text{нн}} > 6-10 \text{ м}$ и более – нефтяной пласт большой мощности (толщины)	Экспертная оценка: $Q_{\text{изв на 1 скв}} = 10 \cdot h_{\text{нн}}$ Экспертная оценка фонда скважин: $Q_{\text{изв}} / Q_{\text{изв на 1 скв}}$ Расчетная формула: $Q_{\text{изв на 1 скв}} = (S \cdot K_{\text{пор}} \cdot K_{\text{нн}} \cdot \rho_{\text{нн}} \cdot \Theta \cdot K_{\text{ИН}}) \cdot h_{\text{нн}}$, где S – плотность сетки скважин.
2.6. Рентабельная нефтенасыщенная толщина ($h_{\text{рент}}$), м	$\geq 4 \text{ м}$	Экспертная оценка минимальной рентабельной добычи нефти на 1 скважину: $Q_{\text{изв на 1 скв}} = 25 \text{ тыс. т}$
2.7. Газонасыщенная толщина ($h_{\text{гн}}$), м	$h_{\text{гн}} < 30 \text{ м}$ – газовый пласт малой толщины $h_{\text{гн}} > 100 \text{ м}$ – газовый пласт большой мощности (толщины)	Расчетная формула: $Q_{\text{изв на 1 скв}} = S \cdot K_{\text{пор}} \cdot K_{\text{нн}} \cdot (P_{\text{нач}} \cdot \alpha_{\text{нач}} \cdot P_{\text{кон}} \cdot \alpha_{\text{кон}}) \cdot h_{\text{гн}}$, где S – плотность сетки скважин.
2.8. Рентабельная газонасыщенная толщина ($h_{\text{рент}}$), м	$\approx 10-20 \text{ м}$	Экспертная оценка минимальной рентабельной добычи газа на 1 скважину: $Q_{\text{изв на 1 скв}} = 1 \text{ млрд м}^3$
2.9. Коэффициент песчанистости ($K_{\text{песч.}}$), д. ед.	$K_{\text{песч.}} > 0,6$ – ГСК (гидродинамически связный коллектор) $0,3 - 0,6$ – ПК (прерывистый коллектор) $< 0,3$ – СПК (сильно прерывистый коллектор)	Высокие коллекторские свойства, больших проблем с выработкой нет Низкие коллекторские свойства, существуют проблемы с выработкой запасов: низкий коэффициент охвата, КИН.
2.10. Коэффициент расчлененности (K_p)	$K_p \leq 2$ низкое значение $K_p \geq 5$ высокая расчлененность	удовлетворительно неудовлетворительно
2.11. Коэффициент макронеоднородности ($K_{\text{мн}} = K_p / h_{\text{нн}}$), 1/м (1/ $K_{\text{мн}}$ – толщина единичного пропластка, м)	$K_{\text{мн}} < 0,25$ или толщина пропластка $> 4 \text{ м}$ (хорошее качество) $K_{\text{мн}} > 1,0$ или толщина пропластка $\leq 1 \text{ м}$ (плохое качество)	Монолитный пласт с высокими коллекторскими свойствами (ГСК) (обычно $K_{\text{песч.}} \geq 0,6$) Расчлененный пласт с низкими коллекторскими свойствами; (как правило $K_{\text{песч.}} \leq 0,3$)
2.12. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности ($K_{\text{он}}$), д. ед.	Для $K_{\text{пр}} \geq 50 \text{ мД}$ $K_{\text{он}} = 0,2 - 0,25$ д. ед. Для $K_{\text{пр}} \geq 10-50 \text{ мД}$ $K_{\text{он}} = 0,25-0,30$ д. ед. Для $K_{\text{пр}} < 10 \text{ мД}$ $K_{\text{он}} = 0,3-0,35$ д. ед.	Квыт $\geq 0,6$, Кон $\leq 0,25$ д. ед. хорошие коллекторские свойства Квыт $\leq 0,5$, Кон $\geq 0,30$ д. ед. ухудшенные коллекторские свойства
2.13. Коэффициент вытеснения ($K_{\text{выт}}$), д. ед.	$K_{\text{выт}} = \frac{K_{\text{нн}} - K_{\text{он}}}{K_{\text{нн}}}$	$K_{\text{выт}} < 0,40$ низкий коэффициент вытеснения $K_{\text{выт}} > 0,60$ высокий коэффициент вытеснения
2.14. Гидропроводность, $\frac{K_{\text{пр}} \cdot h}{\mu}$, (м $\text{мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{сПз}$)	$\frac{K_{\text{пр}} \cdot h}{\mu} < 0,1$ (м $\text{мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{сПз}$) низкие коллекторские свойства $\frac{K_{\text{пр}} \cdot h}{\mu} > 1,0$ (м $\text{мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{сПз}$) высокие коллекторские свойства	
R-радиус дренирования, м	Используется в формуле: $R = 1,5 \cdot \sqrt{g \cdot t}$ для оценки зоны дренирования.	Временной период t принимается равным одному году (365 дней)
2.15. Пьезопроводность, $\alpha = \frac{K_{\text{пр}}}{\mu \cdot \beta}$, (м $^2/\text{с}$)	$\alpha < 0,01$ (м $^2/\text{с}$) низкие коллекторские свойства $\alpha > 0,1$ (м $^2/\text{с}$) высокие коллекторские свойства	$R < 600 \text{ м/год}$ или 2 м/сут $R > 2000 \text{ м/год}$ или 5 м/сут

Продолжение табл. 2

1	2	3
2.16. Пластовое давление начальное, МПа	Если $P_{пл} \approx 0,1 \cdot L$, то давление гидростатическое ($P_{гстат}$)	Вскрытие осуществляется на растворе глушения 1.10-1.15
	Если $P_{пл} \geq 1,3 \cdot P_{гстат}$, то АВПД (аномально высокое пластовое давление)	Минус: проблемы при вскрытии и освоении пласта (требуются тяжелые растворы глушения плотности 1.3-1.5, что ведет кольматации пласта) Плюс: продолжительная фонтанная добыча
	Если $P_{пл} < 0,7 \cdot P_{гстат}$, то АНПД (аномально низкое пластовое давление)	Минус: проблемы при вскрытии и освоении пласта (поглощение раствора глушения, кольматации пласта) Минус: отсутствует период фонтанной добычи, требуется переход на мех. добычу и формирование ППД
3. Физико-химические свойства нефти, газа и воды		
3.1. Содержание парафинов, %	> 6 % - высокопарафиновая нефть 1,5-6 % - парафининовая нефть <1,5 % - малопарафиновая нефть	Возможно образование АСПО в интервале многолетнемерзлых пород (ММП), что потребует периодического скребкования, промывки горячей нефтью, водой и т.д.
3.2. Содержание смол, %	> 5 % - смолистые > 15 % - высокосмолистые	Входит в состав АСПО и увеличивает негативные последствия
3.3. Объемный коэффициент нефти, д. ед.	$b_h = 1 + 0.00305 \cdot \Gamma_\phi$	Например, при $\Gamma_\phi = 100 \text{ м}^3/\text{т}$, $b_h = 1.305$, при $\Gamma_\phi = 330 \text{ м}^3/\text{т}$, $b_h = 2.0$, т.е. объем нефти в пластовых условиях удваивается
3.4. Пересчетный коэффициент нефти, д.ед.	$\Theta = 1/b_h$	Является подсчетным параметром
3.7. Газовый фактор (Γ_ϕ), $\text{м}^3/\text{т}$	< 50 $\text{м}^3/\text{т}$ – низкий	Плюс: насосное оборудование нефтяных скважин работает без осложнений до P_y 1-2 МПа
	100-200 $\text{м}^3/\text{т}$ - средний	Плюс: продолжительный фонтанный период Минус: гидратообразование Минус: требуется использование газосепаратора Минус: разгазирование нефти ведет к снижению дебитов нефти
	> 300 – высокий. Требуется уточнение фазового состояния и типа залежи(возможна залежь нефтегазовая и произошел прорыв газа)	Минус: возможно образование техногенной газовой шапки Минус: вероятно гидратообразование Плюс: способ эксплуатации – плунжер-лифт, фонтанный Плюс: возможен переход на режим растворенного газа, режим газовой шапки
	≥ 800 – газоконденсатная залежь	Требуется уточнение фазового состояния залежи
3.5. Объемный коэффициент газа, д. ед.	$V_g = \frac{P_o}{T_o} \cdot \frac{T \cdot Z}{P} = 0,000375 * T/P$	Примеры. Для пласта ПК - $V_g = 0,015$ д.ед. Для пласта Ю - $V_g = 0,005$
Пересчетный коэффициент газа, разы	$\Theta = 1/V_g$	Пример для пласта ПК: $\Theta = 0,015$ д.ед. Для пласта Ю: $\Theta = 0,005$

Продолжение табл. 2

1	2	3	
3.6. Коэффициент сверхжимаемости газа	$\Phi\text{-ла } Z = 1 - 0.01 \cdot [0.76 \cdot (T_{np})^3 - 9.36T_{np} + 13] \cdot [8 - P_{np}] \cdot P_{np}$ где $T_{np} = T/T_{nkp}$; $P_{np} = P/P_{nkp}$ приведенные температура и давление	для пластов ПК: $Z = 0,84 - 1,0$ для пластов Ю: $Z = 0,9 - 1,1$	
поправка на отклонение газа от закона Бойля - Мариотта	$\alpha = 1/Z$	Подсчетный параметр	
поправка на температуру для приведения объема к стандартным условиям	$f = T_{std}/T_{pl}$	Подсчетный параметр	
3.8. Плотность газа в пластовых условиях (ρ_g), кг/м ³	$\rho_{g, pl} = \rho_g/V_g$	Пример для ПК: $\rho_{g, pl} = 0,5/0,015 \approx 35$ кг/м ³ Ю: $\rho_{g, pl} = 1,2/0,005 \approx 240$ кг/м ³	
3.9. Давление насыщения (P_{nac}), МПа	$P_{nac} = 0,107 \cdot \Gamma_\phi + 0,916$	Минус: если $P_{nac} \approx P_{pl}$ возможно разгазирование нефти и быстрый рост газового фактора Плюс: фонтанирование скважины за счет разгазирования нефти Плюс: если $P_{nac} < P_{pl}$ поддерживаются рабочие депрессии без разгазирования нефти	
3.10. Плотность нефти (ρ_n), т/м ³	$\rho_n < 0,78 - 0,8$ – конденсат $0,8 - 0,86$ – легкая нефть $0,86 - 0,899$ – нефть средней плотности		
	0,90-1.0 – тяжелая нефть	Как правило, тяжелая нефть – высоковязкая (в пластах ПК Русского, Сев.-Комсомольского и Ван-Еганского м-ний находится нефть $\mu_n \approx 200-400$ сПз)	
	≥ 1.0 битумы		
3.11. Плотность пластовой нефти ($\rho_{n, pl}$), т/м ³	$\rho_{n, pl} = \frac{(\rho_n + \Gamma_\phi \cdot V_g)}{b_n}$	Если $\rho_n = 800$ кг/м ³ , $\Gamma_\phi = 300$ м ³ /т, то $\rho_{n, pl} = 550$ кг/м ³ ; если $\rho_n = 850$ кг/м ³ , $\Gamma_\phi = 100$ м ³ /т, то $\rho_{n, pl} = 730$ кг/м ³ ; если $\rho_n = 900$ кг/м ³ , $\Gamma_\phi = 30$ м ³ /т, то $\rho_{n, pl} = 860$ кг/м ³ .	
Вязкость нефти, сПз (мПа•с)		$\mu_n < 10$ сПз – маловязкая $10 \div 50$ сПз – средней вязкости $\mu_n > 50$ сПз – высоковязкая	
3.12. Закачиваемая вода	Пресная вода	минус	Ведет к солеотложениям, образованию сульфатвосстанавливающих бактерий
	Сеноманская вода	плюс	Совместима с пластовой, но необходимо бурение сеноманских скважин
	Подтоварная вода	плюс	Совместима с пластовой
		минус	требуется подготовка

Продолжение табл. 5.2

1	2	3																		
3.13. Плотность воды (ρ_b), г/л	$\rho_{b,пл} = 1000 + 0,7 \cdot C$, где C – минерализация пластовой воды (г/л)	$C = \begin{cases} ПК - 15 \div 18 \text{ г/л} \\ Ю - 30 \text{ г/л} \\ палеозой - 200 \div 300 \text{ г/л} \end{cases}$																		
3.14. Вязкость пластовой воды, сПз	$\mu_e = \frac{0,183}{(1 + 0,0337 \cdot t + 0,000221 \cdot t^2)}$ формула Пуазейля, t-град.С	$20^0 \text{ С} - 1,0$ $60^0 \text{ С} - 0,470$ $90^0 \text{ С} - 0,317$ $30^0 \text{ С} - 0,803$ $70^0 \text{ С} - 0,407$ $100^0 \text{ С} - 0,284$ $40^0 \text{ С} - 0,655$ $80^0 \text{ С} - 0,357$ $150^0 \text{ С} - 0,170$																		
3.15. Пластовая температура ($t_{пл}$), $^{\circ}\text{C}$	$t_{пл} \approx 0,03 \cdot h$, где h-глубина (для отложений Западной Сибири)	Пласти ПК залегают на глубине 1000 м, $t_{пл} \approx 33^0 \text{ С}$ Пласти Ю залегают на глубине 3000 м, $t_{пл} \approx 90^0 \text{ С}$																		
3.16. Плотность воздуха (ρ_b), кг/м ³	1,293 кг/м ³ при стандартных условиях (P = 0,1 МПа, T = 20 ⁰ С или 293 ⁰ К)																			
3.17. Плотность газа при стандартных условиях (ρ_g), кг/м ³	Плотность природных газов изменяется в пределах 0,5-2,0 кг/м ³ в зависимости от состава	$\rho_{\text{сH4}} = 0,6687$ (метан), $\rho_{\text{c2H6}} = 1,264$ (этан), $\rho_{\text{c3H8}} = 1,872$ (пропан), $\rho_{\text{c4H10}} = 2,519$ (бутан)																		
3.18. Относительная плотность сухого газа (сеноманского), д. ед.	$\rho_{g,отн} = \rho_g / \rho_{воздух} : 0,5 - 0,6$	$\rho_{\text{сH4}} = 0,544$ (метан), $\rho_{\text{c2H6}} = 1,038$ (этан), $\rho_{\text{c3H8}} = 1,554$ (пропан), $\rho_{\text{c4H10}} = 2,067$ (бутан), $\rho_{\text{c5H12}} = 2,490$ (пентан)																		
3.19. Относительная плотность газа газоконденсатной залежи, д. ед.	$\rho_{g,отн} = 0,6 - 1,0$																			
3.20. Относительная плотность нефтяного (растворенного) газа, д. ед.	$\rho_{g,отн} = 0,9 - 1,2$																			
Вязкость газа, сПз	0.01-0.03 сПз	Вязкость газа в 50-200 раз меньше вязкости нефти																		
3.21. Молекулярная масса газа, г/моль	$M = \rho_0 \cdot 22,41$, где ρ_0 плотность газа при норм.условиях	$M_{\text{метана}} = 16,043$ (сухой газ), $M_{\text{этан}} = 30,07$, $M_{\text{пропан}} = 44,097$, $M_{\text{бутан}} = 58,124$																		
3.22. Молярная масса нефти, г/моль	$M = 44,29 \frac{\rho_{h,cm} + 0,00826}{1,02174 - \rho_{h,cm}}$ (формула Крега)	$M^{C_5H_{12}} = 72,151$ (легкая нефть); $M^{C_{16}H_{34}} = 226,43$ <table border="1"> <thead> <tr> <th>флюид</th> <th>$\rho_{пл}$</th> <th>M</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>газ</td> <td>< 0,250</td> <td>< 20</td> </tr> <tr> <td>газоконденсат</td> <td>0,225-0,450</td> <td>20-55</td> </tr> <tr> <td>легкая нефть</td> <td>0,425-0,650</td> <td>55-80</td> </tr> <tr> <td>нефть</td> <td>0,625-0,900</td> <td>75-275</td> </tr> <tr> <td>тяжелая нефть</td> <td>> 0,875</td> <td>> 225</td> </tr> </tbody> </table>	флюид	$\rho_{пл}$	M	газ	< 0,250	< 20	газоконденсат	0,225-0,450	20-55	легкая нефть	0,425-0,650	55-80	нефть	0,625-0,900	75-275	тяжелая нефть	> 0,875	> 225
флюид	$\rho_{пл}$	M																		
газ	< 0,250	< 20																		
газоконденсат	0,225-0,450	20-55																		
легкая нефть	0,425-0,650	55-80																		
нефть	0,625-0,900	75-275																		
тяжелая нефть	> 0,875	> 225																		
3.23. Коэффициент сжимаемости (β), $10^{-3} \text{ 1/МПа} = 1/\text{ГПа}$	Нефти: $\beta_n \approx 2-10$ Воды: $\beta_b \approx 0,25-0,45$ Породы: $\beta_p \approx 0,05$																			
3.24. Конденсатный фактор, г/м ³	$K_{\phi} < 50 \text{ г/м}^3$ сухие газы (доля C ₅₊ В менее 1 % мольного) $K_{\phi} > 150 \text{ г/м}^3$ жирные газы	$\Gamma_{\phi} > 20 \text{ 000 м}^3/\text{т}$ $\Gamma_{\phi} < 5000 \text{ м}^3/\text{т}$																		

Примеры.

Таблица 6.2. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Северо-Янгинского месторождения

Параметры	Продуктивные пласти			
	БС ₁₀ ¹	северная залежь БС ₁₀ ²	основная залежь БС ₁₀ ²	БС ₁₁
Средняя глубина залегания, м	2523	2555	2560	2600
Тип залежи	пластовая, сводовая	пластовая, литологически экранированная	пластовая, литологически экранированная	массивная
Тип коллектора	терригенный, поровый			
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	9903	30218	35848	40956
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,8	1,4	3,8	7,1
Пористость, %	19,0	17,0	18,0	19,0
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,60	0,51	0,58	0,57
Проницаемость по ГДИ, мкм ²	0,004	0,006	0,021	0,015
Проницаемость по ГИС, мкм ²	0,027	-	-	0,034
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,48	0,38	0,56	0,67
Коэффициент расчлененности, ед.	1,7	3,7	3,9	10,9
Начальная пластовая температура, С°	80	82,6	82,6	83
Начальное пластовое давление, МПа	25,3	26,0	26,7	26,9
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,3	0,94	0,94	1,26
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	779	755	755	789
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	850	852	852	855
Абсолютная отметка ВНК, м	-2527	-2565	-2571	-2611
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,148	1,179	1,179	1,165
Содержание серы в нефти, %	0,37	0,43	0,38	0,46
Содержание парафинов в нефти, %	2,45	2,33	3,14	3,10
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,2	12,9	12,9	10,4
Газосодержание нефти, м ³ /т	58	79,3	79,3	68,1
Коэффициенты, доли ед.:				
- вытеснения	0,463	0,475	0,475	0,412
- охвата	0,648	0,568	0,568	0,797
- нефтеизвлечения	0,300	0,270	0,270	0,328
Размеры залежи, кмхкм	4,5x25	3,8x2,8	8,5x5,0	9,0x5,0

Таблица 6.3. Геолого-физическая характеристика пласта Ю₁^а

Параметры	Значения
Средняя глубина залегания кровли, м	2630-2646
Тип залежи	пластово-сводовая, тектонически экранированная
Тип коллектора	терригенный поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	19284
Средняя общая толщина, м	29,4
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	8,8
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	20,6
Коэффициент пористости, доли ед.	0,18
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,65
Проницаемость по ГДИ, 10 ⁻³ мкм ²	61
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,61
Расчлененность, ед.	12
Начальная пластовая температура, °С	81
Начальное пластовое давление, МПа	27,9
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,51
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,702
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,819
Абсолютная отметка ВНК, м	2664,9
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,356
Содержание серы в нефти, %	0,26
Содержание парафина в нефти, %	2,21
Давление насыщения нефти газом, МПа	13,8
Газовый фактор, м ³ /т	138
Содержание сероводорода, %	-
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,538

Таблица 6.4. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Пласти		
	D ₂ ar IV	D ₂ ar IVa	D ₂ vb V
Средняя глубина залегания, м	3440	3534	3602
Тип залежи	газовая, пластовая, сводовая, тектонически эккрапирована	Газоконден- сатная, пластовая, сводовая, тектонически эккрапирована	газовая, пластовая, сводовая, тектонически эккрапирована
Тип коллектора	карбонатный	терригенный	терригенный
Площадь газоносности, тыс.м ²	550	3459	1707
Средняя общая толщина, м	27,0	14,6	62,6
Средняя газонасыщенная толщина, м	9,7	4,1	7,1
Средняя пористость, %	14	10	10
Средняя начальная газонасыщенность, доли ед.	0,96	0,92	0,81
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	175	223	103
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,15	0,38	0,12
Коэффициент расчлененности, ед.	2,0	1,5	4,7
Начальная пластовая температура, °C	86	101	87
Начальное пластовое давление, МПа	47,5	47,6	49,2
Абсолютная отметка ГВК, м	-3370	-3466	-3527
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,25	0,20	0,25
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,141	1,141	1,141
Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	-	0,872	-
Относительная плотность газа по воздуху, д. ед.	0,599	0,607	0,664
Коэффициент сверхсжимаемости газа, доли ед.	0,91	0,91	0,86
Содержание стабильного конденсата в газе, г/м ³	-	35,2	-

Таблица 6.5. Геолого-физическая характеристика парфеновского горизонта

№№ п/п	Параметры	Парфеновский горизонт
1	Средняя глубина залегания, м	2585
2	Тип залежи	Литологически – ограниченная
3	Тип коллектора	терригенный
4	Площадь газоносности, тыс.м ²	130.95
5	Средняя общая толщина, м	15.9
6	Средняя газонасыщенная толщина, м	6.0
7	Средняя пористость, %	9.4
8	Средняя проницаемость, мкм ²	0.014
9	Средняя газонасыщенность, доли ед.	0.7
10	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.87
11	Коэффициент расчлененности, доли ед.	1.5
12	Начальная пластовая температура, °С	34
13	Начальное пластовое давление, МПа	26.28
14	Вязкость газа, мПа*с	0.037
15	Плотность газа в пластовых условиях, г/см ³	0.302
16	Относительная плотность газа по воздуху, г/см ³	0.690
17	Абсолютная отметка ГВК, м	-2244
18	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	1.670
19	Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1.260
20	Содержание стабильного конденсата, г/м ³	236

Таблица 6.6. Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта Бш

п/п	Параметры	Бш	
		Высоковская залежь	Ковинская залежь
1	Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	-1477.4	-1474.3
2	Тип залежи	массивная	массивная
3	Тип коллектора	порово-трещинный	
4	Площадь нефтеносности (газоносности), тыс.м ²	16850	512.5
5	Средняя общая толщина, м	18.66	3.4
6	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	1.7	-
7	Средняя газонасыщенная толщина, м	4.4	1.4
9	Коэффициент пористость, %	15	13
10	Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0.81	-
11	Средняя насыщенность газом газовой шапки, доли ед.	0.49	0.46
12	Средняя нефтенасыщенность газовой шапки, доли ед.	0.33	0.33
13	Проницаемость, мкм ²	0.196	0.065
14	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.65	0.57
15	Расчлененность, доли ед.	8.3	3
16	Начальная пластовая температура, °С	29	29
17	Начальное пластовое давление, МПа	17.2	17.9
18	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	3.16	-
20	Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0.889	-
21	Абсолютная отметка ГНК, м	-1482	-1478.7
22	Абсолютная отметка ВНК, м	-1472	-1477
22	Объемный коэффициент нефти, ед.	1.19	-
23	Содержание серы в нефти, %	1.54	-
24	Содержание парафина в нефти, %	1.76	-
25	Давление насыщения нефти газом, МПа	16.8	-
26	Газосодержание нефти, м ³ /т	99	-
27	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0.9	0.9
28	Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1.001	1.001
30	Коэффициент вытеснения нефти водой, доли.ед.	0.554	-

Таблица 6.7. Исходная геолого-физическая характеристика пласта Ю₁¹ Хвойного месторождения

Параметры	Пласт Ю ₁ ¹
Средняя глубина залегания, м	2612
Тип залежи	пластово-сводовая
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	30559.8
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3.3
Пористость, доли ед.	0.183
Средняя начальная насыщенность нефтью (газом), доли ед.	0.682
Проницаемость, мкм ² х10 ⁻³	12
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.93
Расчлененность, ед.	1.07
Пластовая температура, °C	94
Пластовое давление, МПа	26.8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1.16
Плотность нефти в стандартных условиях, т/м ³	0.831
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.205
Давление насыщения нефти газом, МПа	8.6
Газосодержание нефти, м ³ / м ³	88.9
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0.4
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1.009
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом	0.622

Таблица 6.8. Геолого-физическая характеристика объектов разработки Лиственского месторождения

№ п/п	Параметры	Объекты разработки		
		башкирско-верейский.	визейский	турнейский
1	Средняя глубина залегания кровли, м	1155-1190	1400-1450	1485
2	Тип залежи	пластовая		массивная
3	Тип коллектора	карbonатный	терригенный	карbonатный
4	Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	22525	17690	11670
5	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7.35	6.52	6.33
6	Коэффициент пористости, доли ед.	0.16	0.19	0.17
7	Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.740	0.765	0.795
8	Проницаемость, мкм ²	0.078	0.145	0.153
9	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.21	0.31	0.84
10	Расчлененность	5.39	5.57	2.34
11	Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0.890	0.899	0.894
12	Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0.895	0.906	0.920
13	Абсолютная отметка ВНК, м	1040-1055	1317.7	1361-1365
14	Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.577	0.542	0.530

Список литературы:

1. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96. - М., 1996. - 202 с.
2. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00. - М., 2000. - 130 с.
3. Методические указания по геолого-промышленному анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-110-01. - М., 2002. - 120 с.
4. Инструкция по применению классификации запасов месторождения, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗПИ СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. - М., 1984. - 64 с.
5. Нефтепромысловая геология. Терминологический справочник под ред. М.М. Ивановой. - М.: АО ТВАНТ, 1994. - 280 с.
6. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1985. - 223 с.
7. Гришин Ф.А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. - М.: Недра, 1985. - 277 с.
8. Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Захаров М.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. - М.: Недра, 1992. - 272 с.
9. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. Ш.К. Гиматудинов и др. - М.: Недра, 1983. - 463 с.

Приложение 4. Единицы измерений

Название единицы	Обозна-чение	Величина	Размер-ность	Перевод в единицу СИ	
				Чтобы перевести в	Надо умножить на
Акр	-	площадь	L^2	m^2	$4,04686 \cdot 10^3$
Ампер	A	электрический ток	I	Основная единица	
Ангстрем*	А	длина	L	m	10^{-10}
<i>Ap</i>	а	площадь	L^2	m^2	10^2
Арпант (Квебек)	-	площадь	L^2	m^2	3 418,894
Атмосфера (техническая)* = 1 кгс*см ⁻²	ат	давление	$L^{-1}MT^{-2}$	Па	$0,980\ 665 \cdot 10^5$
Атмосфера (физическая)*	атм	давление	$L^{-1}MT^{-2}$	Па	$1,013\ 25 \cdot 10^5$
Бар	бар	давление	$L^{-1}MT^{-2}$	Па	10^5
Барии*	-	давление	$L^{-1}MT^{-2}$	Па	10^{-1}
Баррель американский = барриль нефтяной = 42 галлона	-	объем	L^3	m^3	0,158 987
Био	Би	электрический ток	I	A	10
Бо	-	количество информации, передаваемой в единицу времени	T^{-1}	c^{-1}	1
Британская тепловая единица = Бте Бте ИТ (международная таблица)	Бте	энергия	L^2MT^{-2}	Дж	$1,055\ 056 \cdot 10^3$
Бте (средняя)	Бте	энергия	L^2MT^{-2}	Дж	$1,055\ 87 \cdot 10^3$
Бте (термохимическая)	Бте	энергия	L^2MT^{-2}	Дж	$1,054\ 35 \cdot 10^3$
Бте (39°F)	Бте	энергия	L^2MT^{-2}	Дж	$1,059\ 67 \cdot 10^3$
Бте (60°F)	Бте	энергия	L^2MT^{-2}	Дж	$1,054\ 68 \cdot 10^3$
<i>Ватт</i>	Вт	мощность	L^2MT^{-3}	$Dж \cdot c^{-1}$	1
<i>Вебер</i>	Вб	магнитный поток	$L^2MT^{-2}I^{-1}$	$B \cdot c$	1
Верж (= 1 ярд)	яр	длина	L	M	0,9144
<i>Вольт</i>	В	электрический потенциал	$L^2MT^{-3}I^{-1}$	$B \cdot T \cdot A^{-1}$	1
Галлон (американский)	гал (U.S)	объем	L^3	m^3	$3,78\ 541 \cdot 10^{-3}$
Галлон (английский)	гал (U.K)	объем	L^3	m^3	$4,54\ 609 \cdot 10^{-3}$
Гамма*	γ	магнитная индукция	$MT^{-2}I^{-1}$	$T(B \cdot c^2 \cdot m^{-2})$	10^{-9}
Гамма*	γ	масса	M	кг	10^{-9}
Гаусс*	Гс	магнитная индукция	$MT^{-2}I^{-1}$	T	10^{-4}
Гектар	га	площадь	L^2	m^2	10^4
Генри	Г	индуктивность	$L^2MT^{-2}I^{-2}$	$B \cdot c \cdot A^{-1}$	1
Генри в степени минус единица	G^{-1}	магнитное сопротивление	$L^{-2}M^{-1}T^2I^2$	$m^{-2} \cdot kg^{-1} \cdot c^{-2} \cdot A^2$	1
Генри на метр	$G \cdot m^{-1}$	магнитная проницаемость	$LMT^{-2}I^{-2}$	$m \cdot kg \cdot c^{-2} \cdot A^{-2}$	1
Герц	Гц	частота	T^{-1}	c^{-1}	1
Гильберт	Гб	магнитодвижущая сила	I	A	0,79 577
Град	гр, гон или г	плоский угол	нет	рад	$2\pi/400 = 1,570 \cdot 10^{-2}$
Градус	°	угол	нет	рад	$2\pi/360 = 1,745 \cdot 10^{-2}$
Градус Ранкина	°R	температура	θ	K	$T_K = \frac{5}{9}(T_{oR})$
Градус API	°API	Плотность		r/cm ³	$\rho = \frac{141,5}{131,5 + ^0API}$
Градус Фаренгейта	°F	температура	θ	K	$T_K = \frac{5}{9}(T_{oF} + 459,67)$

				°C	$T_{oC} = \frac{5}{9}(T_{oF} - 32)$
Градус Цельсия	°C	температура	θ	K	$(T_K = T_{oC} + 273,15)$
Гран	гр	масса	M	кг	6,479 891
Грей	Гр	поглощенная доза (ионизирующее излучение)	L^2T^{-2}	$Dж*K^{-1}$	1
Дарси	-	проницаемость	L^2	m^2	$9,869*10^{-13}$
Децибел	дБ	Разность уровней в десятичной логарифмической шкале	нет	-	-
Джоуль	Дж	энергия	L^2MT^{-2}	H^*M	1
Джоуль на биквадратный метр	$Dж^*m^{-4}$	лучистая энергия	$L^{-2}MT^{-2}$	$m^{-2}*K^*c^{-2}$	1
Джоуль на квадратный метр-секунду в степени $\frac{1}{2}$ -кельвин	$Dж^*m^{-2}*c^{-1/2}*K^{-1}$	эффузивность	$MT^{-5/2}\theta^{-1}$	$K^*c^{-5/2}*K^{-1}$	1
Джоуль на кельвин	$Dж*K^{-1}$	теплоемкость, энтропия	$L^2MT^{-2}\theta^{-1}$	$m^2*K^*c^{-2}*K^{-1}$	1
Джоуль на килограмм	$Dж*Kg^{-1}$	массовая плотность энталпии	L^2T^{-2}	m^2*c^{-2}	1
Джоуль на килограмм-кельвин	$Dж*Kg^{-1}*K^{-1}$	массовая плотность энтропии	$L^2T^{-2}\theta^{-2}$	$m^2*c^{-2}*K^{-1}$	1
Джоуль на кубометр	$Dж*m^{-3}$	Плотность электромагнитной энергии	$L^{-1}MT^{-2}$	$m^{-1}*K^*c^{-2}$	1
Джоуль на моль	$Dж*mоль^{-1}$	молярная энергия, молярная энталпия	$L^2MT^{-2}N^{-1}$		
Джоуль на моль-кельвин	$Dж*mоль^{-1}*K^{-1}$	Молярная газовая постоянная, молярная термическая постоянная, молярная энтропия	$L^2MT^{-2}N^{-1}\theta^{-1}$		
Дина*	дин	сила	LMT^{-2}	H	10^{-5}
Длинная тонна (американская)	-	масса	M	кг	$1,016\ 047*10^3$
Дюйм	inch	длина	L	м	$2,54*10^{-2}$
Дюйм водяного столба (39,2°F)	-	давление	$L^{-1}MT^{-2}$	Па	$2,49\ 082*10^2$
Дюйм квадратный	-	площадь	L^2	m^2	$6,4\ 516*10^{-4}$
Дюйм ртутного столба (32°F)	-	давление	$L^{-1}MT^{-2}$	Па	$3,38\ 639*10^3$
Зиверт	Зв	эквивалент дозы	L^2T^{-2}	$Dж*Kg$	1
Калория (диетическая)*	кал	энергия	L^2MT^{-2}	Dж	4,1855
Калория ИТ (международная)	кал _{ИТ}	энергия	L^2MT^{-2}	Dж	4,186 800
Калория (средняя)	кал	энергия	L^2MT^{-2}	Dж	4,190 02
Калория (термохимическая)	-	энергия	L^2MT^{-2}	Dж	4,184 000
Калория (15°C)*	кал ₁₅	энергия	L^2MT^{-2}	Dж	4,185 80
Калория (20°C)*	кал ₂₀	энергия	L^2MT^{-2}	Dж	4,181 90
Кандела	кд	сила света	J	Основная единица	
Карно	-	энтропия	$L^2MT^{-2}\theta^{-1}$	$Dж*K^{-1}$	1
Квантал*	кв	масса	M	кг	10^2
Квантал англосаксонский (= 100 англ. фунтов)	-	масса	M	кг	45,359 240
Кельвин	K	температура	θ	Основная единица	
Киловатт-час	kВт*ч	энергия	L^2MT^{-2}	Dж	$3,6*10^6$
Килограмм	кг	масса	M	Основная единица	
Килограмм-метр в секунду	$kg^*m^*s^{-1}$	количество движения	LMT^{-1}		
Килограмм-метр квадратный в секунду	$kg^*m^2*c^{-1}$	кинетический момент	L^2MT^{-1}		
Килограмм на квадратный метр	kg^*m^{-2}	поверхностная плотность массы	$L^{-2}M$		
Килограмм на литр	kg^*l^{-1}	объемная плотность массы	$L^{-3}M$		
Килограмм на метр	kg^*m^{-1}	линейная	$L^{-1}M$		

		плотность массы			
Килограммометр*	кгм	работа или энергия	L^2MT^{-2}	Дж	9,806 65
Килограмм-сила*	кгс	сила	LMT^{-2}	Н	9,806 65
Короткая тонна	-	масса	M	кг	$9,071\ 85 \cdot 10^2$
<i>Кулон</i>	Кл	количество электричества	ТI	A^*c	1
Ламбер	Л	светимость	$L^{-2}J$	cd^*m^{-2}	$3,183 \cdot 10^3$
Ленц	-	магнитное поле	$L^{-1}I$	A^*m^{-1}	1
Лошадиная сила (англ.)	hp	мощность	L^2MT^{-3}	Вт	745,7
Лошадиная сила (метрическая)*	лс	мощность	L^2MT^{-3}	Вт	735,499
Лошадиная сила (тепловая)	-	мощность	L^2MT^{-3}	Вт	9 809,6
Лошадиная сила (электрическая)	-	мощность	L^2MT^{-3}	Вт	746
<i>Люкс</i>	лк	освещенность	$L^{-2}J$	$cd^*sr^*m^{-2}$	1
<i>Люмен</i>	лм	световой поток	J	cd^*sr	1
Люsek	-	расход	L^3T^{-1}	m^3*c^{-1}	10^{-3}
Лямбда	λ	объем	L^3	m^3	10^{-9}
Максвелл*	М	поток магнитной индукции	$L^2MT^{-2}I^2$	$V^*c=Bb$	10^{-8}
Месяц (средний)	-	время	T	с	$2,628 \cdot 10^6$
Месяц (30 суток)	-	время	T	с	$2,592 \cdot 10^6$
<i>Метр</i>	м	длина	L	Основная единица	
Микрон	мкм, μm	длина	L	м	10^{-6}
Миллиметр водяного столба (условный)*	мм H_2O	давление	$L^{-1}MT^{-2}$	Па	9,806 65
Миллиметр ртутного столба (условный)*	мм Hg	давление	$L^{-1}MT^{-2}$	Па	133,322 4
Миля (международная)	-	длина	L	м	1 609,344
Миля морская	-	длина	L	м	1 852
Минута (время)	мин	время	T	с	60
Минута (звездная)	-	время	T	с	59,836 17
Минута (угловая)		угол	нет	рад	$2,908\ 882 \cdot 10^{-4}$
Мо (сименс)	-	проводимость	$L^{-2}M^{-1}T^3I^2$	C	1
Моль	моль	количество вещества	N	Основная единица	
<i>Непер</i>	Нп	разность уровней в натуральной логарифм. шкале (уровень амплитуды)	нет	Связь непера с децибелом требует, чтобы отношение амплитуд равнялось корню квадратному из отношения мощностей, $1Np=8,685\ 890$ дБ	
Нит	нт	светимость	$L^{-2}J$	cd^*m^{-2}	1
Ньютон	Н	сила	LMT^{-2}	$kg^*m^*c^{-2}$	1
Октав	-	логарифмический интервал между двумя частотами	нет	савар	301
Ом	Ом	электрическое сопротивление	$L^2MT^{-3}I^2$	V^*A^{-1}	1
Паскаль	Па	давление, напряжение	$L^{-1}MT^{-2}$	N^*m^{-2}	1
Перм	-	проницаемость	L^2	m^2	10^{-4}
Пика	-	длина (полиграфия)	L	м	$4,217\ 5 \cdot 10^{-3}$
Пинта (англ.)	пт	объем	L^3	m^3	$5,682\ 61 \cdot 10^{-4}$
Пуаз	П	динамическая вязкость	$L^{-1}MT^{-1}$	Pa^*c	10^{-1}
Пункт		длина (полиграфия)	L	м	$3,987\ 7 \cdot 10^{-4}$
Пьеэз*	пз	давление	$L^{-1}MT^{-2}$	Па	10^3
Рад	рад, рд	поглощенная доза (ионизирующее излучение)	L^2T^{-2}	$Dж^*kg^{-1}$	10^2
Радиан	рад	плоский угол	нет	Дополнительная единица	
Рем	рем	эквивалентная поглощенная доза	нет		
Рентген	Р	экспозиционная доза ионизирующего излучения	$M^{-1}TI$	Cl^*kg^{-1}	$2,58 \cdot 10^{-4}$
Савар	-	логарифмический	нет	октав	1/301

		интервал между двумя частотами			
Сантиметр водяного столба (4°C)	-	давление	$L^{-1}MT^{-2}$	Па	98,063 8
Сантиметр ртутного столба (0°C)	-	давление	$L^{-1}MT^{-2}$	Па	1,333 22*10 ³
Световой год	св. год	длина	L	м	9,460 53*10 ¹⁵
Секунда (время)	с	время	T	Основная единица	
Секунда (угол)	"	угол	нет	рад	4,848 137*10 ⁻⁶
Секция (квадратная миля)	-	площадь	L^2	m^2	2,589 99*10 ⁶
Сименс (мо)	C	проводимость	$L^{-2}M^{-1}T^3I^2$	$A*B^{-1}$	1
Спат	сп	телесный угол	нет	ср	4π
Стер (древа) = кубометр	-	объем	L^3	m^3	1
Стерадиан	ср	телесный угол	нет		
Стильб	сб	светимость, яркость	$L^{-2}J$	kD^2m^{-2}	10 ⁴
Стокс	Ст	кинематическая вязкость	L^2T^{-1}	m^2*c^{-1}	10 ⁻⁴
	сСт			mm^2*c^{-1}	1
Стоун	ст	масса	M	кг	6,350 3
Стэн	ст	сила	LMT^{-2}	N	10 ³
Сутки (звездные)	-	время	T	с	86 162,09
Сутки (средние солнечные)	сут	время	T	с	8,64*10 ⁴
Терм (10 ⁵ Бте)	-	энергия	L^2MT^{-2}	Дж	1,055 056*10 ⁸
Термия*	-	энергия	L^2MT^{-2}	Дж	4,185 5*10 ⁶
Тесла	T	магнитная индукция	$MT^{-2}I^1$	Vb^2m^{-2}	1
Тонна	т	масса	M	кг	10 ³
Тонна (американская «длинная» тонна)	тон	масса	M	кг	1,016 05*10 ³
Тонна объемная (= регистровая тонна)	-	объем	L^3	m^3	2,83
Торр*	торр	давление	$L^{-1}MT^{-2}$	Па	$1,333 224*10^2 = 1 \text{ мм Hg}$
Узел	уз	скорость	LT^{-1}	m^2*c^{-1}	0,514 773
Узел (международный)	уз	скорость	LT^{-1}	m^2*c^{-1}	0,514 444
Унция	-	масса	M	кг	2,834 95*10 ⁻²
Фарада	Ф	электрическая емкость	$L^2M^{-1}T^4I^2$	Kl^2B^{-1}	1
Фарадей	-	количество электричества	TI	Кл	9,648 70*10 ⁴
Франклайн	Фр	количество электричества	TI	Кл	3,335 64*10 ⁻¹⁰
Фригория*	фг	энергия	L^2MT^{-2}	Дж	4,186*10 ³
Фунт		масса	M	кг	0,453 592 4
Фунт на галлон (американский)		концентрация	$L^{-3}M$	kg^2*m^{-3}	119,826 4
Фунт на галлон (английский)		концентрация	$L^{-3}M$	kg^2*m^{-3}	99,776 37
Фунт-сила		сила	LMT^{-2}	N	4,448 222
Фунт-сила на квадратный дюйм	psi	давление	$L^{-1}MT^{-2}$	Па	6,894 76*10 ³
Фут	Фт (ft)	длина	L	м	0,304 8
Фут квадратный	кв. фт	площадь	L^2	m^2	9,290 304*10 ⁻²
Фут кубический	куб. фт	объем	L^3	dm^3	28,316 85
Час (звездный)	-	время	T	с	3 590,17
Час (солнечный средний)	ч	время	T	с	3 600
Электронвольт	эВ	энергия	L^2MT^{-2}	Дж	1,060 219*10 ⁻¹⁹
Эрг*	эрг	энергия	L^2MT^{-2}	Дж	10 ⁻⁷
Эрстед	Э	магнитное поле	$L^{-1}I$	A^2m^{-1}	79,577 47
Ярд	яр	длина	L	м	0,914 4

Алфавитный перечень единиц и их перевод в единицы СИ. Узаконенные единицы даны курсивом. Единицы, употребление которых запрещено, отмечены звездочкой (*).

Источник. Энциклопедия газовой промышленности, 4 издание под редакцией академика, д-ра техн. наук, проф. К.С. Басниева, М, ТВАНТ, 1994, 884с.

Приложение 5. Графические приложения

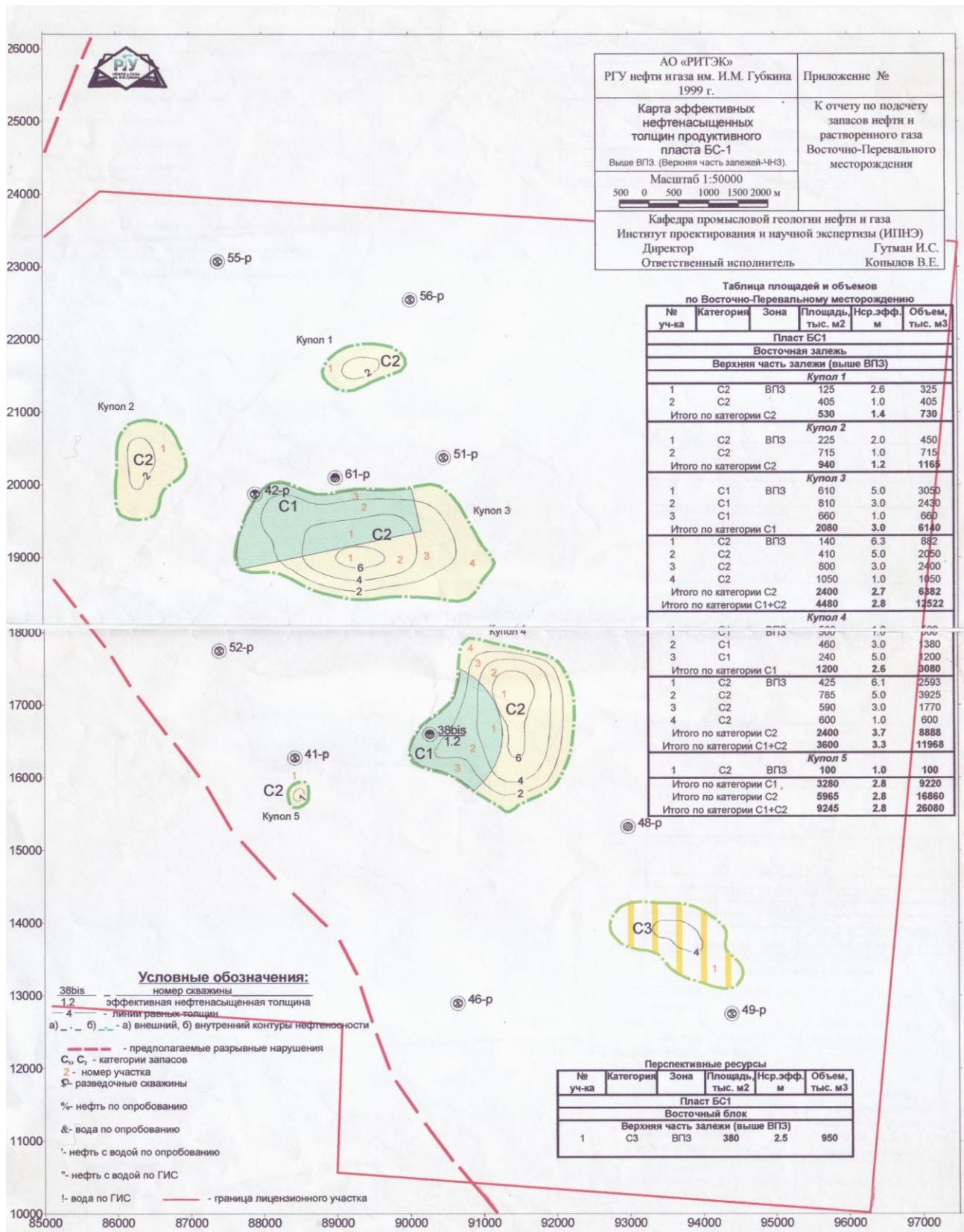


Рис. 1. Карта нефтенасыщенных толщин пласта БС1

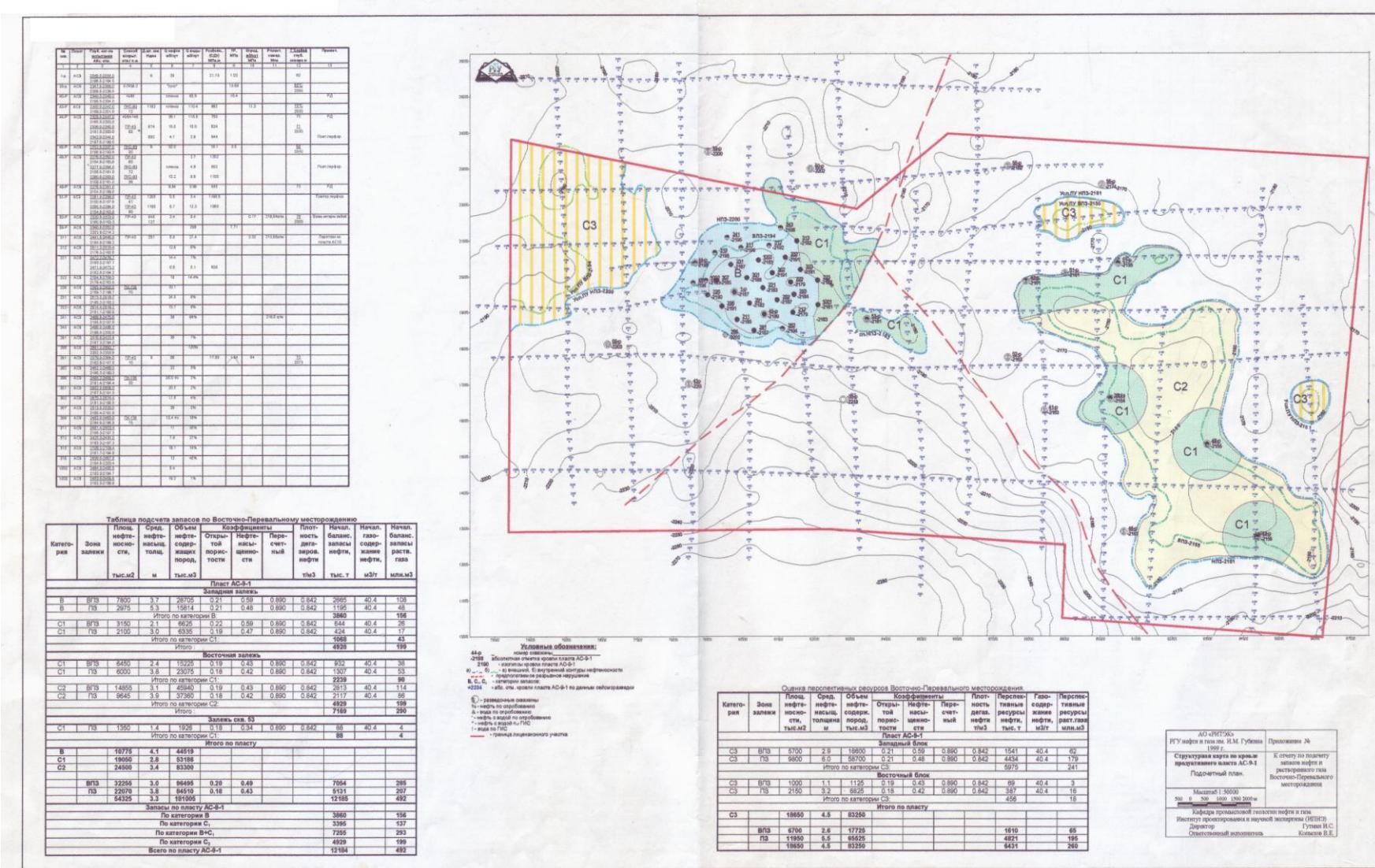


Рис. 2. Структурная карта по кровле пласта AC9-1

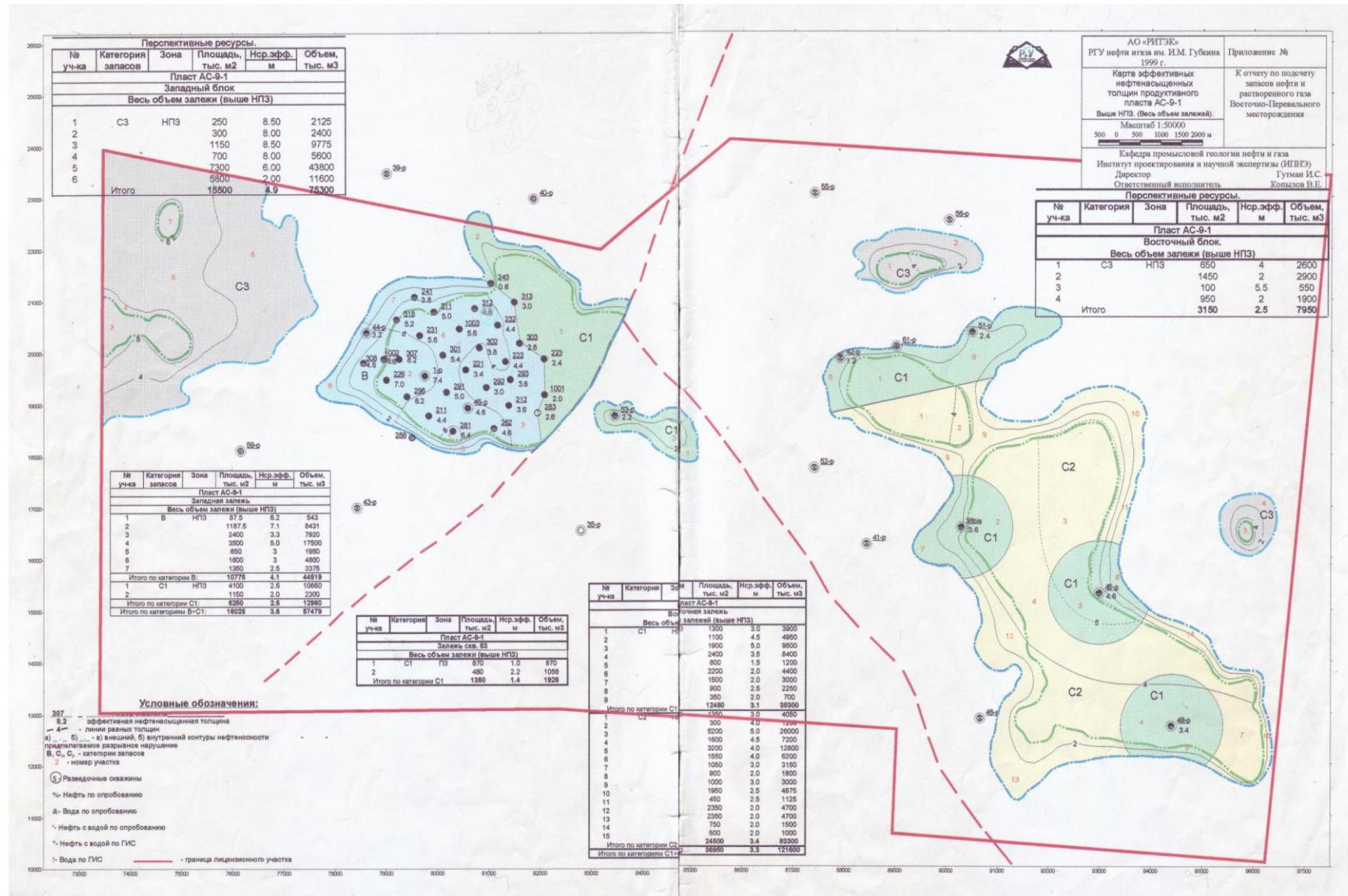


Рис. 3. Карта нефтенасыщенных толщин пласта АС9-1

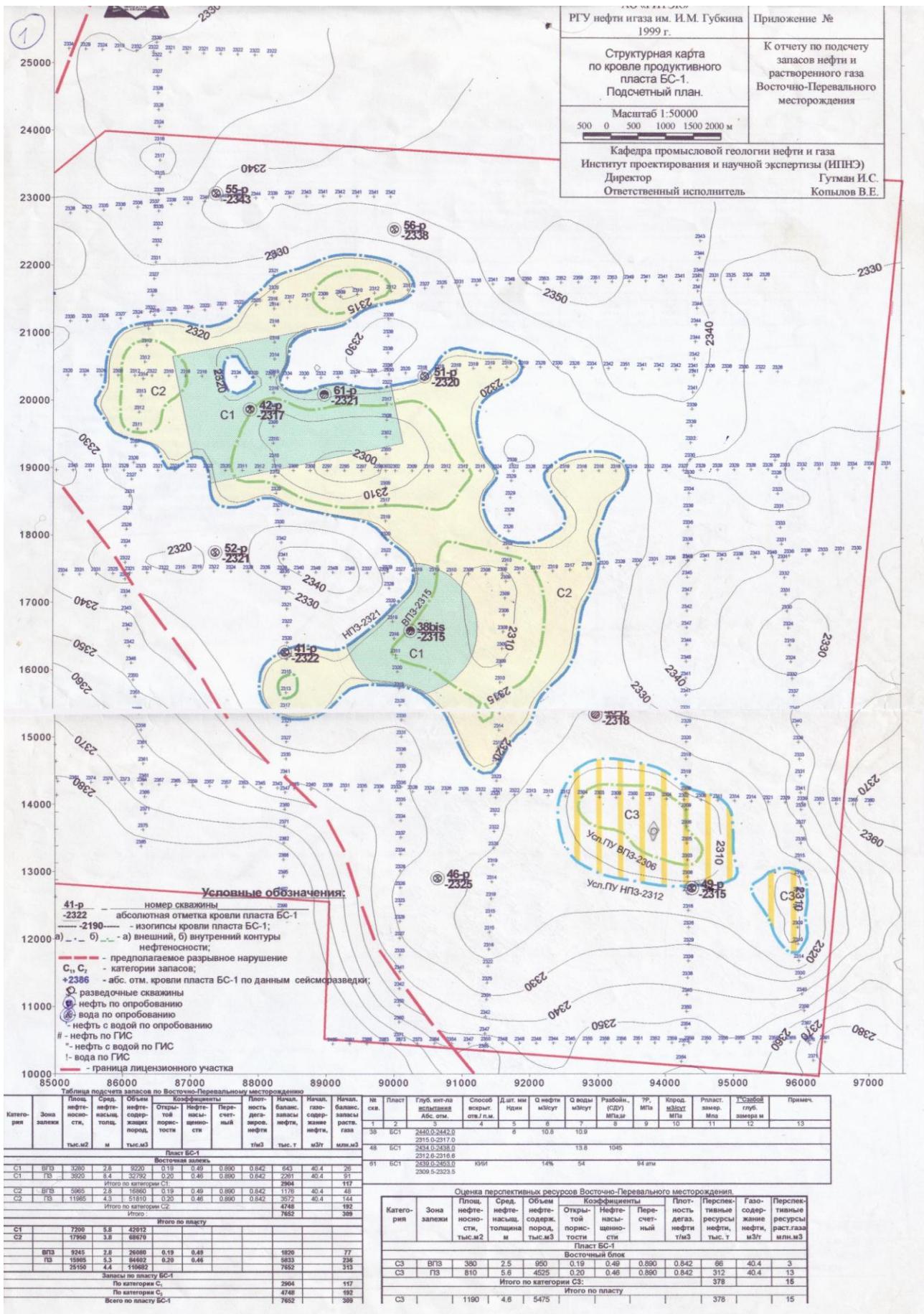


Рис. 4. Структурная карта по кровле пласта БС1

Приложение 6. Вопросы к аттестации (экзамену).

1. Особенности современного этапа развития нефтяной и газовой промышленности.
2. Какие проектные документы составляются на 1 этапе и решаются задачи.
3. Какие проектные документы составляются на 2 этапе и решаются задачи.
4. Какие проектные документы составляются на 3 этапе и решаются задачи.
5. Какие карты и графика требуется при проведении анализа разработки и выработки запасов?
6. Что такое нефть? Физические свойства нефти.
7. Классификация нефтей по плотности.
8. Что такое вязкость, виды, единицы измерения, классификация нефтей по вязкости.
9. Газосодержание (газовый фактор) пластовой нефти, классификация.
10. Объемный коэффициент нефти, формула для определения объемного коэффициента.
11. Коэффициент сжимаемости нефти (β_n), характерные значения β_n .
12. Давление насыщение.
13. Что такое газ? Основные параметры газа.
14. Физические свойства газа: молекулярная масса, плотность газа в стандартных условиях, классификация газа по плотности.
15. Критическая температура (T_{cr}), Критическое давление (P_{cr}).
16. Коэффициент сверхсжимаемости
17. Уравнение идеального газа
18. Уравнение реального газа
19. Тройная точка воды
20. Объемный коэффициент газа, пересчетный коэффициент.
21. Дросселирование газа. Коэффициент Джоуля-Томсона.
22. Абсолютная и относительная влажность газа.
23. Что такое конденсат? Физические свойства конденсата: плотность конденсата, конденсатный фактор, классификация газа по содержанию конденсата.
24. Давление начала конденсации.
25. Пластовая система. Гомогенная и гетерогенная система.
26. Однофазные залежи
27. Двухфазные залежи
28. Классификация месторождений по величине извлекаемых запасов нефти и балансовых запасов газа (для нефтяных и газовых месторождений).
29. Методы определения типа залежи: по составу углеводородов и относительной плотности.
30. Методы определения типа залежи: по методике Ю.П.Коротаева.
31. Модель однородного пласта.
32. Модель зонально-неоднородного пласта.
33. Модель слоисто-неоднородного пласта.
34. Модель трещиноватого пласта.
35. Модель поршневого вытеснения.
36. Что такое коллектор? Классификация коллекторов по составу образующих их пород:
37. Коэффициент проницаемости: виды проницаемости.
38. Что такое пористость?
39. Смачиваемость.
40. Коэффициент гидропроводности, пьезопроводности, геотермический градиент.
41. Прерывистость пласта, коэффициент песчанистости, коэффициент расчлененности, коэффициент анизотропии пласта.

42. Геологическое тело, корреляция.
 43. Запасы нефти/газа категории А
 44. Запасы нефти/газа категории В
 45. Запасы нефти/газа категории С1
 46. Запасы нефти/газа категории С2
 47. Подсчетный план
 48. Объемная формула расчета запасов нефти.
 49. Объемная формула расчета запасов газа.
 50. Формула Дюпюи для нефтяной скважины.
 51. Формула Дюпюи для газовой скважины.
 52. Формула Джоши расчета дебита для горизонтальной скважины.
 53. Режим залежи
 54. режимы нефтяной залежи
 55. Режимы газовой залежи
 56. Элементы разработки
 57. Система разработки
 58. Объект разработки
 59. Сетка скважин. Параметры сетки скважин.
 60. Система воздействия на пласт
 61. Системы заводнения
 62. Критерии формирования законтурной системы заводнения
 63. Критерии формирования приконтурной системы заводнения
 64. Критерии формирования внутrikонтурной системы заводнения
 65. Критерии формирования площадной системы заводнения
 66. Критерии формирования рядной системы заводнения
 67. Контроль за разработкой методами ГДИ
 68. Контроль за разработкой методами ПГИ
 69. Контроль за разработкой: методы физико-химических исследований флюидов
 70. Контроль за разработкой: методы керновых исследований.
 71. Техника и технология добычи нефти и газа
 72. Стадии разработки нефтяного, газового месторождения
 73. Текущая обводненность
 74. Темп отбора
 75. Отбор от НИЗ
 76. Текущий КИН
 77. КИН
 78. ВНФ.
 79. Кратность выработки запасов
 80. Коэффициент использования скважин.
 81. Коэффициент эксплуатации скважин.
 82. Величины устьевых давлений нагнетательной, нефтяной и газовой скважин
 83. Величины забойных давлений нагнетательной, нефтяной и газовой скважин
 84. Репрессия. Депрессия.
 85. Пластовое давление гидростатическое. АВПД. АНПД.
 86. Способы добычи на нефтяных скважинах.
 87. Способы добычи на газовых скважинах.
 88. Коэффициент Компенсации.
 89. Скорость газа на забое скважины.
 90. Проблемы разработки месторождения, причины, негативные последствия, пути решения.
 91. Проблема солеотложения.
 92. Проблема АСПО.

- 93. Проблема выноса мех. примесей.
- 94. Проблема гидратообразования.
- 95. Проблема разгазирования нефти.
- 96. Проблема коррозии оборудования.
- 97. Проблема низкопродуктивного коллектора.
- 98. Проблема выработки остаточных запасов.
- 99. Варианты разработки в ППЭ.
- 100. Варианты разработки в тех.схеме.
- 101. Варианты разработки в проекте разработки.
- 102. Критерии выбора оптимального варианта.
- 103. Основные проектные решения
- 104. Основные проектные показатели.
- 105. Оценка эффективности ГТМ.
- 106. Расчет доп.добычи.
- 107. Успешность ГТМ.
- 108. Кривые падения добычи нефти.
- 109. Характеристики вытеснения.
- 110. План построения доклада.
- 111. Чем отличается разработка от эксплуатации?

Список таблиц

1.1.	Годовая добыча нефти и газа по России	4
1.2.	Уникальные месторождения мира	6
1.3.	Основные показатели по крупнейшим нефтедобывающим странам мира	7
2.1.	Основные документы и регламенты	11
3.1.	Состав природных газов	13
3.2.	Состав природных газов газовых и газоконденсатных месторождений и попутного газа нефтяных месторождений	14
3.3.	Физические свойства углеводородных и неуглеводородных газов	15
3.4.	Критические параметры газов	16
3.5.	Свойства сеноманского газа и газа юрской залежи при различных температурах и давлениях	21
3.6.	Расчет интервального потенциального содержания C_{5+} _в в извлекаемом из пласта газе при снижении пластового давления в процессе разработки	29
3.7.	Состав пластового газа парфеновского горизонта Марковского месторождения	30
3.8.	Вязкость воды при различных температурах	31
4.1.	Пять типов пластовых флюидов при моделировании	33
4.2.	Однофазные пластовые системы	35
6.1.	Рекомендованные значения для уравнений относительных проницаемостей по данным ННС	42
6.2.	Расчет средней пористости	43
6.3.	Основные ФЕС коллекторов Западной Сибири	43
6.4.	Характерные значения коэффициента остаточной нефте- и газонасыщенности для коллекторов Западной Сибири	44
6.5.	Значение пластовых температур и геотермических градиентов в газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях	48
7.1.	Учет основных и попутных полезных ископаемых и компонентов	54
7.2.	Результаты испытаний пласта Ю ₁ ¹	59
7.3.	Сводная таблица подсчетных параметров запасов нефти и растворенного газа по пласту Ю ₁ ¹ Хвойного месторождения	60
7.4.	Обозначения скважин	61
8.1.	Критерии выбора системы завоевания нефтяной залежи	68
9.1.	Этапы и стадии разработки	75
10.1.	Проблемы и пути их решения	78
10.2.	Основные варианты разработки	81
10.3.	Оценка дополнительной добычи ГТМ	81
10.4.	Характеристика вариантов	83
10.5.	Технико-экономические показатели вариантов	84
10.6.	Описание вариантов	85
10.7.	Характеристика вариантов	86
11.1.	Результаты определения Кон	89
11.2.	Статистические данные по конечным коэффициентам извлечения газа	99
11.3.	Основные показатели эффективности ГТМ	100
13.1.	Программа ГТМ	108
13.2.	Программа НИР и доразведки	109
13.3.	Выполнение проектных решений	113
13.4.	Причины невыполнения проектных решений	113
13.5.	Начальные и текущие запасы нефти (газа) по скважинам месторождения	114
13.6.	Программа реализации ГТМ	114
13.7.	Расчет госплана для нефтяной залежи	115

13.8. Расчет госплана для газовой залежи	117
16.1. Результаты метода установившихся закачек на долганской свите по скважине 2П	134
16.2. Сопоставление параметров	134
16.3. Исходные данные для расчетов	135
16.4. Расчет давления нагнетания	136
Приложение 1	
1. Характеристики вытеснения и кривые падения дебита нефти	143
2. Показатели разработки объекта БС ₁₁ Пограничного месторождения	148
3. Фактический и расчетный объем притока и оттока	149
Приложение 3	
1. Геолого-физическая характеристика пластов Погранитного месторождения	182

Список рисунков

1.1.	Динамика добычи нефти и газа по России и уникальным месторождениям	4
1.2.	Динамика добычи нефти на Самотлорском месторождении и Прадхо-Бей	5
1.3.	Добыча нефти в мире, добыча в США и в России, приведенная в % к величинам мировой нефтедобычи	6
2.1.	Схема разведки месторождения	8
3.1.	Фазовое состояние чистого этана в координатах Т-Р и V-Р	15
3.2.	Характерный вид фазовых диаграмм	17
3.3.	Критическая и тройная точка для воды	18
3.4.	Зависимость среднекритического давления от относительной плотности газа по воздуху	18
3.5.	Зависимость среднекритической температуры от относительной плотности газа по воздуху	19
3.6.	Зависимость коэффициента сверхсжимаемости природного газа от приведенного давления и температуры	20
3.7.	Зависимость динамической вязкости метана от давления и температуры	21
3.8.	Зависимость коэффициентов Джоуля-Томсона для метана при различных температурах	22
3.9.	Номограмма влагосодержания природных газов с относительной плотностью 0,6	23
3.10.	Зависимость снижения температуры образования гидратов от минерализации при различном содержании метанола в пластовой воде	24
3.11.	Равновесные условия гидратообразования природных газов различной плотности	26
3.12.	Пластовые потери конденсата	27
3.13.	Фазовая диаграмма углеводородной системы	28
3.14.	Конденсатный фактор для сухого и «жирного» газа	28
3.15.	Расчетное содержание конденсата в пластовом газе, суммарная добыча конденсата и КИК	30
3.16.	Номограмма для определения сопротивления эквивалентных NaCl растворов	32
4.1.	Гомогенная система с двумя фазами	33
4.2.	Классификация залежей по фазовому состоянию углеводородов	35
5.1.	Гистограмма и функция нормального распределения Кпор	38
5.2.	Гистограмма и функция геометрического распределения нефтенасыщенных толщин	38
5.3.	Модель трещиноватой среды	38
5.4.	Движение фронта в модели поршневого вытеснения	39
5.5.	Движение фронта в модели Баклея-Леверетта	40
5.6.	ОФП	41
5.7.	Характеристика вытеснения	41
6.1.	Различные типы пустот в породе	43
6.2.	Различие гидрофильных и гидрофобных коллекторов	45
6.3.	Капиллярное давление	45
6.4.	Капиллярная кривая для коллектора пласта Ю ₁ ¹	46
6.5.	Переходная зона и коэффициент насыщенности	47
7.1.	Корреляция разреза по линии скважин № 3-23-24-25-26-6 Хвойного месторождения	52
7.2.	Стандартный каротаж скважин №№ 1420, 5541	53
7.3.	Пример подсчетного плана залежи	57
7.4.	Структурная карта по кровле пласта верхнетирского горизонта Западно-Аянского месторождения	58

8.1.	Пример выделения объектов разработки	64
8.2.	Формы равномерных сеток скважин	64
8.3.	Система разработки нефтяной залежи с законтурным заводнением	65
8.4.	Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением	65
8.5.	Системы разработки с площадным заводнением	66
8.6.	Элемент трехрядной системы разработки	67
8.7.	Элемент пятирядной системы разработки	67
8.8.	Расположение скважин при пятирядной системе разработки	67
8.9.	Преобразования семиточки в рядную систему с ГС	68
8.10.	Расположение скважин при законтурном заводнении	68
8.11.	Конструкция и типовой профиль наклонно-направленной эксплуатационной скважины с горизонтальным окончанием ствола	70
8.12.	Схема кустования и сбора скважинной продукции	71
8.13.	Схема подготовки газа и конденсата	72
9.1.	Стадии разработки нефтяного месторождения	74
9.2.	Стадии разработки газового месторождения	74
10.1.	Пример залежи пласта Ю ₁	80
10.2.	Вариант разработки 1.1	82
10.3.	Вариант разработки 1.2	82
10.4.	Вариант разработки 1.3	83
10.5.	Динамика добычи нефти и жидкости	84
10.6.	Рекомендуемые ГТМ по объекту БС ₁₁	85
10.7.	Динамика добычи нефти по вариантам	86
11.1.	Зависимость коэффициента остаточной нефтенасыщенности от коэффициента проницаемости	89
11.2.	Зависимость коэффициента остаточной нефтенасыщенности от коэффициента начальной нефтенасыщенности	90
11.3.	Графики функций Медведского Р.И.	91
11.4.	Графики функций Назарова С.Н. – Сипачева Н.В.	92
11.5.	Характеристики вытеснения нефти месторождений Западной Сибири	92
11.6.	Нахождение характеристики вытеснения минимуму отклонения от фактических данных	93
11.7.	Гистограмма и функция плотности распределения пропластков по толщине	93
11.8.	Схема корреляции и классификация пластов	94
11.9.	Расчет ГСР по песчанистости	95
11.10.	Результаты промысловой геофизики	95
11.11.	Динамика заводнения пласта и выработка запасов нефти по данным ИННК в скважине 4524 чистонефтяной зоны объекта АВ ₄₋₅	96
11.12.	Распределение заводненных толщин между забоями высокообводненных скважин в сводовой части пласта АВ ₄₋₅	96
11.13.	Расчет дополнительной добычи	101
11.14.	Расчет переходящего эффекта	102
11.15.	Динамика добычи нефти по вариантам	102
12.1.	Кривые падения давления для газовых залежей	104
12.2.	Примеры зависимостей для газовой залежи	105
12.3.	Объект СД ₈₋₉ Южно-Соленинского месторождения	106
13.1.	Карта накопленных отборов	111
13.2.	Карта расстановки скважин	112
16.1.	Обзорная схема	125
16.2.	Схема районирования апт-альб-сеноманских отложений Западно-Сибирской равнины	127
16.3.	Схема расположения полигона	128

16.4.	Схематический региональный гидрогеологический разрез	129
16.5.	График восстановления пластового давления в скважине 2П	133
16.6.	Результаты интерпретации метода установившихся закачек на долганской свите по скважине 2П	134
 Приложение 1		
1.	Фактические данные в сопоставлении с функциональной зависимостью	140
2.	Графики функций Медведского Р.И.	145
3.	Графики обобщенных функций Назарова С.Н. – Сипачева Н.В.	145
4.	Характеристики вытеснения нефти месторождений Западной Сибири	146
5.	Сопоставление функций настройки с фактическими данными	146
6.	Функция Баклея-Леверетта	152
7.	Фронт вытеснения нефти водой	153
8.	Модель вертикального равновесия	154
9.	Схема вытеснения нефти водой в слое	154
10.	Продвижение фронта воды для модели вертикального равновесия при $\Delta\gamma \neq 0$	156
11.	Продвижение фронта воды для модели вертикального равновесия при $\Delta\gamma = 0$	156
12.	Продвижение фронта воды для модели вертикального равновесия при $\mu_0 = 1$	157
13.	Модель слоистого пласта	158
14.	Гистограмма распределения пропластков по проницаемости	160
15.	Схема вытеснения нефти водой в пропластке	160
16.	Функция распределения пропластков по проницаемости	161
17.	Фронт вытеснения нефти водой	161
18.	Фронт вытеснения нефти водой, разноцветные жидкости	162
19.	Процесс продвижения воды в слоистом пласте с перетоками	164
20.	Фронт вытеснения нефти водой, сравнение моделей	165
21.	Сравнение фактической и прогнозной добычи нефти	167
22.	Распределение заводненных толщин между забоями высокообводненных скважин в сводовой части пласта АВ ₄₋₅	168
 Приложение 2		
1.	Динамика технологических показателей Ермаковского месторождения	172
 Приложение 3		
1.	Классификация залежей по фазовому состоянию углеводородов	181
2.	Подгруппы залежей нефти	181
 Приложение 5		
1.	Карта нефтенасыщенных толщин пласта БС ₁	194
2.	Структурная карта по кровле пласта АС ₉ ¹	195
3.	Карта нефтенасыщенных толщин пласта АС ₉ ¹	196
4.	Структурная карта по кровле пласта БС ₁	197