

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Институт нефти и газа федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»
(филиал в г. Октябрьском)

«Кафедра информационных технологий, математики и естественных наук»

ОТЧЕТ
ПО ПРАКТИЧЕСКИМ РАБОТАМ
по дисциплине «Прикладная экология»

Студент гр

Преподаватель

г. Октябрьский
2023

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Цель работы – знакомство с условиями проявления режимов нефтяных залежей в различных геогидродинамических зонах и их геолого-эксплуатационными характеристиками. Рассчитать на каждый год разработки залежи: среднегодовой газовый фактор, годовую добычу жидкости, среднегодовой процент воды в добываемой жидкости. Определить режим работы нефтяной залежи.

Согласно современным представлениям по преобладающему виду пластовой энергии выделяют следующие режимы работы нефтяных залежей: водонапорный; упруго-водонапорный; газонапорный режим (режим газовой «шапки»); режим растворенного газа; гравитационный. Первые три режима представляют собой режимы вытеснения, а последние два – режимы истощения пластовой энергии. Более подробная характеристика природных режимов нефтяных залежей описана ниже.

При водонапорном режиме основным видом энергии является напор краевой (или подошвенной) воды, которая внедряется в залежь и относительно быстро полностью компенсирует в объеме залежи отбираемое количество нефти и попутной воды. Ее запасы постоянно пополняются за счет атмосферных осадков и источников поверхностных водоемов.

В процессе эксплуатации залежи в ее пределах происходит движение всей массы нефти. Объем залежи постепенно сокращается за счет подъема ВНК (рис. 1, а). Эксплуатация нефтяных скважин прекращается, когда краевые воды достигают забоя тех из них, которые находятся в наиболее высоких частях пласта, и вместо нефти начинает добываться только вода. При этом режиме с целью уменьшения отборов попутной воды из пласта в скважинах, пробуренных вблизи ВНК или в его пределах, нижнюю часть нефтенасыщенного пласта обычно не перфорируют [3].

На практике всегда есть еще один промежуточный этап разработки нефтяных месторождений, когда одновременно с нефтью добывается вода. Это связано с тем, что из-за неоднородности пласта по проницаемости и сравнительно высокой вязкости нефти в пластовых условиях по отношению к вязкости пластовой воды происходит прорыв краевых и подошвенных вод к забою скважин. При жестководонапорном режиме давление в пласте настолько велико, что скважины

фонтанируют. Но отбор нефти и газа не следует производить слишком быстро, поскольку иначе темп притока воды будет отставать от темпа отбора нефти и давление в пласте будет падать, фонтанирование прекратится.

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 пластоколлектора как в пределах залежи, так и в водоносной области;
- отсутствии 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.

Одна из важнейших предпосылок действия водонапорного режима значительная разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения, обеспечивающая в сочетании с другими факторами превышение текущего пластового давления над давлением насыщения на протяжении всего периода разработки и сохранение газа в растворенном состоянии.

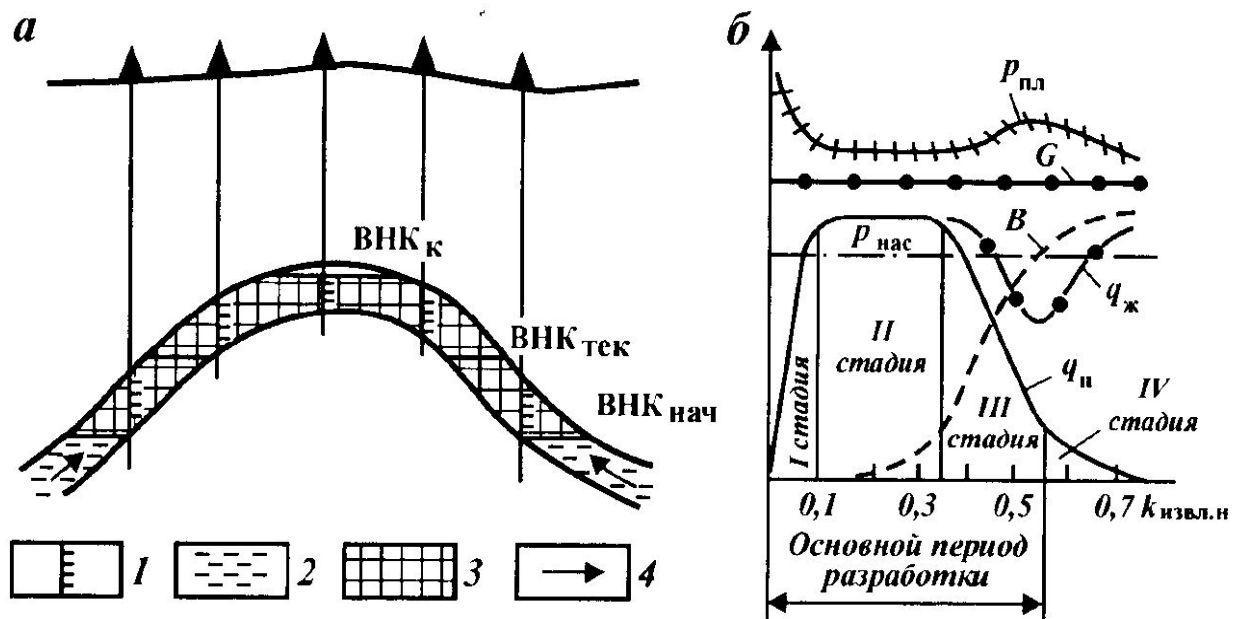


Рис. 1. Пример разработки нефтяной залежи при природном водонапорном режиме:

а – изменение объема залежи в процессе разработки; б – динамика основных показателей разработки; 1 – интервалы перфорации; 2 – вода; 3 – нефть; 4 – направление движения воды и нефти; положение ВНК: ВНК_{нач} – начальное, ВНК_{тек} – текущее, ВНК_к – конечное; давление: $P_{пл}$ – пластовое, $P_{нас}$ – насыщения; годовые отборы: q_n – нефти, $q_ж$ – жидкости; B – обводненность продукции; G – промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти

Водонапорный режим отличают следующие особенности динамики показателей разработки (рис. 1, б):

- тесная связь поведения динамического пластового давления с величиной текущего отбора жидкости из пласта относительно небольшое снижение его при увеличении отбора, неизменная величина при постоянном отборе, увеличение при уменьшении отбора, восстановление почти до начального пластового давления при полном прекращении отбора жидкости из залежи; область снижения давления обычно ограничивается площадью залежи;
- практически неизменные на протяжении всего периода разработки средние значения промыслового газового фактора;
- достигаемый высокий темп годовой добычи нефти в период высокой стабильной добычи нефти, называемый II стадией разработки, до 8-10 % в год и более от начальных извлекаемых запасов (НИЗ); отбор за основной период

разработки (за первые три стадии) около 85-90 % извлекаемых запасов нефти. Весь период разработки с точки зрения динамики добычи нефти подразделяют на четыре стадии. При этом первые три стадии относят к основному периоду разработки, четвертая стадия – завершающий период.

- 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, а в некоторых случаях и выше [2,4]. 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. Водонапорным режимом характеризуются отдельные залежи в терригенных отложениях Грозненского района, Самарской, Волгоградской и Саратовской областей и некоторых других районов.

1.2. Упруго-водонапорный режим

Это 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, сжатых в недрах под действием горного давления и насыщающей их жидкости. Отличительной особенностью упруговодонапорного режима является то, что водоносная часть пласта значительно больше нефтеносной (границы водоносной части отстоят от контура нефтеносности на 100 км и более). 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. Коэффициент нефтеотдачи также может

достигать 0,7 [5].

Объем нефти ΔV_n , получаемой из залежи за счет упругих сил при снижении в ней пластового давления на Δp^* , можно выразить формулой:

$$\Delta V_n = V_n \beta_n^* \Delta p^* + V_v \beta_v^* \Delta p^*$$

где $\Delta V_n'$, $\Delta V_n''$ – объемы нефти, полученные соответственно за счет упругих сил самой залежи и водоносной области пласта; V_n , V_v – объемы нефтеносной и вовлеченной в процесс снижения пластового давления водоносной частей пласта; β_n^* , β_v^* – коэффициенты объемной упругости пласта в нефтеносной и водоносной частях ($\beta^* = k_p \beta_j^* + \beta_c$, где k_p – средний коэффициент пористости; β_j , β_c – коэффициенты объемной упругости жидкости и породы). Доля нефти, добываемой за счет упругости нефтеносной области пласта, обычно невелика в связи с небольшим объемом залежи относительно водоносной области.

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 и значительной неоднородности пласта, повышенной вязкости нефти, а также вследствие 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 пластаколлектора на большой площади за пределами залежи. Так же, как и при водонапорном режиме, обязательным условием является превышение начального пластового давления над давлением насыщения.

Перфорация нефтенасыщенной части пласта выполняется, как и при водонапорном режиме.

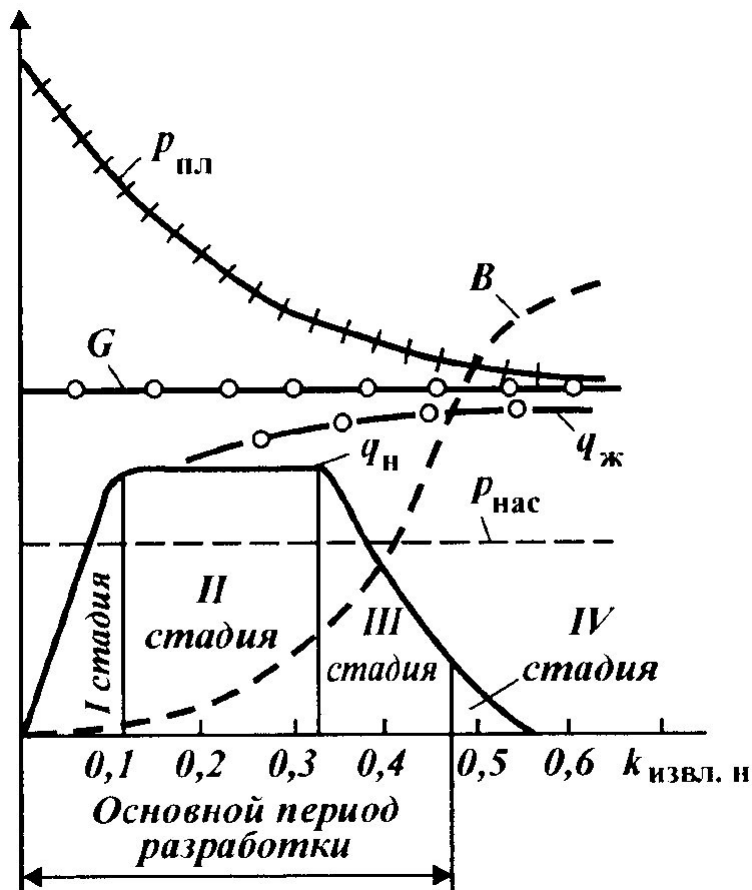


Рис. 2. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при упруговодонапорном режиме. Условные обозначения см. рис.1

Процесс вытеснения нефти водой из пласта аналогичен водонапорному режиму (рис. 1, а), однако вследствие менее благоприятных геолого-физических условий доля неизвлекаемых запасов по сравнению с водонапорным режимом несколько возрастает. Динамика показателей разработки при упруговодонапорном режиме (рис. 2) имеет и сходства с динамикой водонапорного режима, и отличия от нее.

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.

Кривая 1 на рис. 3 соответствует случаю, когда упруговодонапорная система имеет большие размеры. Кривая 2 отражает случай с относительно небольшой законтурной областью, что характерно для продуктивных горизонтов, в которых или проницаемость резко снижается в законтурной области, или имеются дизъюнктивные нарушения на небольшом удалении от залежи.

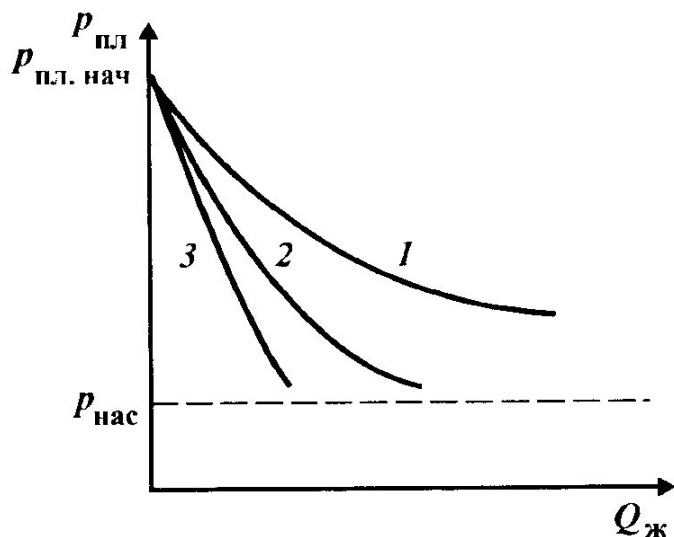


Рис. 3. Зависимость динамического пластового давления $P_{пл}$ от накопленной добычи жидкости $Q_{ж}$ при упруговодонапорном режиме нефтяной залежи с начала ее разработки. Размеры законтурной области: 1 — большие; 2 — небольшие; 3 — законтурная область практически отсутствует

Зависимость, представленная прямой линией 3, указывает на то, что добыча жидкости осуществляется лишь за счет упругих сил собственно нефтеносной области (залежь литологического типа или запечатанная). Такой режим залежей в практике называют упругим.

При элизионном характере водонапорной системы, когда залежь обладает сверхгидростатическим давлением (СГПД), упруговодонапорный режим, соответствует кривой 2. При высокой продуктивности залежей режим может обеспечивать значительные коэффициенты извлечения нефти и темпы разработки.

Темп добычи нефти при упруговодонапорном режиме во II стадии разработки обычно не превышает 5-7 % в год от НИЗ (рис. 2). К концу основного периода разработки обычно отбирается около 80 % извлекаемых запасов [1]. 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.

Природный упруговодонапорный режим, сохраняющийся до конца разработки, характерен для верхнемеловых залежей Грозненского района, Восточной Украины и других районов.

1.3. Газонапорный режим (или режим газовой «шапки»)

Газонапорный режим – это режим нефтяной части газонефтяной залежи, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключенного в газовой шапке. Чем больше ее размер, тем медленнее снижается давление в ней. В месторождениях, работающих в газонапорном режиме, процесс вытеснения нефти расширяющимся газом обычно сопровождается гравитационными эффектами. Газ, выделяющийся из нефти, мигрирует вверх, пополняя газовую шапку и оттесняя нефть в пониженную часть залежи. По мере понижения уровня газонефтяного контакта происходит прорыв газа к нефтяным скважинам, находящимся ближе к контуру газоносности и их эксплуатация прекращается, т.к. в противном случае расходование энергии расширения газа газовой шапки будет нерациональным. С целью предотвращения преждевременных прорывов газа перфорируют нижнюю часть нефтенасыщенной толщины, т.е. отступают от ГНК. Объем нефтяной части залежи при ее разработке сокращается в связи с опусканием ГНК. Размер площади нефтеносности остается постоянным (рис.4, а).

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 следующие [1,6]:

- 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).

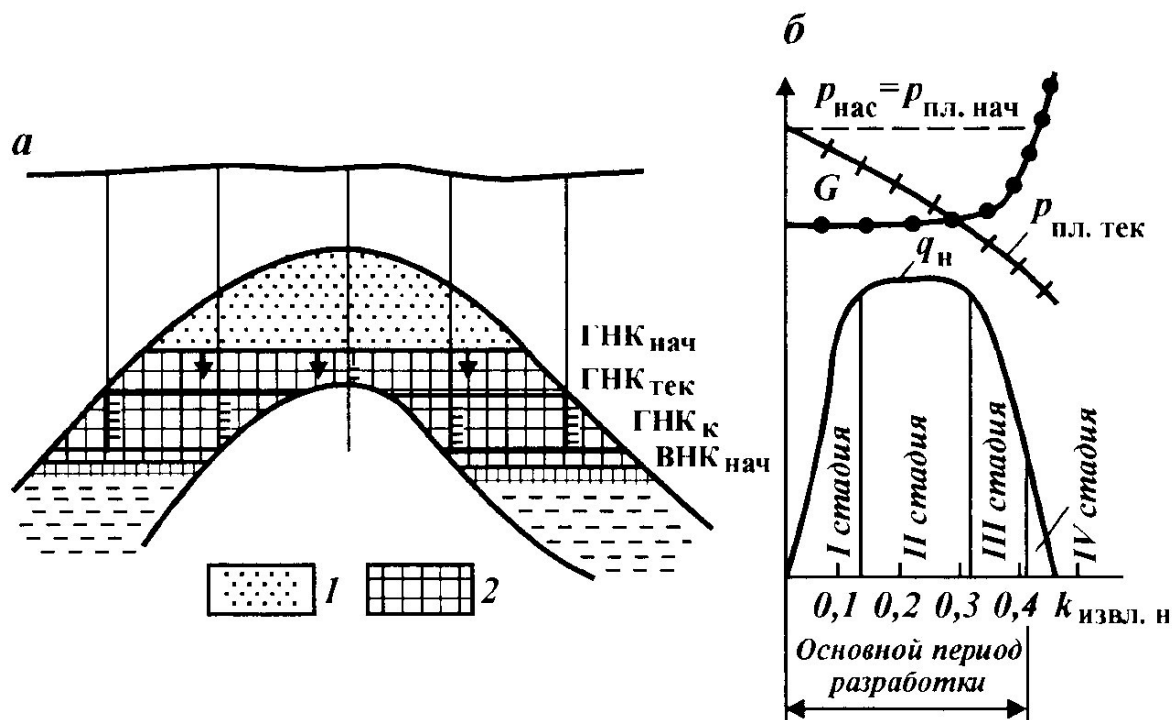


Рис. 4. Пример разработки нефтяной залежи при природном газонапорном режиме:

а – изменение объема залежи в процессе разработки; б – динамика основных показателей разработки. 1 – газ; 2 – запечатывающий слой на границе ВНК_{нач}; положение ГНК: ГНК_{нач} – начальное, ГНК_{тек} – текущее, ГНК_к – конечное; остальные условные обозначения см. на рис. 1

При разработке залежи в условиях газонапорного режима пластовое давление постоянно снижается (рис.4, б). 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 [1,2]. 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. В чистом виде газонапорный режим отмечался на некоторых залежах Краснодарского края и в других районах.

1.4. Режим растворенного газа

Режим растворенного газа – режим нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ выделяется из раствора и пузырьки 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 при этом режиме имеет следующие особенности (рис. 5). Пластовое давление интенсивно снижается на протяжении всего периода разработки, в результате чего разница между значениями давления насыщения и текущим пластовым давлением со временем нарастает. Промысловый газовый фактор некоторое время остается постоянным. Затем с увеличением количества выделяющегося газа фазовая проницаемость для него возрастает и значение промыслового газового фактора увеличивается до значений, в несколько раз превышающих пластовое газосодержание. Это обусловлено тем, что

в скважины поступает газ, выделившийся из нефти, не только извлекаемой на поверхность, но и остающейся в пласте. Дегазация пластовой нефти может приводить к существенному повышению ее вязкости. Позже вследствие дегазации пластовой нефти происходит уменьшение и промыслового газового фактора – до нескольких кубометров на 1 м³. В общей сложности за весь период разработки среднее значение промыслового газового фактора 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 1-2 года. Нефть добывают практически без воды.

Для режима характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии давления, 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 [1].

Рассматриваемый режим отмечался на целом ряде залежей Северного Кавказа, Сахалина и др.

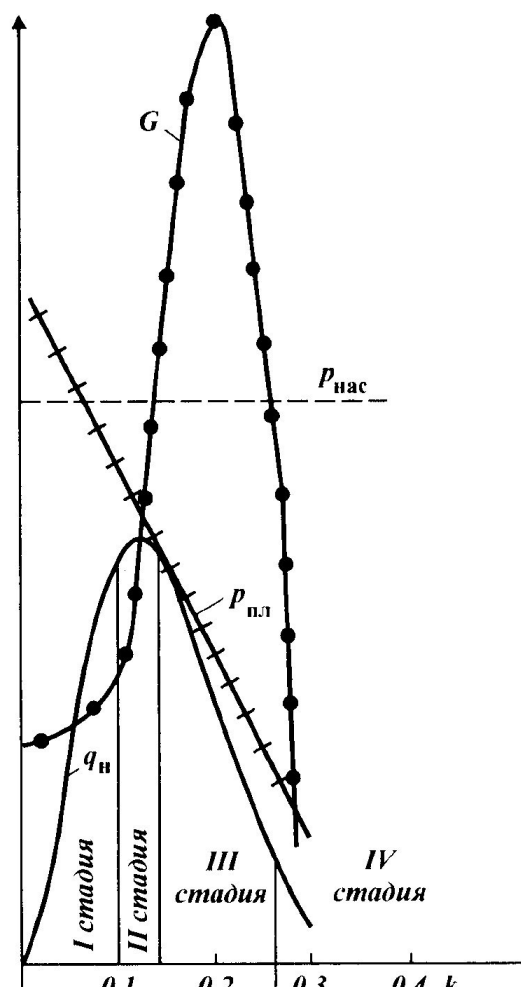


Рис. 5. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при режиме растворенного газа. Гравитационный режим – это режим, при котором нефть перемещается в пласте к скважинам под действием силы тяжести самой нефти. Этот вид энергии может действовать в тех случаях, когда давление в нефтяном пласте снизилось до атмосферного, а имеющаяся в нем нефть не содержит растворенного газа. При этом режиме нефть стекает в скважину под действием силы тяжести, а оттуда она откачивается

механизированным способом. Режим может быть природным, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа, т.е. после дегазации нефти и снижения пластового давления. Его проявлению способствует значительная высота залежи. Нефть в пласте стекает в пониженные части залежи. Дебит скважин в целом низок и возрастает с понижением гипсометрических отметок интервалов вскрытия пласта.

Дебит присводовых скважин постепенно уменьшается в результате "осушения" пласта. По той же причине сокращается объем залежи. Динамика годовой добычи нефти при этом режиме показана на рис. 6. Нефть отбирается очень низкими темпами менее 1-2 % в год от НИЗ.

Силы тяжести в пласте действуют очень медленно, но за их счет в течении 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.

Гравитационный режим в практике разработки месторождений использовался на Сахалине и в других районах до перехода к массовому внедрению искусственного воздействия на пласты. При прогрессивных системах разработки, когда она завершается при высоком пластовом давлении, гравитационный режим практически не проявляется.

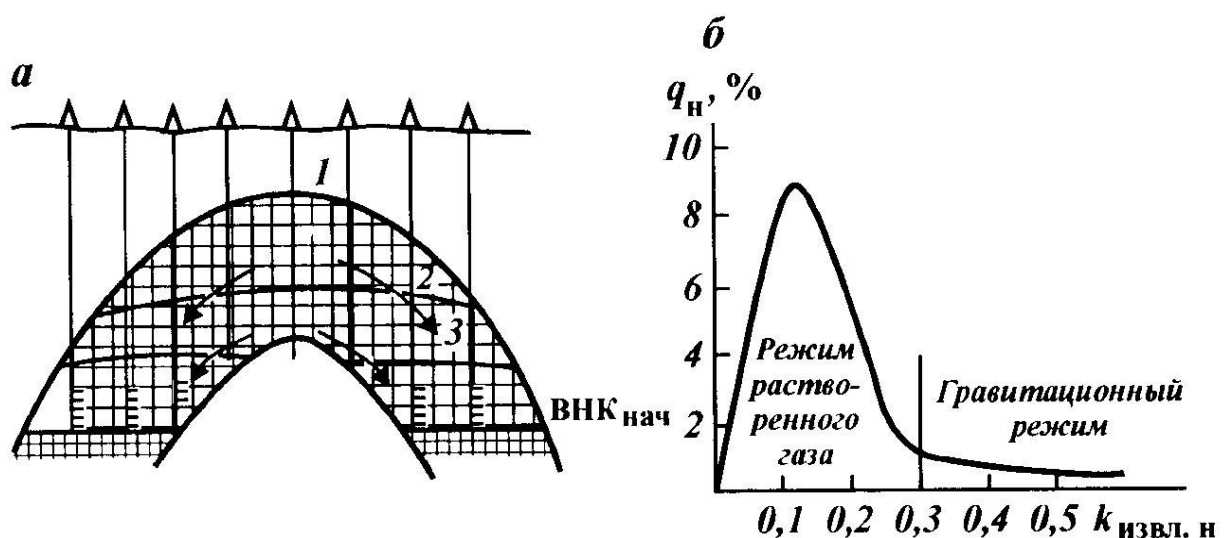


Рис. 6. Пример разработки нефтяной залежи при природном гравитационном

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

Тем не менее, при освоении таких месторождений возможны три принципиально отличных метода их разработки:

1. Карьерная разработка (открытая).
2. Шахтная разработка с подъемом породы на поверхность (прямая).
3. Шахтная дренажная разработка – извлечение углеводородов при помощи скважин или других дренажных каналов, проведенных из подземных горных выработок (непрямая).

Последний из методов получил промышленное применение на Ярегском месторождении девонской нефти (Россия, Коми).

В принципе различные модификации шахтного метода добычи применялись на месторождениях Пешельбронн (Франция), Витце (ФРГ), Хагишияма (Япония).

ГАЗОВЫЕ ЗАЛЕЖИ

3.1. Газовый режим

При газовом режиме (режиме расширяющегося газа) приток газа к забоям скважин обеспечивается за счет потенциальной энергии давления, под которым находится газ в продуктивном пласте. Ее запас обычно оказывается достаточным для довольно полной выработки залежи (сжимаемость газа на три порядка более сжимаемости воды и породы). Режим формируется при отсутствии влияния законтурной области и может иметь место в условиях как инфильтрационной, так и элизионной водонапорной системы.

При газовом режиме в процессе разработки залежи объем залежи практически не меняется. Некоторое уменьшение пустотного пространства залежи может происходить вследствие деформации пород-коллекторов или выпадения конденсата в пласте в результате снижения пластового давления.

Пластовое давление залежи $P_{пл}$ в процессе ее разработки непрерывно снижается. Для газового режима характерен прямолинейный характер зависимости

$(R_{пл}/Z) - \Sigma Q$, где Z – коэффициент сверхсжимаемости газа; ΣQ – накопленная с начала эксплуатации добыча газа. Таким образом, удельная добыча газа на 0,1 МПа снижения пластового давления при газовом режиме обычно постоянна на протяжении всего периода разработки. Следует отметить, что по газоконденсатным залежам зависимость пластового давления от добытого количества газа может отличаться от прямолинейной.

Режим обеспечивает достаточно высокие темпы добычи газа – по крупным залежам в период максимальной добычи до 8-10 % начальных запасов в год и более. Значительного поступления попутной воды в скважины обычно не происходит. Однако иногда, несмотря на неподвижность ГВК, в часть скважин поступает некоторое количество воды, что может быть связано с перемещением ее из водоносной части пласта по трещинам или по тонким высокопроницаемым прослоям, из водосодержащих линз, прослоев или каверн, имеющих в объеме самой залежи, и с другими причинами. Выявление источника и путей поступления воды в скважины в таких случаях требует проведения специальных геолого-промысловых исследований. Значения коэффициента извлечения газа при газовом режиме обычно высокие 0,9-0,97. Газовый режим характерен для многих крупных газовых месторождений нашей страны.

3.2 Упруговодогазонапорный

Упруговодогазонапорный режим – режим, при котором в процессе разработки залежи отмечается подъем ГВК, т.е. происходит внедрение в залежь краевой воды. При этом режиме напор краевой воды всегда сочетается с действием упругих сил газа.

Масштабы внедрения в залежь воды принято оценивать коэффициентом возмещения, который равен отношению объема воды, внедрившейся в залежь за определенный период времени, к объему газа в пластовых условиях, отобранному из залежи за этот же период. Так, при внедрении в залежь 0,2 млн. м³ воды в результате отбора 1 млн. м³ газа в пластовых условиях (при пластовом давлении 10 МПа на поверхности это составит около 100 млн. м³ газа) коэффициент возмещения будет равен 0,2. Повышенные его значения указывают на большую роль

водонапорной составляющей режима.

При этом режиме при прочих равных условиях пластовое давление снижается медленнее, чем при газовом. Интенсивность падения давления возрастает при невысокой активности законтурной области (при приуроченности залежи к элизионной водонапорной системе, при пониженной проницаемости коллекторов и др.), с увеличением темпов добычи газа и под влиянием других причин.

Действие упругогазонапорного режима сопровождается постепенным обводнением части скважин, в связи с чем они рано (в то время, когда залежь еще имеет высокое пластовое давление) выходят из эксплуатации. Возникает необходимость бурения вместо них дополнительных скважин. Вследствие неоднородности продуктивных отложений и неравномерности отбора газа из прослоев с разной проницаемостью происходит опережающее продвижение воды в глубь залежи по наиболее проницаемым прослоям. Это приводит к появлению воды в продукции скважин, усложнению условий их эксплуатации и раннему отключению. В итоге коэффициенты извлечения газа часто бывают меньшими, чем при газовом режиме, диапазон их значений может быть весьма широким от 0,5 до 0,95 в зависимости от степени неоднородности продуктивных пластов.

4. СМЕШАННЫЕ ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ

При рассмотренных природных режимах залежей с одним преобладающим видом энергии относительно небольшое действие оказывают и другие природные силы. Так, при режимах нефтяных залежей, характеризующихся значительным снижением пластового давления при разработке (режим растворенного газа, газонапорный), некоторую роль играют упругие силы породы и жидкости в пределах самой залежи: при газонапорном режиме заметное действие оказывает режим растворенного газа и т.д.

Вместе с тем в природе широко распространены режимы залежей, при которых нефть или газ извлекаются из пластов за счет "равноправного" действия двух или даже трех видов энергии. Такие природные режимы называют смешанными.

В газонефтяных залежах природный режим часто складывается из

одновременного действия напора краевых вод и газовой шапки. Упруговодогазонапорный режим газовых залежей по существу также смешанный режим с изменяющейся ролью напора вод и потенциальной энергии давления газа на разных этапах разработки. В начальный период разработки обычно действует лишь газовый режим, а действие напора вод проявляется после существенного снижения пластового давления.

В нефтяных залежах упруговодонапорный режим в чистом виде действует обычно лишь при отборе первых 5-10 % извлекаемых запасов нефти, после чего пластовое давление падает ниже давления насыщения, и основное значение приобретает режим растворенного газа (девонские залежи нефти Татарстане и Башкирии, многие залежи Западной Сибири).

5. ИЗУЧЕНИЕ ПРИРОДНЫХ РЕЖИМОВ ЗАЛЕЖЕЙ

В настоящее время нефтяные залежи разрабатывают с использованием природных видов энергии в основном в тех случаях, когда они обладают водонапорным или достаточно активным упруговодонапорным режимом, т.е. когда за счет природных сил нефтеотдача может достигать 40 % и более. Малоэффективные природные режимы в самом начале разработки нефтяных залежей преобразуют в более эффективные путем искусственного воздействия на пласт. Поэтому природный режим нефтяных залежей должен устанавливаться уже ко времени составления первого проектного документа на разработку залежи для обоснования системы разработки, в том числе для решения вопроса о необходимости воздействия на пласт и для выбора метода воздействия. К этому времени по нефтяной залежи обычно еще не бывает данных о ее эксплуатации, достаточных для того, чтобы судить о природном режиме. Поэтому вид режима определяют на основе изучения геологических и гидрогеологических особенностей водонапорной системы в целом и геологофизической характеристики самой залежи.

Изучение водонапорной системы предусматривает выяснение региональных условий залегания горизонта, характера природной водонапорной системы (инфильтрационная, элизионная) и ее размеров, положения областей питания и стока, расположения залежи в водонапорной системе относительно области

питания, а также факторов, определяющих гидродинамическую связь различных точек системы (условия залегания, проницаемость, характер неоднородности пласта, наличие тектонических нарушений и др.).

По изучаемой залежи должны быть получены данные о ее размерах, степени сообщаемости залежи с законтурной областью, о строении и свойствах пласта-коллектора в пределах залежи, фазовом состоянии и свойствах пластовых нефти и газа, термобарических условиях продуктивного пласта.

Введенные ранее в разработку залежи того же горизонта с близкой геологофизической характеристикой, для которых природный режим установлен достаточно надежно, могут быть использованы в качестве аналога при определении режима новой залежи. В комплексе перечисленные данные обычно бывают остаточными для определения природного режима новой залежи.

В случаях, когда косвенных геологических данных оказывается недостаточно, необходим ввод нефтяной залежи или ее части в непродолжительную пробную (опытную) эксплуатацию с организацией контроля за изменением пластового давления в самой залежи и в законтурной области, за поведением промыслового газового фактора, обводненностью скважин, их продуктивностью. Особое внимание следует уделять изучению взаимодействия залежи с законтурной областью и активностью последней путем наблюдения за давлением в законтурных (пьезометрических) скважинах. При расположении их на разном удалении от залежи может быть выявлен не только сам факт этого взаимодействия, но и характер общей воронки депрессии в пласте. Для получения нужных сведений в относительно короткий срок отборы нефти из залежи должны быть достаточно высокими, поэтому кроме разведочных скважин для пробной эксплуатации бурят опережающие добывающие скважины.

Газовые залежи разрабатывают без искусственного воздействия на пласт, поэтому промышленная добыча газа может быть начата, когда возможный режим залежи по косвенным геологическим и другим данным установлен лишь предварительно. Вместе с тем, правильное определение природного режима и энергетических возможностей газовых залежей имеет огромное значение для обоснования динамики добычи газа, пластового давления, масштабов и закономерностей обводнения скважин и соответственно для решения вопросов

обустройства месторождения, выбора количества скважин и принципов их размещения, выбора интервалов перфорации и др. Исходя из этого, для определения природного режима используют данные начального периода разработки залежи.

В этот период устанавливают характер кривой, отражающей зависимость $(P_{пл}/Z) - \llcorner Q$. Учитывая, что прямолинейную зависимость не всегда можно однозначно истолковать в пользу газового режима, необходимо одновременно обеспечивать получение дополнительных данных. Так, следует организовать контроль за поведением ГВК с помощью геофизических методов и путем наблюдения за обводнением скважины. Обязателен контроль за поведением давления в пьезометрических скважинах, вскрывших водоносную часть пласта за контуром нефтеносности и под ГВК. Неизменность пластового давления в этих скважинах указывает на то, что значительные отборы газа из залежи не оказывают влияния на водонапорную систему и что залежи свойствен газовый режим. Снижение давления в пьезометрических скважинах, наоборот, свидетельствует о наличии гидродинамической связи с законтурной областью и о внедрении воды в залежь, т.е. об упруговодогазонапорном режиме последней.

Вариант № 5

Годы разработки	Добыча нефти (Q _{н i} , тыс.т)	Добыча газа (Q _{г i} , млн.м ³)	Добыча воды (Q _{в i} , тыс.т)	Закачка воды (Q _{вз i} , тыс.т)	Кол.-во добываемых скважин	Пластовое давление (P _i , МПа)	Начальное пластовое давление (P ₀ , МПа),	Давление насыщения (P _{нас.} , МПа).	Средняя глубина залежи (H, м)	Пластовая температура (T _{пл.} , °С)	Литологический состав продуктивного пласта	Средняя проницаемость коллектора (K _{пр.} , мкм ² * 10 ⁻⁸)
<i>Нефтяная залежь угленосной свиты</i>												
1972	42,8	2,7	-	-	6	13,5	13,6	7,0	1130,0	24,0	Крупнозернист	0,209
1973	111,6	7,4	-	-	10	13,4						
1974	186	11,5	-	-	15	13,3						
1975	316,4	19,9	7,1	-	33	12,5						
1976	422	26,6	13	-	50	11,8						
1977	573,3	30,7	16,2	-	82	10,7						

1978	733,5	46,7	20,4	-	113	9,9						
1979	887,1	57,7	40,2	-	138	9,1						
1980	1079,4	71	60,8	-	160	8,3						

Порядок работы

1. Ознакомиться с условиями проявления режимов нефтяных залежей в различных геогидродинамических зонах и их геолого-эксплуатационными характеристиками.

2. В соответствии с вариантом задания, рассчитать на каждый год разработки залежи: Среднегодовой газовый фактор (g_i): $g_i = Q_{gi} / Q_{ni}$,

где Q_{gi} – добыча газа за i -тый год, м³ ,

Q_{ni} – добыча нефти за i -тый год, т;

$$g_i = Q_{gi} / Q_{ni} = 2,7 / 42,8 = 0,063$$

$$g_i = Q_{gi} / Q_{ni} = 7,4 / 111,6 = 0,066$$

$$g_i = Q_{gi} / Q_{ni} = 11,5 / 186 = 0,061$$

$$g_i = Q_{gi} / Q_{ni} = 19,9 / 316,4 = 0,062$$

$$g_i = Q_{gi} / Q_{ni} = 26,6 / 422 = 0,063$$

$$r_i = Q_{gi} / Q_{ni} = 30,7 / 573,3 = 0,053$$

$$r_i = Q_{gi} / Q_{ni} = 46,7 / 733,5 = 0,063$$

$$r_i = Q_{gi} / Q_{ni} = 57,7 / 887,1 = 0,065$$

$$r_i = Q_{gi} / Q_{ni} = 71 / 1079,4 = 0,065$$

Годовую добычу жидкости (Q_{ji}): $Q_{ji} = Q_{ni} + Q_{vi}$,

где Q_{ni} , Q_{vi} – добыча соответственно нефти и воды за i -тый год, т;

$$Q_{ji} = Q_{ni} + Q_{vi}$$

$$Q_{ji} = Q_{ni} + Q_{vi} = 42,8 + 0 = 42,8$$

$$Q_{ji} = Q_{ni} + Q_{vi} = 111,6 + 0 = 111,6$$

$$Q_{ji} = Q_{ni} + Q_{vi} = 186 + 0 = 186$$

$$Q_{ji} = Q_{ni} + Q_{vi} = 316,4 + 7,1 = 323,5$$

$$Q_{ji} = Q_{ni} + Q_{vi} = 422 + 13 = 435$$

$$Q_{ji} = Q_{ni} + Q_{vi} = 573,3 + 16,2 = 589,5$$

$$Q_{ji} = Q_{ni} + Q_{vi} = 733,5 + 20,4 = 753,9$$

$$Q_{ji} = Q_{ni} + Q_{vi} = 887,1 + 40,2 = 927,3$$

$$Q_{ji} = Q_{ni} + Q_{vi} = 1079,4 + 60,8 = 1140,2$$

Накопленную добычу нефти ($Q_{n.нак.i}$), тыс.т, газа ($Q_{г.нак.i}$), млн.м³, воды ($Q_{в.нак.i}$), тыс.т, жидкости ($Q_{ж.нак.i}$), тыс.т.: $\sum_{i=1}^n n.нак.i = n.i N Q Q$, $\sum_{i=1}^n г.нак.i = г.i N Q Q$, $\sum_{i=1}^n в.нак.i = в.i N Q Q$, $\sum_{i=1}^n ж.нак.i = ж.i N Q Q$

ж.нак.і ж.і где N – количество лет разработки залежи, год;

$$\sum_{i=1}^N \text{н.нак.і} = \text{н.і} N Q = 42,8 + 111,6 + 186 + 316,4 + 422 + 573,3 + 733,5 + 887,1 + 1079,4 = 1,54$$

$$\sum_{i=1}^N \text{г.нак.і} = \text{г.і} N Q = 2,7 + 7,4 + 11,5 + 19,9 + 26,6 + 30,7 + 46,7 + 57,7 + 71 = 2,92$$

$$\Sigma = N Q Q \text{і} 1 \text{в.нак.і} \text{в} = 7,1 + 13 + 16,2 + 20,4 + 40,2 + 60,8 = 9,99$$

$$\Sigma = N Q Q \text{і} 1 \text{ж.нак.і} \text{ж.і} = 42,8 + 111,6 + 186 + 323,5 + 435 + 589,5 + 753,9 + 927,3 + 1140,2 = 13,95$$

Среднегодовой процент воды в добываемой жидкости (пв.і): $\text{пв.і} = Q_{\text{в.і}} \times 100\% / Q_{\text{ж.і}}$;

$$\text{пв.і} = Q_{\text{в.і}} \times 100\% / Q_{\text{ж.і}} = 0 \times 100\% / 42,8 = 0$$

$$\text{пв.і} = Q_{\text{в.і}} \times 100\% / Q_{\text{ж.і}} = 0 \times 100\% / 111,6 = 0$$

$$\text{пв.і} = Q_{\text{в.і}} \times 100\% / Q_{\text{ж.і}} = 0 \times 100\% / 186 = 0$$

$$\text{пв.і} = Q_{\text{в.і}} \times 100\% / Q_{\text{ж.і}} = 7,1 \times 100\% / 323,5 = 0,021$$

$$\text{пв.і} = Q_{\text{в.і}} \times 100\% / Q_{\text{ж.і}} = 13 \times 100\% / 435 = 0,029$$

$$\text{пв.і} = Q_{\text{в.і}} \times 100\% / Q_{\text{ж.і}} = 16,2 \times 100\% / 589,5 = 0,027$$

$$\text{пв.і} = Q_{\text{в.і}} \times 100\% / Q_{\text{ж.і}} = 20,4 \times 100\% / 753,9 = 0,027$$

$$\text{пв.і} = Q_{\text{в.і}} \times 100\% / Q_{\text{ж.і}} = 40,2 \times 100\% / 927,3 = 0,043$$

$$\text{пв.і} = Q_{\text{в.і}} \times 100\% / Q_{\text{ж.і}} = 60,8 \times 100\% / 1140,2 = 0,053$$

Удельную добычу нефти, т.е. количество нефти, добываемой на единицу падения пластового давления ($\Delta Q_{\text{ні}}$), т/Мпа: $\Delta Q_{\text{ні}} = Q_{\text{ні}} / (P_{\text{i-1}} - P_{\text{i}})$,

где $P_{\text{i-1}}$, P_{i} – пластовые давления соответственно за предыдущий и последующий i -ый год разработки,

МПа.

$$\Delta Q_{hi} = Q_{hi} / (P_{i-1} - P_i) = 42,8 / (13,6 - 13,5) = 428$$

$$\Delta Q_{hi} = Q_{hi} / (P_{i-1} - P_i) = 111,6 / (13,6 - 13,4) = 558$$

$$\Delta Q_{hi} = Q_{hi} / (P_{i-1} - P_i) = 186 / (13,6 - 13,3) = 620$$

$$\Delta Q_{hi} = Q_{hi} / (P_{i-1} - P_i) = 316,4 / (13,6 - 12,5) = 287,7$$

$$\Delta Q_{hi} = Q_{hi} / (P_{i-1} - P_i) = 422 / (13,6 - 11,8) = 234,4$$

$$\Delta Q_{hi} = Q_{hi} / (P_{i-1} - P_i) = 573,3 / (13,6 - 10,7) = 197,7$$

$$\Delta Q_{hi} = Q_{hi} / (P_{i-1} - P_i) = 733,5 / (13,6 - 9,9) = 198,2$$

$$\Delta Q_{hi} = Q_{hi} / (P_{i-1} - P_i) = 887,1 / (13,6 - 9,1) = 197,1$$

$$\Delta Q_{hi} = Q_{hi} / (P_{i-1} - P_i) = 1079,4 / (13,6 - 8,3) = 203,6$$

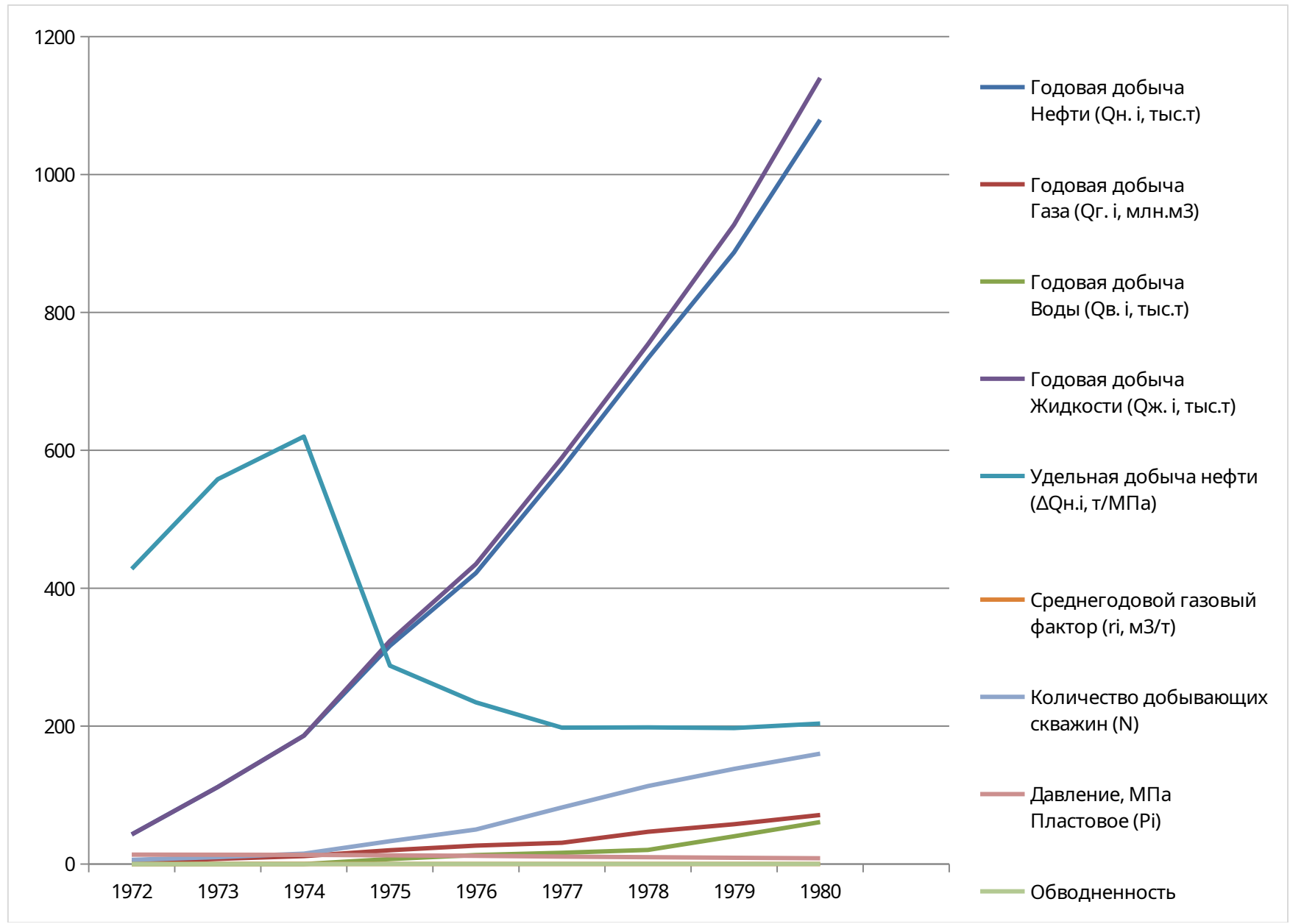
3. Исходные и расчетные данные необходимо представить в виде таблицы 2.

Годы	Годовая добыча Шлака (Q _{г. i} , млн.мЗ)	Годовая добыча Газа (Q _{г. i} , млн.мЗ)	Годовая добыча Воды (Q _{в. i} , тыс.т)	Годовая добыча Жидкости (Q _{ж. i} ,	Закачка воды (Q _{вз. i} ,	Накопленная добыча Нефти (Q _{н.нак. i} ,	Накопленная добыча Газа (Q _{г. нак. i} ,	Накопленная добыча Воды (Q _{в. нак. i} ,	Накопленная добыча Жидкости (Q _{ж. нак. i} ,	Среднегодовой газовый	Количество добывающих	Давление, МПа Начальное пластовое	Давление, МПа Пластовое (P _i)	Давление, МПа Насыщения (P _{нас.})	Обводненность (пв. i,	Удельная добыча нефти
------	------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------	----------------------------------------------------	-------------------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------------------------	------------------------------------------------------	------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------------------	----------------------------------------------	-------------------------------------------------	-----------------------	-----------------------------

	1976	1975	1974	1973	1972	1
422	316,4	186	111,6	42,8		2
26,6	19,9	11,5	7,4	2,7		3
13	7,1	-	-	-		4
435	323,5	186	111,6	42,8		5
-	-	-	-	-		6
	1,54					7
	2,92					8
	9,99					9
	13,95					10
0,063	0,062	0,061	0,066	0,063		11
50	33	15	10	6		12
	13,6					13
11,8	12,5	13,3	13,4	13,5		14
	7,0					15
0 000	0 001	0	0	0		16
234,4	287,7	620	558	428		17

1980	1979	1978	1977
1079,4	887,1	733,5	573,3
71	57,7	46,7	30,7
60,8	40,2	20,4	16,2
1140,2	927,3	753,9	589,5
-	-	-	-
4	5	1	
0,065	0,065	0,063	0,053
160	138	113	82
8,3	9,1	9,9	10,7
0,053	0,042	0,037	0,027
203,6	197,1	198,2	197,7

4. Составить график разработки нефтяной залежи, используя данные таблицы 2.



5. Определить режим работы нефтяной залежи. Записать вывод

Ознакомились с условиями проявления режимов нефтяных залежей в различных геогидродинамических зонах и их геолого-эксплуатационными характеристиками. Рассчитали на каждый год разработки залежи: среднегодовой газовый фактор, годовую добычу жидкости, среднегодовой процент воды в добываемой жидкости. Режим работы залежи определяет не все, а лишь наиболее характерные особенности поведения залежи в процессе разработки. В процессе разработки залежи непрерывно изменяются термобарические условия пласта, физические свойства породы-коллектора, свойства нефти, газа, воды; изменяются технологические условия разработки, на смену одним главным видам пластовой энергии могут прийти другие.

