

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
УЧРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ
«ГОМЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ.П.О.СУХОГО»

Машиностроительный факультет
Кафедра «НГРиГПА»

РАСЧЁТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к курсовому проекту
по дисциплине
«Разработка нефтяных и газовых месторождений»

на тему: «Оценка запасов и прогнозный расчет технологических показателей
разработки»

Исполнитель:
слушатель гр. НЭ-21
Марселеев Д.А.
Руководитель: ассистент
Порошина С.Л.

Дата проверки: _____
Дата допуска к защите: _____
Дата защиты: _____
Оценка работы: _____

Подписи членов комиссии
по защите курсовой работы: _____

Гомель 2022

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1. Режимы работы пластов как проявление определенного вида пластовой энергии. Классификация режимов	4
1.1 Классификация запасов и ресурсов по категориям	4
1.2 Запасы.....	4
1.3 Ресурсы.....	5
1.4 Классификация месторождений по сложности геологического строения и величине запасов.....	6
Практическая часть.....	15
2.1 Этап 1: определение запасов, коэффициента нефтеизвлечения, перевод величин начальных и извлекаемых запасов из пластовых условий в поверхностные и из объемных единиц в весовые.....	15
2.2 Этап 2: определение фактических годовых отборов жидкости из залежи по заданным фактическим темпам отбора жидкости от начальных извлекаемых запасов, фактических годовых отборов воды по заданной среднегодовой весовой обводнённости добываемой жидкости, фактических годовых отборов нефти по рассчитанным годовым отборам жидкости и воды, накопленной (или суммарной) добычи нефти, доли отобранных начальных извлекаемых запасов на конец каждого года фактической разработки (в период с 1 по 10 год).....	17
2.3 Этап 3: методом последовательного приближения рассчитать годовую добычу нефти и воды на период с 11 до 12 год разработки, годовые темпы добычи нефти от начальных извлекаемых запасов НИЗ, используя расчетную кривую выработки извлекаемых запасов.....	22
Заключение.....	30
Список литературы.....	31

ВВЕДЕНИЕ

Разработка нефтяных и газовых месторождений — интенсивно развивающаяся область науки. Дальнейшее ее развитие будет связано с применением новых технологий извлечения нефти из недр, новых методов распознавания характера протекания внутрипластовых процессов, использованием совершенных методов планирования разведки и разработки месторождений, применением автоматизированных систем управления процессами извлечения полезных ископаемых из недр, развитием методов детального учета строения пластов и характера протекающих в них процессов на основе детерминированных моделей, реализуемых на мощных компьютерах.

Разработка нефтяных месторождений — это самостоятельная комплексная область науки и инженерная дисциплина, имеющая свои специальные разделы, связанные с учением о системах и технологиях разработки месторождений, планированием и реализацией основного принципа разработки, проектированием и регулированием разработки месторождений.

Наукой о разработке нефтяных месторождений называют осуществление научно-обоснованного извлечения из недр содержащих в них углеводородов и сопутствующих им полезных ископаемых. Принципиальным отличием разработки нефтяных месторождений от других наук является то, что инженер-разработчик не имеет непосредственного доступа к нефтяным пластам. Вся информация идет через пробуренные скважины.

1 РЕЖИМЫ РАБОТЫ ПЛАСТОВ КАК ПРОЯВЛЕНИЕ ОПРЕДЕЛЕННОГО ВИДА ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ. КЛАССИФИКАЦИЯ РЕЖИМОВ

Энергия, заключенная как в самой нефтяной залежи, так и в окружающей ее водоносной части, начинает действовать только при эксплуатации нефтяного пласта.

При организованном отборе жидкости из пласта в районе эксплуатационных скважин происходит понижение пластового давления. Под влиянием образовавшегося перепада давления к забоям скважин из окружающих частей пласта начинает двигаться нефть с растворенным в ней газом. По мере развития процесса в движение приходят краевые воды или газовая шапка, если таковая имеется.

В других случаях по ряду причин продвижение краевых вод может быть затруднено, и в таком случае нефть движется к скважинам под действием энергии растворенного газа.

Таким образом, в зависимости от природных условий залегания нефти и в первую очередь от физических свойств коллекторов (степени их неоднородности), пластовой нефти и краевой воды, строения пласта на окружающих месторождение площадях, а также в зависимости от установленного в процессе эксплуатации уровня добычи нефти и распределения отбора на площади в пласте может получить преимущественное значение какая-то одна сила или совокупность нескольких сил движения.

Совокупность всех условий работы пласта принято называть **режимом пласта**. Режим пласта внешне проявляется в преимущественном действии одной из сил движения (движения краевых вод, расширении газовой шапки и т. д.), во взаимосвязи между суммарным дебитом пласта и пластовым давлением, в изменении величины газового фактора, в характере обводнения продукции и т. д.

Значительным фактором в проявлении режима пласта является характер изменения пластового давления, текущих дебитов нефти, газа и воды. Тесную связь с режимом пласта имеет конечная нефтеотдача. Следует особо отметить влияние темпа отбора и суммарного отбора жидкости на проявление режима пласта.

Так, при чрезмерно усиленном отборе жидкости из пласта краевые воды не восполняют отбор. В результате давление в нефтяной залежи падает ниже давления насыщения. При этом из нефти выделяется растворенный газ, что существенно сказывается на механизме нефтеотдачи пласта.

В другом случае упругая энергия жидкости и породы может оказаться недостаточной для вытеснения нефти к скважинам при снижении пластового давления до давления насыщения. В этом случае при дальнейшем понижении пластового давления также начинает выделяться растворенный газ.

Регулируя текущий уровень отбора жидкости и распределение отбора по площади, можно задержать снижение давления и добиться несколько лучшей нефтеотдачи. Однако ограниченность энергии упругого расширения

жидкости, породы или сжатого газа обуславливает пониженную нефтеотдачу даже при описанном регулировании отбора.

В связи с этим на пласт воздействуют не только путем отбора жидкости, но и путем ввода дополнительной энергии, т. е. закачивают в него воду или газ (воздух). Таким образом можно значительно улучшить механизм вытеснения нефти из пласта и основные факторы, характеризующие режим пласта. Пластовое давление может быть не только поддержано на одном уровне, но и повышено по сравнению с начальным пластовым давлением. В результате добыча нефти может быть также повышена. Одновременно будет предотвращено выделение газа из нефти, благодаря чему газовый фактор сохранится на первоначальном уровне.

В современной классификации различают следующие режимы для случая воздействия на пласт путем отбора жидкости:

- а) водонапорный режим;
- б) упругий, или упруго-водонапорный, режим;
- в) газонапорный режим, или режим газовой шапки;
- г) газовый режим, или режим растворенного газа;
- д) гравитационный режим (с преимущественным использованием силы тяжести).

Для случая ввода дополнительной энергии в пласт не было специальной попытки создания классификации режима пластов. Он получил название метода поддержания давления в пласте. Однако это название устарело, так как при вводе дополнительной энергии путем закачки воды в пласт пластовое давление не только поддерживается, но и во многих случаях делается выше начального.

Основное значение классификации режима пластов заключается в увязке ее с достигаемой конечной нефтеотдачей пластов. Как было изложено выше, конечная нефтеотдача при вводе в пласт дополнительной энергии тесно связана с механизмом вытеснения нефти из пор.

Целесообразно в основу классификации режима пластов при вводе в пласт дополнительной энергии положить механизм вытеснения нефти. При этом может быть предложена следующая классификация:

- а) режим вытеснения нефти водой;
- б) режим вытеснения газированной нефти водой;
- в) режим вытеснения нефти (газированной нефти) газом.

В эту классификацию могут быть органически включены случаи воздействия на пласт при новых методах разработки, в основу которых положено вытеснение нефти смешивающимися с ней жидкостями. При этом в классификацию могут быть включены:

- г) режим смешивающегося вытеснения нефти растворителями (сжиженными газами и другими растворителями);
- д) режим смешивающегося вытеснения нефти газом высокого давления.

Правильное и своевременное определение режима пласта имеет большое значение для разработки нефтяных месторождений, так как выбор

целесообразной системы разработки, рационального размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин, темпа разработки и режима работы отдельных скважин в значительной степени определяется режимом пласта. Конечная нефтеотдача пласта также находится в тесной связи с его режимом. При водонапорном режиме основным видом энергии является напор краевой воды, которая внедряется в залежь и относительно быстро полностью компенсирует в объеме залежи отбираемое количество нефти и попутной воды. В процессе эксплуатации залежи в ее пределах происходит движение всей массы нефти. Объем залежи постепенно сокращается за счет подъема водонефтяного контакта (ВНК).

Режим свойственен залежам, приуроченным к инфильтрационным водонапорным системам, при хорошей гидродинамической связи залежи с законтурной зоной пласта и с областью питания. Эти предпосылки обеспечиваются при следующих геологических условиях:

- больших размерах законтурной области;
- небольшой удаленности залежи от области питания: высокой проницаемости и относительно однородном строении пласта-коллектора как в пределах залежи, так и в водоносной области;
- отсутствие тектонических нарушений, затрудняющих движение воды в системе;
- низкой вязкости пластовой нефти; при небольших размерах залежи и соответственно умеренных отборах жидкости из продуктивного горизонта, благодаря чему они могут полностью компенсироваться внедряющейся в залежь водой.

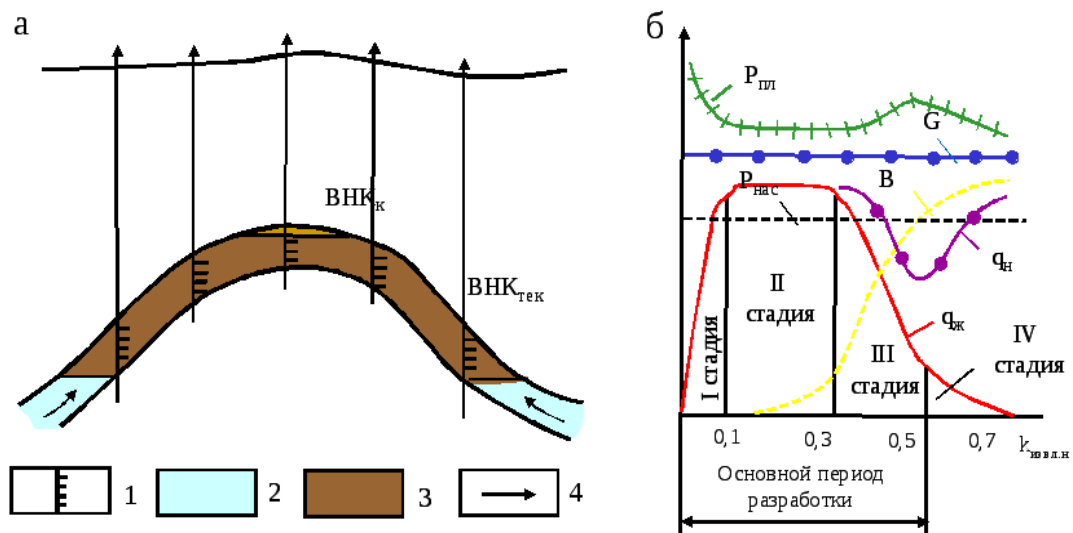


Рисунок 1. Пример разработки нефтяной залежи при природном водонапорном режиме: а — изменение объема залежи в процессе; б — динамика основных показателей разработки: 1 — интервалы перфорации; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — направление движения воды и нефти; положение ВНК: ВНК_{нач} — начальное, ВНК_к — конечное; давление: $P_{пл}$ — пластовое, $P_{нас}$ — насыщение; годовые отборы: $q_н$ — нефти, $q_ж$ — жидкость; В — обводненность продукции; G — промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ — коэффициент извлечения нефти

Одна из важнейших предпосылок действия водонапорного режима — значительная разница между начальным пластовым давлением и давлением

насыщения нефти газом, обеспечивающая в сочетании с другими факторами превышение текущего пластового давления над давлением насыщения на протяжении всего периода разработки и сохранение газа в растворенном состоянии.

Водонапорный режим отличаются следующие особенности динамики показателей разработки (рисунок 2):

- тесная связь поведения динамического пластового давления с величиной текущего отбора жидкости из пласта — относительно небольшое снижение его при увеличении отбора, неизменная величина при постоянном отборе, увеличение при уменьшении отбора, восстановление почти до начального пластового давления при полном прекращении отбора жидкости из залежи; область снижения давления обычно ограничивается площадью залежи;

- практически неизменные на протяжении всего периода разработки средние значения промыслового газового фактора;

- достигаемый высокий темп годовой добычи нефти в период высокой стабильной добычи нефти, называемый II стадией разработки, — до 8 – 10 % в год и более от начальных извлекаемых запасов (НИЗ); отбор за основной период разработки (за первые три стадии) около 85 – 90 % извлекаемых запасов нефти;

- извлечение вместе с нефтью в период падения добычи нефти попутной воды, в результате чего к концу разработки отношение накопленных отборов воды и нефти (водонефтяной фактор – ВНФ) может достигать 0,5 – 1.

При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти — до 0,6 – 0,7. Это обусловлено способностью воды, особенно пластовой минерализованной, хорошо отмывать нефть и вытеснять ее из пустот породы-коллектора, а также сочетанием исключительно благоприятных геолого-физических условий, в которых действует рассматриваемый режим.

При упругом режиме вытеснение нефти происходит под действием упругого расширения самой нефти, окружающей нефтяную залежь воды и скелета пласта. Обязательным условием существования этого режима (как и водонапорного) является превышение пластового давления над давлением насыщения ($P_{пл} > P_{нас}$). Пласт должен быть замкнутым, но достаточно большим, чтобы его упругой энергии хватило для извлечения основных запасов нефти.

Объемный коэффициент упругости среды определяется как доля первоначального объема этой среды, на которую изменяется этот объем при изменении давления на единицу, т. е.

$$\beta = - \frac{\Delta V}{V \cdot \Delta p},$$

где: ΔV - приращение объема (за счет упругого расширения);

Δp - приращение давления (понижение давления);

V - первоначальный объем среды.

Поскольку отрицательному приращению давления соответствует положительное приращение объема, то впереди ставится знак минус.

Твердый скелет пористого пласта при изменении внутреннего давления деформируется вследствие изменения объема самих частиц оседания кровли пласта при уменьшении внутрипорового давления, что приводит к уменьшению пористости и к дополнительному вытеснению жидкости. Из экспериментальных данных известно:

$$\begin{aligned} \text{для воды} \quad \beta_n &= (2,7 \div 5) \cdot 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}}; \\ \text{для нефти} \quad \beta_n &= (7 \div 30) \cdot 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}}; \\ \text{для породы} \quad \beta_n &= (0,3 \div 2) \cdot 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}}. \end{aligned}$$

Обычно для оценки сжимаемости пласта пользуются приведенным коэффициентом сжимаемости, который называют коэффициентом упругости пласта. Это усредненный коэффициент объемной сжимаемости некоторой фиктивной среды, имеющей объем, равный объему реального пласта с насыщающими его жидкостями, совокупное упругое приращение которых равно упругому приращению объема фиктивной среды.

Согласно определению можно найти упругие приращения объемов воды, нефти и породы для единичного элемента объема пласта

$$\beta^* V \cdot \Delta p = \beta_n V_n \cdot \Delta p + \beta_n V_v \cdot \Delta p + \beta_n V_p \cdot \Delta p,$$

где: V - объем фиктивной среды, равный сумме объемов воды, нефти и твердого скелета пласта;

V_n, V_v, V_p - общие объемы твердого скелета пласта и насыщающих его воды и нефти соответственно;

β^* - приведенный коэффициент упругости пласта.

Упругий режим, относящийся к режиму истощения, существенно не установившийся. Давление в пласте по мере отбора жидкости падает. Для него характерны непрерывно разрастающаяся вокруг скважины воронка депрессии, систематическое падение дебита во времени при сохранении постоянства депрессии или систематическое увеличение депрессии во времени при сохранении дебита. Однако во всех случаях при упругом режиме газовый фактор должен оставаться постоянным по тем же причинам, что и при водонапорном режиме. Темп падения среднего пластового давления может быть различным в зависимости от общего запаса упругой энергии в пласте (от размеров окружающего залежь водного бассейна) (рисунок 2).

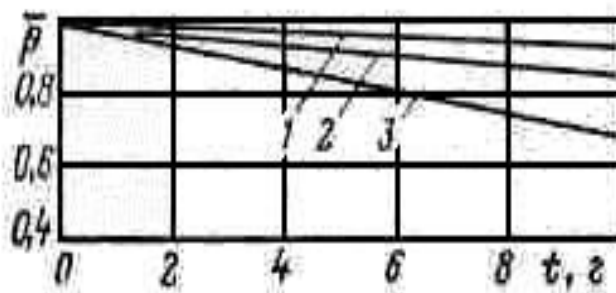


Рисунок 2. Изменение во времени безразмерного средне-

интегрального пластового давления при упругом режиме

Геологическими условиями, благоприятствующими существованию упругого режима, являются:

- залежь закрытая, не имеющая регулярного питания;
- обширная водонасыщенная зона, находящаяся за пределами контура нефтеносности; отсутствие газовой шапки;
- наличие эффективной гидродинамической связи нефтенасыщенной части пласта с законтурной областью;
- превышение пластового давления над давлением насыщения.

Чтобы при приемлемом темпе снижения среднего давления в пласте $P_{пл}$ за разумные сроки отобрать запасы нефти, нужно иметь очень большое отношение объема упругой системы к геологическим запасам нефти.

При разработке залежи в условиях упругого режима быстрое понижение давления происходит в пределах самой залежи, а во всей системе, питающей залежь упругой энергией давления (в законтурной области), снижается медленно.

Режим, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора краевой воды, но в отличие от водонапорного режима **основным источником энергии при этом служит упругость пород-коллекторов и насыщающей их жидкости**. При этом режиме отбор жидкости не полностью компенсируется внедряющейся в залежь водой. В результате, снижение давления в пласте постепенно распространяется за пределы залежи и захватывает большую область водоносной части пласта. В этой области происходит соответствующее расширение породы и пластовой воды. Коэффициенты упругости воды и породы незначительны, однако при больших размерах области сниженного давления, во много раз превышающих размеры залежи, упругие силы пласта служат источником значительной энергии.

Упруговодонапорный режим может проявляться в различных геологических условиях. Им могут обладать залежи инфильтрационных водонапорных систем, имеющие слабую гидродинамическую связь (или не имеющие ее) с областью питания вследствие:

- большой удаленности от нее;
- пониженной проницаемости;
- значительной неоднородности пласта;
- повышенной вязкости нефти;
- больших размеров залежи и соответственно значительных отборов жидкости, которые не могут полностью возмещаться внедряющейся в залежь пластовой водой.

Упруговодонапорный режим характерен для всех залежей, приуроченных к элизионным водонапорным системам.

Проявлению упруговодонапорного режима способствует залегание пласта-коллектора на большой площади за пределами залежи. Так же, как и при водонапорном режиме, обязательным условием является превышение начального пластового давления над давлением насыщения.

Процесс вытеснения нефти водой из пласта аналогичен водонапорному режиму (рисунок 3), однако вследствие менее благоприятных геолого-физических условий доля не извлекаемых запасов по сравнению с водонапорным режимом несколько возрастает. Динамика показателей разработки при упруговодонапорном режиме (рисунок 3) имеет и сходства с динамикой водонапорного режима, и отличия от нее.

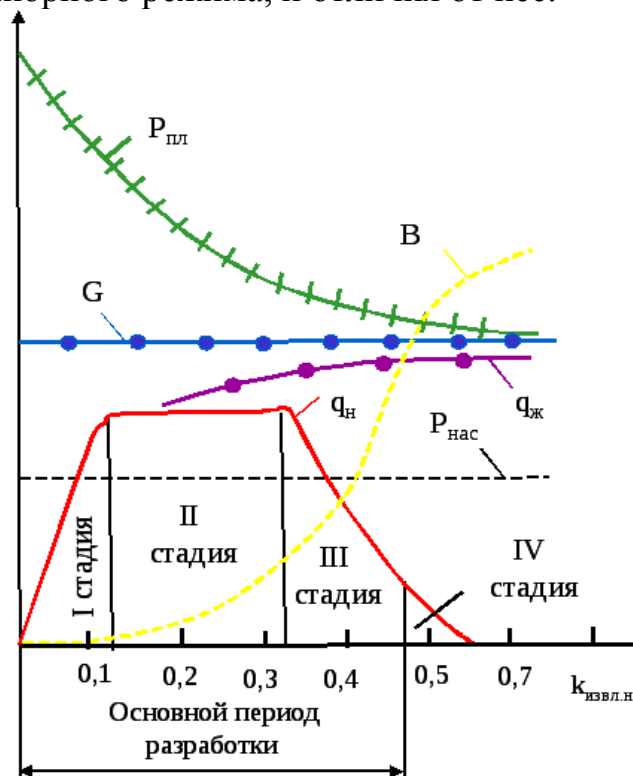


Рисунок 3. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при упруговодонапорном режиме

Основное сходство состоит в том, что на протяжении всего периода разработки промысловый газовый фактор остается постоянным вследствие превышения пластового давления над давлением насыщения.

Отличия заключаются в следующем: при упруговодонапорном режиме на протяжении всего периода разработки происходит снижение пластового давления; по мере расширения области снижения давления вокруг залежи, темп падения давления постепенно замедляется, в результате отбор жидкости при падении давления на 1 МПа во времени постепенно возрастает. Интенсивность замедления падения давления при этом зависит от размеров законтурной области залежи.

Темп добычи нефти при упруговодонапорном режиме во II стадии разработки обычно не превышает 5 – 7 % в год от НИЗ (рисунок 3). К концу основного периода разработки обычно отбирается около 80 % извлекаемых запасов. Добыча нефти сопровождается более интенсивным обводнением продукции, чем при водонапорном режиме. Значение водонефтяного фактора к концу разработки может достигнуть 2 – 3. Значения конечного коэффициента извлечения нефти обычно не превышают 0,5 – 0,55. В связи со значительными различиями в активности режима диапазон значений

относительных годовых и конечных показателей разработки при нем довольно широк.

Газонапорный режим — это режим нефтяной части газонефтяной залежи, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключенного в газовой шапке. В результате снижения пластового давления в нефтяной части залежи происходит расширение газовой шапки и соответствующее перемещение вниз ГНК. Процесс расширения газовой шапки может несколько активизироваться в связи с поступлением в нее газа, выделяющегося из нефти. Поскольку в нефтегазовых залежах давление насыщения часто близко к начальному пластовому, то вскоре после начала разработки пластовое давление оказывается ниже давления насыщения, в результате начинается выделение из нефти растворенного газа; при высокой вертикальной проницаемости пласта газ частично пополняет шапку.

Режим в чистом виде может действовать в залежах, не имеющих гидродинамической связи с законтурной областью, или при весьма слабой активности краевых вод. Причинами разобщения залежи и законтурной области могут быть резкое снижение проницаемости в периферийной зоне залежи, наличие запечатывающего слоя вблизи ВНК, наличие тектонических нарушений, ограничивающих залежь и др. Геологические условия, способствующие проявлению газонапорного режима:

- наличие большой газовой шапки, обладающей достаточным запасом энергии для вытеснения нефти;
- значительная высота нефтяной части залежи;
- высокая проницаемость пласта по вертикали;
- малая вязкость пластовой нефти (не более 2 – 3 МПа×с).

Объем нефтяной части залежи при ее разработке сокращается в связи с опусканием ГНК. Размер площади нефтеносности остается постоянным (рисунок 4).

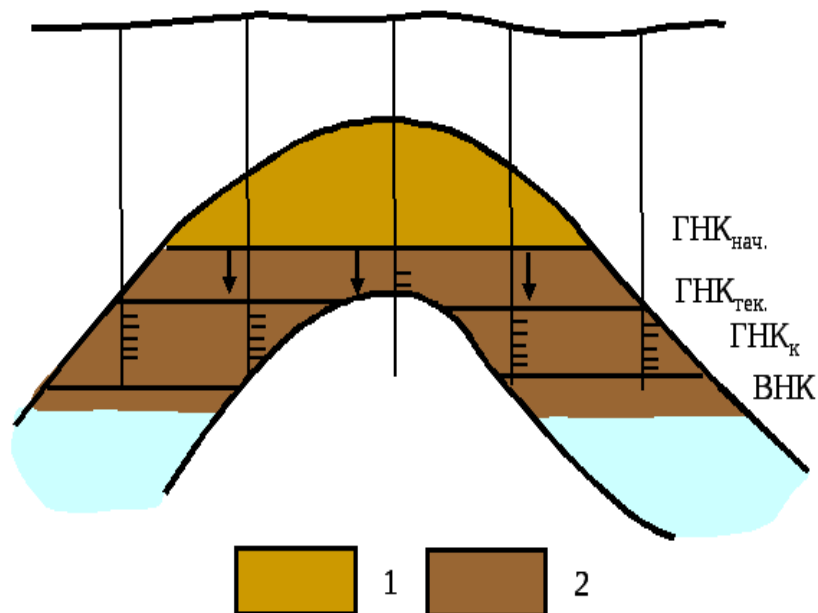


Рисунок 4. Пример нефтяной залежи при природном газонапорном режиме

При разработке залежи в условиях газонапорного режима пластовое давление постоянно снижается (рисунок 5). Темпы его снижения зависят от

соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи и от темпов отбора нефти из пласта. Темпы годовой добычи нефти в процентах от НИЗ во II стадии могут быть довольно высокими — примерно такими же, как и при водонапорном режиме. Однако следует учитывать, что в этом случае темпы рассчитывают, исходя из меньших извлекаемых запасов, поскольку коэффициент извлечения нефти при газонапорном режиме достигает около 0,4.

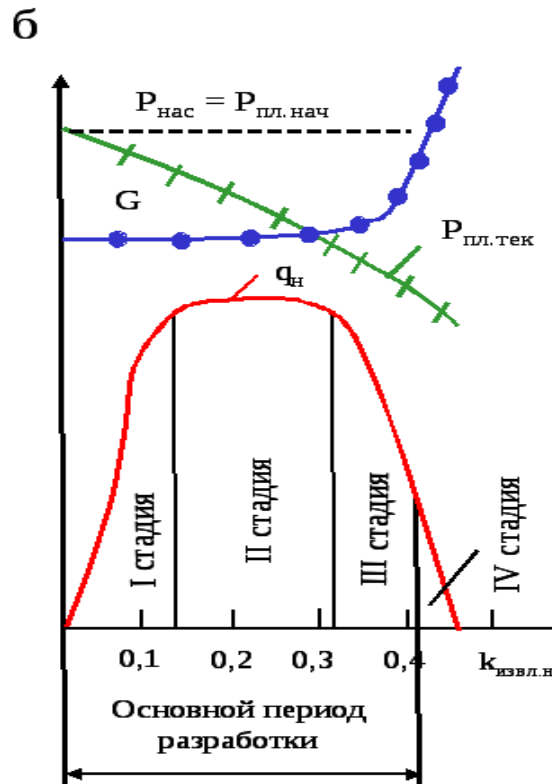


Рисунок 5. Пример разработки нефтяной залежи при природном газонапорном режиме: давление: $P_{пл}$ — пластовое, $P_{нас}$ — насыщение; годовые отборы: q_k — нефти, q_j — жидкость; B — обводненность продукции; G — промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ — коэффициент извлечения нефти

Поэтому, при равных балансовых запасах и равных темпах разработки, абсолютная величина годовой добычи при газонапорном режиме меньше, чем при водонапорном. Сравнительно невысокое значение коэффициента извлечения нефти объясняется неустойчивостью фронта вытеснения (опережающим перемещением газа по наиболее проницаемым частям пласта), образованием конусов газа, а также пониженной эффективностью вытеснения нефти газом по сравнению с водой. Средний промысловый газовый фактор по залежи в начальные стадии разработки может оставаться примерно постоянным. По мере опускания ГНК в скважины поступает газ из газовой шапки, происходит выделение газа из нефти и значение газового фактора начинает резко возрастать, что приводит к снижению уровня добычи нефти. Добыча нефти осуществляется практически без попутной воды.

Режим растворенного газа — режим нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ выделяется из раствора и пузырьки окклюдируются

газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам. Режим в чистом виде проявляется при отсутствии влияния законтурной области, при близких или равных значениях начального пластового давления и давления насыщения, при повышенном газосодержании пластовой нефти, при отсутствии газовой шапки.

В процессе разработки происходит уменьшение нефтенасыщенности пласта, объем же залежи остается неизменным. В связи с этим в добывающих скважинах перфорируют всю нефтенасыщенную толщину пласта.

Динамика годовых показателей разработки залежи приведена на рисунке 6.

Динамика годовых показателей разработки залежи при этом режиме имеет следующие особенности. Пластовое давление интенсивно снижается на протяжении всего периода разработки, в результате чего разница между значениями давления насыщения и текущим пластовым давлением со временем нарастает. Промысловый газовый фактор некоторое время остается постоянным. Затем с увеличением количества выделяющегося газа фазовая проницаемость для него возрастает и значение промыслового газового фактора увеличивается до значений, в несколько раз превышающих пластовое газосодержание. Это обусловлено тем, что в скважины поступает газ, выделившийся из нефти, не только извлекаемой на поверхность, но и остающейся в пласте. Дегазация пластовой нефти может приводить к существенному повышению ее вязкости. Позже вследствие дегазации пластовой нефти происходит уменьшение и промыслового газового фактора — до нескольких кубометров на 1 м^3 . В общей сложности за весь период разработки среднее значение промыслового газового фактора namного (в 4 – 5 раз и более) превышает начальное газосодержание пластовой нефти. Добыча нефти после достижения ее максимального уровня сразу же начинает снижаться, т.е. II стадия разработки продолжается обычно всего один-два года. Нефть добывают практически без воды.

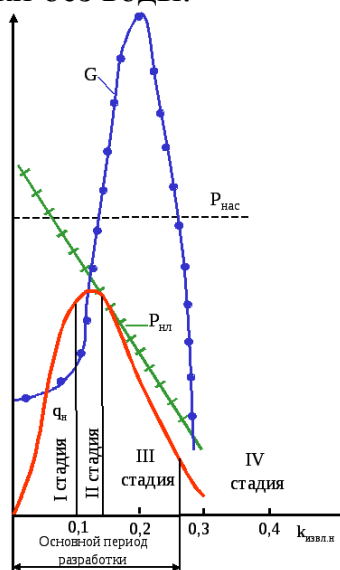


Рисунок 6. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при режиме растворенного газа: давление: $P_{пл}$ — пластовое, $P_{нас}$ — насыщение; годовые отборы: q_k —

нефти, $q_{ж}$ – жидкость; B – обводненность продукции; G – промысловый газовый фактор;
 $k_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти

Для режима характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии, что вызывает необходимость размещения добывающих скважин более плотно, чем при режимах с вытеснением нефти водой. Конечный коэффициент извлечения нефти не превышает 0,2 – 0,3, а при небольшом газосодержании нефти имеет и меньшие значения – 0,1 – 0,15.

Гравитационный режим — это режим, при котором нефть перемещается в пласте к скважинам под действием силы тяжести самой нефти. Этот вид энергии может действовать, когда другими ее видами залежь не обладает. Режим может быть природным, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа, т.е. после дегазации нефти и снижения пластового давления. Его проявлению способствует значительная высота залежи. Нефть в пласте стекает в пониженные части залежи. Дебит скважин в целом низок и возрастает с понижением гипсометрических отметок интервалов вскрытия пласта. Дебит присводовых скважин постепенно уменьшается в результате "осушения" пласта. По той же причине сокращается объем залежи. Динамика годовой добычи нефти при этом режиме показана на рисунок 7. Нефть отбирается очень низкими темпами — менее 2 – 1 % в год от начальных извлекаемых запасов.

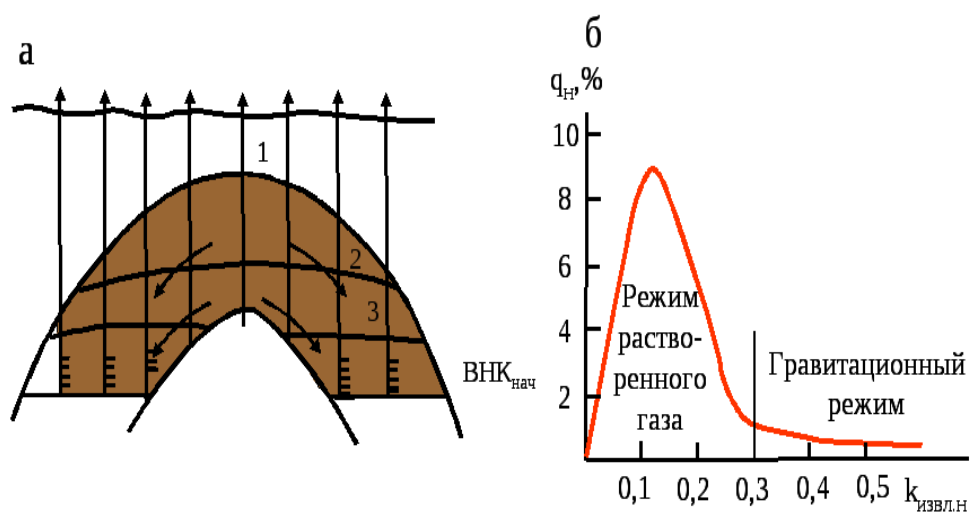


Рисунок 7. Пример разработки нефтяной залежи при природном гравитационном режиме: а – изменение объема залежи в процессе разработки; б – динамика годовых отборов нефти q_n ; 1 – 3 – последовательные границы нефтенасыщения пласта (в результате "осушения" верхней части залежи); стрелками показано направление фильтрации нефти

Силы тяжести в пласте действуют очень медленно, но за их счет в течение длительного времени может быть достигнут высокий коэффициент извлечения нефти – с учетом коэффициента извлечения, полученного при предшествующем режиме растворенного газа, вплоть до 0,5. Пластовое давление при рассматриваемом режиме обычно составляет десятые доли мегапаскалей, газосодержание пластовой нефти – единицы кубометров в 1 м³. При прогрессивных системах разработки, когда она завершается при высоком пластовом давлении, гравитационный режим практически не проявляется.

2 ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Этап 1: определение запасов, коэффициента нефтеизвлечения, перевод величин начальных и извлекаемых запасов из пластовых условий в поверхностные и из объемных единиц в весовые

1. Определение начальных геологических запасов нефти G объемным методом.

Геологические запасы нефти в пластовых условиях:

$$G_{\text{пл}} = F \cdot h \cdot m \cdot K_{\text{неф}}, \text{ м}^3$$

где F – площадь залежи внутри контура нефтеносности, м^2 ;

h – нефтенасыщенная толщина пласта, м ;

m – открытая пористость пласта-коллектора, доли единицы;

$K_{\text{неф}}$ – коэффициент нефтенасыщенности коллектора, показывающий какую долю порового объема пласта занимает нефть, доли единицы.

$$K_{\text{неф}} = 1 - S_{\text{связ.вод}}$$

где $S_{\text{связ.вод}}$ – связанная или начальная водонасыщенность, показывающая какую долю порового объема нефтенасыщенного пласта занимает вода, оставшаяся в порах в процессе формирования нефтяной залежи. определяется по лабораторному изучению керна и геологическими исследованиями скважины.

$$K_{\text{неф}} = 1 - 0,19 = 0,81,$$

$$G_{\text{пл}} = 1800 \cdot 10000 \cdot 22 \cdot 0,077 \cdot 0,81 = 24698520 \text{ м}^3.$$

2. Определение конечного коэффициента нефтеизвлечения КНИ:

$$\text{КНИ} = K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{выт}},$$

где $K_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата залежи заводнением. Показывает, какая доля нефтенасыщенного объема залежи подвергается вторжению воды. Зависит в первую очередь от степени неоднородности коллектора: чем неоднородность больше, тем $K_{\text{охв}}$ меньше.

$K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти водой. Определяется при многократной промывке керна водой в лабораторных условиях. Характеризует процесс вытеснения нефти из пор коллектора.

$$\text{КНИ} = 0,84 \cdot 0,6 = 0,504.$$

3. Определение начальных извлекаемых запасов нефти НИЗ.
Начальные извлекаемые запасы нефти в пластовых условиях:

$$\text{НИЗ}_{\text{пл}} = G_{\text{пл}} \cdot \text{КНИ}, \text{ м}^3$$

$$\text{НИЗ}_{\text{пл}} = 24698520 \cdot 0,504 = 12448054 \text{ м}^3.$$

4. Перевод величин начальных и извлекаемых запасов из пластовых условий в поверхностные и из объемных единиц в весовые.

При поднятии нефти на поверхность ее объем уменьшается вследствие выделения растворенного газа. Отношение объема нефти в пластовых условиях к объему нефти на поверхности называется объемным коэффициентом нефти:

$$B_{\text{н}} = \frac{V_{\text{пл}}}{V_{\text{пов}}} > 1,$$

$$G_{\text{пов}}^1 = \frac{G_{\text{пл}}}{B_{\text{н}}} = \frac{G_{\text{пл}} \cdot 1}{B_{\text{н}}}.$$

Отсюда:

$$\text{НИЗ}_{\text{пов}}^1 = \frac{\text{НИЗ}_{\text{пл}}}{B_{\text{н}}} = \frac{\text{НИЗ}_{\text{пл}} \cdot 1}{B_{\text{н}}}.$$

Величина, обратная объемному коэффициенту $B_{\text{н}}$, используется в подсчете запасов нефти и называется пересчетным коэффициентом $K_{\text{пер}}$.

$$G_{\text{пов}}^1 = \frac{24698520}{1,478} = 16710771 \text{ м}^3,$$

$$\text{НИЗ}_{\text{пов}}^1 = \frac{12448054}{1,478} = 8422229 \text{ м}^3.$$

В отечественной практике принято запасы нефти, добычу жидкости, нефти и воды в поверхностных условиях представлять в весовых единицах измерения – в тоннах или в тыс.тонн:

$$G_{\text{пов}} = G_{\text{пов}}^1 \cdot \rho_{\text{неф.пов}},$$

$$\text{НИЗ}_{\text{пов}} = \text{НИЗ}_{\text{пов}}^1 \cdot \rho_{\text{неф.пов}}.$$

$$G_{\text{пов}} = 16710771 \cdot 812 = 13569 \text{ тыс. т},$$

$$\text{НИЗ}_{\text{пов}} = 8422229 \cdot 812 = 6839 \text{ тыс. т}.$$

2.2 Этап 2: определение фактических годовых отборов жидкости из залежи по заданным фактическим темпам отбора жидкости от начальных извлекаемых запасов, фактических годовых отборов воды по заданной среднегодовой весовой обводнённости добываемой жидкости, фактических годовых отборов нефти по рассчитанным годовым отборам жидкости и воды, накопленной (или суммарной) добычи нефти, доли отобранных начальных извлекаемых запасов на конец каждого года фактической разработки (в период с 1 по 10 год)

1. Определение фактической годовой добычи жидкости $Q_{\text{жид}}$ по заданным годовым темпам отбора от НИЗ.

Годовая добыча жидкости:

$$Q_{\text{жид}n} = \frac{\text{НИЗ}_{\text{пов}}}{100} Z_{\text{ж}n}$$

$$Q_{\text{жид}1} = \frac{6839}{100} 0,5 = 34,2 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}2} = \frac{6839}{100} 1,8 = 123,1 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}3} = \frac{6839}{100} 3,2 = 218,8 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}4} = \frac{6839}{100} 4,53 = 309,8 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}5} = \frac{6839}{100} 5,95 = 406,9 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}6} = \frac{6839}{100} 6,76 = 462,3 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}7} = \frac{6839}{100} 7,0 = 478,7 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}8} = \frac{6839}{100} 7,2 = 492,4 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}9} = \frac{6839}{100} 7,2 = 492,4 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}10} = \frac{6839}{100} 7,2 = 492,4 \text{ тыс. т}.$$

2. Определение фактической годовой добычи воды $Q_{\text{вод}}$ по заданной среднегодовой обводнённости добываемой жидкости.

Годовая добыча воды:

$$Q_{\text{вод}n} = \frac{Q_{\text{жид}n}}{100} \% \text{Воды}_n$$

$$Q_{\text{вод}1} = \frac{34,2}{100} 0 = 0 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}2} = \frac{123,1}{100} 0 = 0 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}3} = \frac{218,8}{100} 0 = 0 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}4} = \frac{309,8}{100} 0,5 = 1,5 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}5} = \frac{406,9}{100} 0,9 = 3,7 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}6} = \frac{462,3}{100} 1,7 = 7,9 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}7} = \frac{478,7}{100} 3,3 = 15,8 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}8} = \frac{492,4}{100} 6 = 29,5 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}9} = \frac{492,4}{100} 9,6 = 47,3 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}10} = \frac{492,4}{100} 15,3 = 75,3 \text{ тыс. т.}$$

3. Определение фактической годовой добычи нефти $Q_{\text{неф}}$.

Годовая добыча нефти:

$$Q_{\text{неф}n} = Q_{\text{жид}n} - Q_{\text{вод}n},$$

где: n – года разработки.

$$Q_{\text{неф}1} = 34,2 - 0 = 34,2 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}2} = 123,1 - 0 = 123,1 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}3} = 218,8 - 0 = 218,8 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}4} = 309,8 - 1,5 = 308,3 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}5} = 406,9 - 3,7 = 403,2 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}6} = 462,3 - 7,9 = 454,4 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}7} = 478,7 - 15,8 = 462,9 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}8} = 492,4 - 29,5 = 462,9 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}9} = 492,4 - 47,3 = 445,1 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}10} = 492,4 - 75,3 = 417,1 \text{ тыс. т}.$$

4. Определение фактической накопленной добычи нефти $\sum Q_{\text{неф}}$ на конец каждого года разработки.

Накопленная добыча нефти:

$$\sum Q_{\text{неф}n} = \sum Q_{\text{неф}n-1} + Q_{\text{неф}n};$$

$$\sum Q_{\text{неф}1} = 34,2 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}2} = 34,2 + 123,1 = 157,3 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}3} = 157,3 + 218,8 = 376,1 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}4} = 376,1 + 308,3 = 684,4 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}5} = 684,4 + 403,2 = 1087,6 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}6} = 1087,6 + 454,4 = 1542,0 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}7} = 1542,0 + 462,9 = 2004,9 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}8} = 2004,9 + 462,9 = 2467,8 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}9} = 2467,8 + 445,1 = 2912,9 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}10} = 2912,9 + 417,1 = 3330,0 \text{ тыс. т.}$$

5. Определение фактических долей, отобранных начальных извлекаемых запасов %НИЗ на конец каждого года разработки:

$$\% \text{НИЗ}_n = \frac{\sum Q_{\text{неф}n}}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} 100,$$

где: n – год разработки.

$$\% \text{НИЗ}_1 = \frac{34,2}{6839} 100 = 0,5\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_2 = \frac{157,3}{6839} 100 = 2,3\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_3 = \frac{376,1}{6839} 100 = 5,5\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_4 = \frac{684,4}{6839} 100 = 10\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_5 = \frac{1087,6}{6839} 100 = 15,9\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_6 = \frac{1542,0}{6839} 100 = 22,5\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_7 = \frac{2004,9}{6839} 100 = 29,3\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_8 = \frac{2467,8}{6839} 100 = 36,1\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_9 = \frac{2912,9}{6839} 100 = 42,6\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_{10} = \frac{3330,0}{6839} 100 = 48,7\%.$$

6. Определение фактических годовых темпов отбора нефти от начальных извлекаемых запасов ($Z_{н\%НИЗ}$) на конец каждого года разработки.

$$Z_{н\%НИЗ_n} = \frac{Q_{нефн}}{НИЗ_{пов}} 100,$$

где: n – год разработки.

$$Z_{н\%НИЗ_1} = \frac{34,2}{6839} 100 = 0,5\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_2} = \frac{123,1}{6839} 100 = 1,8\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_3} = \frac{218,8}{6839} 100 = 3,2\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_4} = \frac{308,3}{6839} 100 = 4,5\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_5} = \frac{403,2}{6839} 100 = 5,9\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_6} = \frac{454,4}{6839} 100 = 6,6\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_7} = \frac{462,9}{6839} 100 = 6,8\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_8} = \frac{462,9}{6839} 100 = 6,8\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_9} = \frac{445,1}{6839} 100 = 6,5\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_{10}} = \frac{417,1}{6839} 100 = 6,1\%.$$

Таблица 1. Сводная таблица результатов расчёта на 1 и 2 этапах.

Год	НИЗ, тыс.т	$Z_{ж}$, %	$Q_{жид}$, тыс.т	$Q_{вод}$, тыс.т	$Q_{неф}$, тыс.т	$\Sigma Q_{неф}$, тыс.т	%НИЗ, %	%Воды, %	$Z_{н}$, %
1	6839	0,5	34,2	0	34,2	34,2	0,5	0	0,5
2	6839	1,8	123,1	0	123,1	157,3	2,3	0	1,8
3	6839	3,2	218,8	0	218,8	376,1	5,5	0	3,2
4	6839	4,53	309,8	1,5	308,3	684,4	10	0,5	4,5
5	6839	5,95	406,9	3,7	403,2	1087,6	15,9	0,9	5,9

6	6839	6,76	462,3	7,9	454,4	1542,0	22,5	1,7	6,6
7	6839	7,0	478,7	15,8	462,9	2004,9	29,3	3,3	6,8
8	6839	7,2	492,4	29,5	462,9	2467,8	36,1	6	6,8
9	6839	7,2	492,4	47,3	445,1	2912,9	42,6	9,6	6,5
10	6839	7,2	492,4	75,3	417,1	3330,0	48,7	15,3	6,1

2.3 Этап 3: методом последовательного приближения рассчитать годовую добычу нефти и воды на период с 11 до 12 год разработки, годовые темпы добычи нефти от начальных извлекаемых запасов НИЗ, используя расчетную кривую выработки извлекаемых запасов.

На данном этапе требуется сделать прогноз добычи нефти из залежи на следующие 10 лет разработки.

После полного разбуривания залежи основным фондом скважин дальнейшая динамика добычи нефти в первую очередь зависит от характера обводнения залежи, определение которого часто является основной проблемой при прогнозировании добычи нефти.

Одним из методов прогноза добычи нефти, который мы и будем применять в данной работе, является использование фактических результатов разработки залежей-аналогов, извлекаемые запасы которых полностью или почти полностью выработаны.

Аналогами друг друга по характеру выработки запасов могут являться залежи с однотипным геологическим строением, одинаковыми режимами работы пласта, типом коллектора и его степенью неоднородности, соотношениями фазовых проницаемостей, отношением вязкостей нефти и воды, а также одинаковым термодинамическими характеристиками залежи.

В нашей работе всем эти перечисленным выше условиям соответствуют залежи А и В. Необходимо для дальнейших прогнозных расчетов из данных двух залежей выбрать залежь – аналог, основываясь при этом на сравнении фактических показателей выработки извлекаемых запасов залежи и залежей А и В.

В первую очередь нас будут интересовать соотношения доли отобранных извлекаемых запасов %НИЗ и соответствующей ей текущей обводненности продукции % Воды.

Фактические показатели выработки извлекаемых запасов нашей залежи с 1 по 10 год представлены в таблице 4. Фактические показатели выработки извлекаемых запасов залежей А и В за весь срок разработки представлены на рис.1, а также в таблице 3.

При проведении сравнения видно, что аналогом нашей залежи может являться залежь А, так как при равных долях отбора от извлекаемых запасов % НИЗ величины обводненности %Воды совпадают.

Следовательно, мы можем использовать кривую «Б» на рисунке 1 для экстраполяции (продолжения) хода разработки нашей залежи на прогнозный период с 11 по 20 год.

Определять годовую добычу нефти будем расчетно-графическим способом методом последовательного приближения по кривой выработки начальных извлекаемых запасов.

Результаты расчетов будем заносить в таблицу 6.

Расчеты будем проводить исходя из условия сохранения в течение прогнозного периода достигнутых максимальных годовых отборов жидкости:

$$Q_{\text{жид}11} = Q_{\text{жид}12} = \dots = Q_{\text{жид}20} = Q_{\text{мах.жид}}$$

Для всех вариантов максимальный темп отбора жидкости от начальных извлекаемых запасов ($Z_{\text{мах.жид}}\% \text{НИЗ}$) = 7,2%, отсюда:

$$Q_{\text{жид} \text{ max}} = \frac{\text{НИЗ}_{\text{пов}}}{100} 7,2;$$

$$Q_{\text{жид} \text{ max}} = \frac{6839}{100} 7,2 = 492,4 \text{ тыс. т.}$$

$$Q_{\text{жид}11} = Q_{\text{жид}12} = \dots = Q_{\text{жид}20} = Q_{\text{мах.жид}} = 492,4 \text{ тыс. т.}$$

Для определения прогнозной годовой добычи нефти в 11-ом году разработки будем идти следующими шагами приближения.

1 шаг

а) примем условно, что в 11-ом году добыча нефти по сравнению с 10-ым годом не изменится, то есть $Q^1_{\text{неф}11} = Q_{\text{неф}10}$ и $Q^1_{\text{вод}11} = Q_{\text{вод}10}$:

$$Q^1_{\text{неф}11} = Q_{\text{неф}10} = 417,1 \text{ тыс. т.}$$

б) определим, какая при этом будет накопленная добыча нефти на конец 11-го года:

$$\sum Q^1_{\text{неф}11} = \sum Q_{\text{неф}10} + Q^1_{\text{неф}11};$$

$$\sum Q^1_{\text{неф}11} = 3330,0 + 417,1 = 3747,1 \text{ тыс. т.}$$

с) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{НИЗ}^1_{11} = \frac{\sum Q^1_{\text{неф}11}}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} 100;$$

$$\% \text{НИЗ}^1_{11} = \frac{3747,1}{6839} 100 = 54,8\%.$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводненность равна $\% \text{Воды}^1_{11} = 10,8\%$

2 шаг

а) примем условно, что в 11-ом году среднегодовая обводнённость равна $\%Воды^1_{11}=10,8\%$ (из 1-го шага).

Тогда можем определить годовую добычу воды по известной годовой добыче жидкости:

$$Q^2_{вод11} = \frac{Q_{жид11}}{100} \%Воды^1_{11};$$

$$Q^2_{вод11} = \frac{492,4}{100} 10,8 = 53,2 \text{ тыс. т.}$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

$$Q^2_{неф11} = Q_{жид11} - Q^2_{вод11};$$

$$Q^2_{неф11} = 492,4 - 53,2 = 439,2 \text{ тыс. т.}$$

с) определим, какая при этом будет накопленная добыча нефти:

$$\sum Q^2_{неф11} = \sum Q_{неф10} + Q^2_{неф11};$$

$$\sum Q^2_{неф11} = 3330,0 + 439,2 = 3769,2 \text{ тыс. т.}$$

д) определим долю отобранных НИЗ:

$$\%НИЗ^2_{11} = \frac{\sum Q^2_{неф11}}{НИЗ_{пов}} 100;$$

$$\%НИЗ^2_{11} = \frac{3769,2}{6839} 100 = 55,1\%.$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводнённость равна $\%Воды^2_{11}=11\%$.

3 шаг

а) примем условно, что в 11-ом году среднегодовая обводнённость равна $\%Воды^2_{11}=11\%$ (из 2-го шага).

Тогда можем определить годовую добычу воды по известной годовой добыче жидкости:

$$Q^3_{вод11} = \frac{Q_{жид11}}{100} \%Воды^2_{11};$$

$$Q_{\text{вод}11}^3 = \frac{492,4}{100} 11 = 54,2 \text{ тыс. т.}$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

$$Q_{\text{неф}11}^3 = Q_{\text{жид}11} - Q_{\text{вод}11}^3;$$

$$Q_{\text{неф}11}^3 = 492,4 - 54,2 = 438,2 \text{ тыс. т.}$$

с) определим, какая при этом будет накопленная добыча нефти:

$$\sum Q_{\text{неф}11}^3 = \sum Q_{\text{неф}10} + Q_{\text{неф}11}^3;$$

$$\sum Q_{\text{неф}11}^3 = 3330,0 + 438,2 = 3768,2 \text{ тыс. т.}$$

д) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{НИЗ}_{11}^3 = \frac{\sum Q_{\text{неф}11}^3}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} 100;$$

$$\% \text{НИЗ}_{11}^3 = \frac{3768,2}{6839} 100 = 55,1\%.$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводнённость равна $\% \text{Воды}_{11}^4 = 11\%$, что совпадает с условием на 2 шаге.

Таким образом, методом последовательного приближения установили, что расчётные показатели разработки в 11-ом прогнозном году составили:

$$Q_{\text{жид}11} = 492,4 \text{ тыс. т.};$$

$$Q_{\text{вод}11} = 54,2 \text{ тыс. т.};$$

$$Q_{\text{неф}11} = 438,2 \text{ тыс. т.};$$

$$\% \text{Воды}_{11} = 11\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_{11} = 55,1\%.$$

2. Для определения прогнозной годовой добычи в 12-ом году разработки будем идти следующими шагами приближения.

1 шаг

а) примем условно, что в 12-ом году добыча нефти по сравнению с 11-ым годом не изменится, то есть $Q_{\text{неф}12}^1 = Q_{\text{неф}11}$ и $Q_{\text{вод}12}^1 = Q_{\text{вод}11}$:

$$Q_{\text{неф}12}^1 = Q_{\text{неф}11} = 438,2 \text{ тыс. т.}$$

б) определим, какая при этом будет накопленная добыча нефти на конец 12-го года:

$$\sum Q_{\text{неф}12}^1 = \sum Q_{\text{неф}11} + Q_{\text{неф}12}^1;$$

$$\sum Q_{\text{неф}12}^1 = 3768,2 + 438,2 = 4206,4 \text{ тыс. т.}$$

с) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{НИЗ}_{12}^1 = \frac{\sum Q_{\text{неф}12}^1}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} 100;$$

$$\% \text{НИЗ}_{12}^1 = \frac{4206,4}{6839} 100 = 61,5\%.$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводнённость равна $\% \text{Воды}_{12}^1 = 17,3\%$.

2 шаг

а) примем условно, что в 12-ом году среднегодовая обводнённость равна $\% \text{Воды}_{12}^1 = 17,3\%$ (из 1-го шага).

Тогда можем определить годовую добычу воды по известной годовой добыче жидкости:

$$Q_{\text{вод}12}^2 = \frac{Q_{\text{жид}12}}{100} \% \text{Воды}_{12}^1;$$

$$Q_{\text{вод}12}^2 = \frac{492,4}{100} 17,3 = 85,2 \text{ тыс. т.}$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

с)

$$Q_{\text{неф}12}^2 = Q_{\text{жид}12} - Q_{\text{вод}12}^2;$$

$$Q_{\text{неф}12}^2 = 492,4 - 85,2 = 407,2 \text{ тыс. т.}$$

д) определим, какая при этом будет накопленная добыча нефти:

$$\sum Q_{\text{неф}12}^2 = \sum Q_{\text{неф}11} + Q_{\text{неф}12}^2;$$

$$\sum Q_{\text{неф}12}^2 = 3768,2 + 407,2 = 4175,4 \text{ тыс. т.}$$

е) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{НИЗ}_{12}^2 = \frac{\sum Q_{\text{неф}12}^2}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} 100;$$

$$\% \text{НИЗ}_{12}^2 = \frac{4175,4}{6839} 100 = 61,1\%.$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводнённость равна $\% \text{Воды}_{12}^2 = 17,1\%$

3 шаг

а) примем условно, что в 12-ом году среднегодовая обводнённость равна $\% \text{Воды}_{12}^2 = 17,1\%$ (из 2-го шага).

Тогда можем определить годовую добычу воды по известной годовой добыче жидкости:

$$Q_{\text{вод}12}^3 = \frac{Q_{\text{жид}12}}{100} \% \text{Воды}_{12}^2;$$

$$Q_{\text{вод}12}^3 = \frac{492,4}{100} 17,1 = 84,2 \text{ тыс. т.}$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

$$Q_{\text{неф}12}^3 = Q_{\text{жид}12} - Q_{\text{вод}12}^3;$$

$$Q_{\text{неф}12}^3 = 492,4 - 84,2 = 408,2 \text{ тыс. т.}$$

с) определим, какая при этом будет накопленная добыча нефти:

$$\sum Q_{\text{неф}12}^3 = \sum Q_{\text{неф}11} + Q_{\text{неф}12}^3;$$

$$\sum Q_{\text{неф}12}^3 = 3768,2 + 408,2 = 4176,4 \text{ тыс. т.}$$

д) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{НИЗ}_{12}^3 = \frac{\sum Q_{\text{неф}12}^3}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} 100;$$

$$\% \text{НИЗ}_{12}^3 = \frac{4176,4}{6839} 100 = 61,1\%$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводнённость равна $\%Воды_{12}=17,1\%$, что совпадает с условием на 2 шаге.

Таким образом, методом последовательного приближения установили, что расчётные показатели разработки в 12-ом прогнозном году составили:

$$Q_{жид12}=492,4 \text{ тыс.т};$$

$$Q_{вод12}=84,2 \text{ тыс.т};$$

$$Q_{неф12}=408,2 \text{ тыс.т};$$

$$\%Воды_{12}=17,1\%;$$

$$\%НИЗ_{12}=61,1\%.$$

Аналогично проводим расчёты для последующих годов (13-20 год).

Таблица 2. Исходные данные

№вар.	Ф, га	Н, м	т, доли ед	$S_{связ.вод}$, доли ед	$V_{неф}$,	$\rho_{неф.}$ пов, кг/м ³	$K_{выт}$, доли ед	$K_{охв}$, доли ед
9Б	1800	22	0,077	0,19	1,478	812	0,6	0,84

Таблица 3. Пошаговый расчёт добычи нефти для 11 и 12 годов разработки

								По кривой В	
	Год ы	НИ З, тыс. т	$Z_{ж}\%$ НИЗ, %	$Q_{жид}$, тыс.т	$Q_{вод}$, тыс.т	$Q_{неф}$, тыс.т	$\Sigma Q_{неф}$, тыс.т	$\%НИЗ$, %	$\%Воды$, %
факт	10	802 1	7,2	492,4	75,3	417, 1	3330,0	48,7	15,3
Расче т добыч и в 11 году	1 шаг	802 1	7,2	492,4	75,3	417, 1	3747,1	54,8	10,8
	2 шаг	802 1	7,2	492,4	53,2	439, 2	3769,2	55,1	11
	11	802 1	7,2	492,4	54,2	438, 2	3768,2	55,1	11
Расче т добыч и в 12 году	1 шаг	802 1	7,2	492,4	54,2	438, 2	4206,4	61,5	17,3
	2 шаг	802 1	7,2	492,4	85,2	407, 2	4175,4	61,0	17,1
	12	802 1	7,2	492,4	84,2	408, 2	4176,4	61,1	17,1

Таблица 4. Результаты расчётов прогнозных показателей разработки на период с 11 по 20 год

							По кривой В		
Годы	НИЗ, тыс.т	Zж%Н ИЗ, %	Q _{жид} , тыс. т	Q _{вод} , тыс. т	Q _{неф} , тыс. т	ΣQ _{неф} , тыс.т	%НИЗ, %	%Воды, %	Zн%Н ИЗ
10	8021	7,2	492,4	75,3	417,1	3330,0	48,7	15,3	6,1
11	8021	7,2	492,4	54,2	438,2	3768,2	55,1	11	6,4
12	8021	7,2	492,4	84,2	408,2	4176,4	61,1	17,1	5,97
13	8021	7,2	492,4	149,7	342,7	4519,1	66,1	30,4	5,01
14	8021	7,2	492,4	221,6	270,8	4789,9	70,0	45,0	3,96
15	8021	7,2	492,4	277,7	214,7	5004,6	73,2	56,8	3,1
16	8021	7,2	492,4	320,1	172,3	5176,9	75,7	65,2	2,5
17	8021	7,2	492,4	349,6	142,8	5319,7	77,7	71,0	2,1
18	8021	7,2	492,4	373,2	119,2	5438,9	79,5	75,8	1,7
19	8021	7,2	492,4	391,5	100,9	5539,8	81,0	79,5	1,5
20	8021	7,2	492,4	405,2	87,2	5627,0	82,3	82,5	1,3

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рассматриваемой работе определил ряд основных показателей, характеризующих процесс разработки нефтяной залежи.

Были определены запасы, коэффициент нефтеизвлечения, перевод начальных величин начальных и извлекаемых запасов из пластовых условий в поверхностные и из объемных единиц в весовые.

Определение фактических годовых отборов жидкости из залежи по заданным фактическим темпам отбора жидкости от начальных извлекаемых запасов, фактических годовых отборов воды по заданной среднегодовой весовой обводнённости добываемой жидкости, фактических годовых отборов нефти по рассчитанным годовым отборам жидкости и воды, накопленной (или суммарной) добычи нефти, доли отобранных начальных извлекаемых запасов на конец каждого года фактической разработки (в период с 1 по 10 год).

Методом последовательного приближения рассчитал годовую добычу нефти и воды на период с 11 до 12 год разработки, годовые темпы добычи нефти от начальных извлекаемых запасов НИЗ, используя расчетную кривую выработки извлекаемых запасов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. А.В.Кубышкин, «Характеристика систем разработки».
2. В.С.Бойко. Недра, Москва, 1990 г., 427 стр. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений».
3. Справочное руководство для проектирования разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки./ Ш.К. Гиматудинов, Ю.П. Борисов, М.Д. Розенберг; под редакцией Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 463 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

