

Природные режимы залежей нефти



РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Режимом работы залежи называется проявление преобладающего вида пластовой энергии в процессе разработки

Энергия — это физическая величина, определяющая способность тел совершать работу. Работа, применительно к нефтедобыче, представляется как разность энергий или освободившаяся энергия, необходимая для перемещения нефти в пласте и дальше на поверхность.

Различаем естественную и искусственную пластовые энергии. Они выражаются в виде потенциальной энергии как энергии положения и энергии упругой деформации.

Природные режимы залежей

Природным режимом залежи называют совокупность естественных сил, которые обеспечивают перемещение нефти или газа в пласте к забоям добывающих скважин.

В нефтяных залежах к основным силам, перемещающим нефть в пластах, относятся:

- 1) напор контурной воды под действием ее массы;
- 2) напор контурной воды в результате упругого расширения породы и воды;
- 3) давление газа газовой шапки;
- 4) упругость выделяющегося из нефти ранее растворенного в ней газа;
- 5) сила тяжести нефти.

При преобладающем проявлении одного из названных источников энергии соответственно различают режимы нефтяных залежей: ***водонапорный, упруговодонапорный, газонапорный (или режим газовой шапки), растворенного газа, гравитационный.***

Водонапорный режим

При **водонапорном режиме** основным видом энергии является напор краевой воды, которая относительно быстро полностью компенсирует в объеме залежи отбираемое количество нефти и попутной воды. В процессе эксплуатации залежи в пласте происходит движение всей массы нефти. Объем залежи постепенно сокращается за счет подъема ВНК.

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.

Режим свойствен залежам, приуроченным к инфильтрационным водонапорным системам. Обязательна хорошая гидродинамическая связь залежи с законтурной зоной пласта и с областью питания водонапорной системы.

Эти требования обеспечиваются при следующих геологических условиях: небольшой удаленности залежи от области питания; высокой проницаемости и относительно однородном строении пласта-коллектора как в пределах залежи, так и в водоносной области; отсутствии тектонических нарушений, затрудняющих движение воды в системе; низкой вязкости пластовой нефти; небольших размерах залежи.

Одно из важнейших условий проявления водонапорного режима – большая 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.

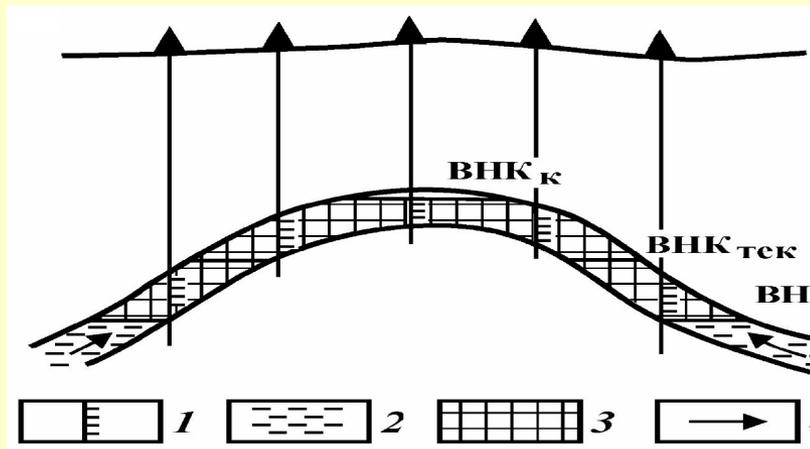


РИС 1 – изменение объема залежи в процессе разработки: 1 – интервалы перфорации; 2 – нефть; 3 – вода; 4 – направление движения воды и нефти: положение ВНК: ВНК_{нач} – начальное; ВНК_{тек} – текущее, ВНК_к – конечное давление

Водонапорный режим отличают следующие особенности динамики показателей разработки:

- 1) тесная связь динамического пластового давления с величиной текущего отбора жидкости из пласта – 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;
- 2) практически неизменные на протяжении всего периода разработки средние значения промыслового газового фактора;
- 3) высокий темп годовой добычи нефти в период высокой стабильной добычи нефти, называемый II стадией разработки – до 8-10 % в год от начальных извлекаемых запасов нефти и более;
- 4) отбор за основной период разработки (за первые три стадии) около 85-90 % извлекаемых запасов нефти; извлечение вместе с нефтью в период падения добычи нефти значительного количества попутной воды, в результате чего к концу разработки отношение накопленных отборов воды и нефти (водонефтяной фактор – ВНФ) может достигать 0,5-1 и более.

При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти – 0,6-0,8. 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, благодаря чему потери нефти в пластах невелики.

В нашей стране водонапорным режимом характеризуются отдельные залежи в терригенных отложениях Чечено-Ингушетии, в продуктивной толще Азербайджана, в отложениях карбона Восточной Украины, в девоне и карбоне Куйбышевской, Волгоградской и Саратовской областей и в некоторых других районах. Число таких залежей невелико.

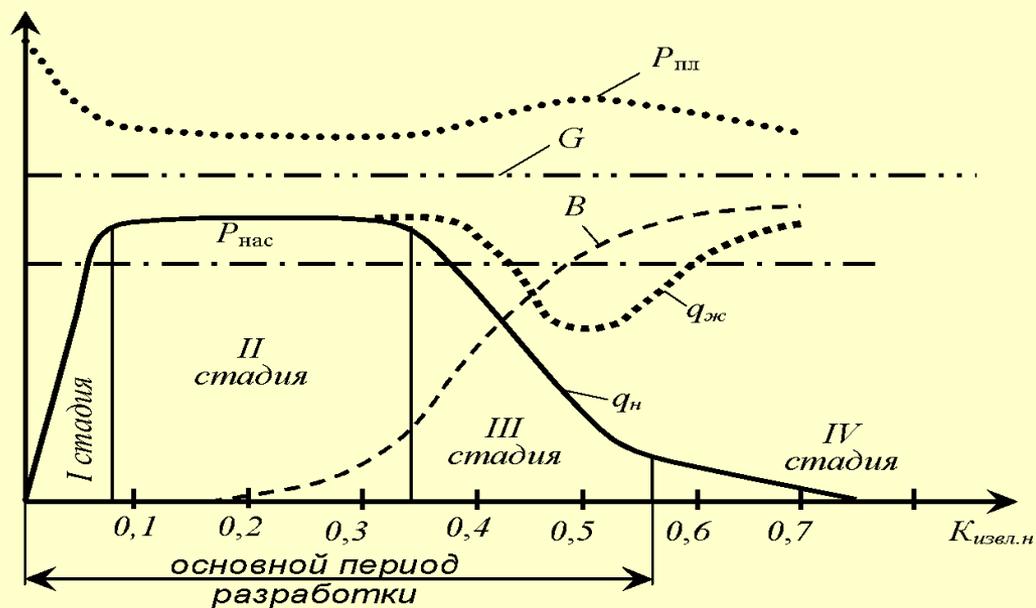
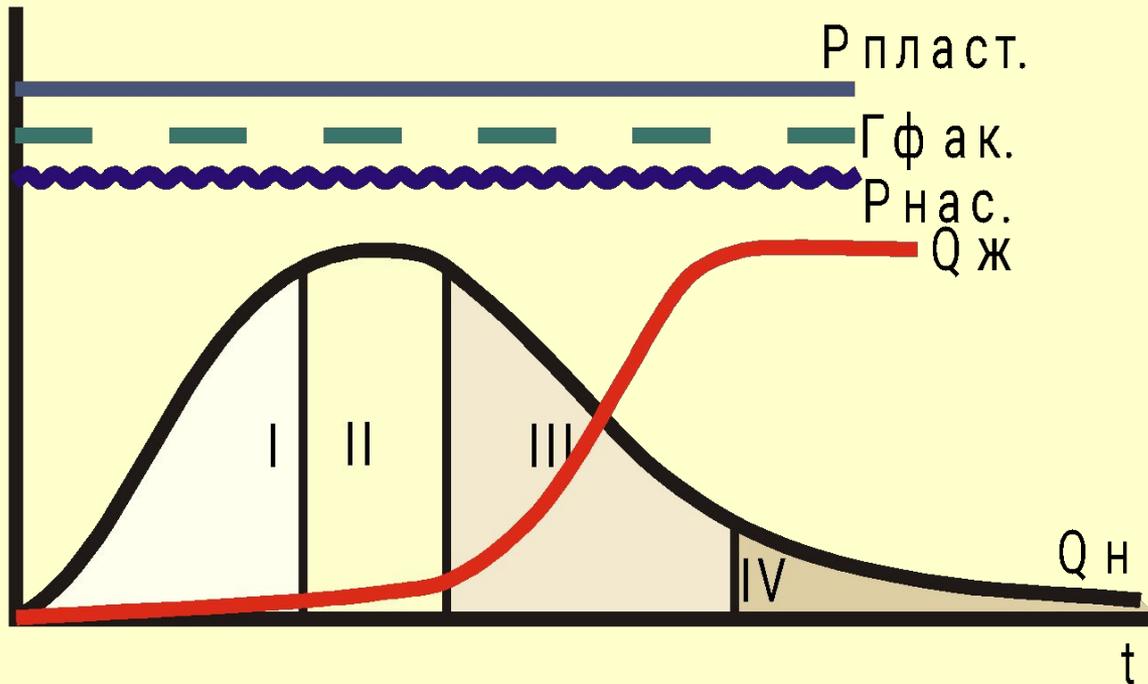


РИС 2: особенности динамики показателей разработки: $P_{пл}$ — пластовое; $P_{нас}$ — насыщения; годовые отборы: q_n — нефти; $q_{ж}$ — жидкости; B — обводненность продукции; G — промысловый газовый фактор; $K_{извл.н}$ — коэффициент извлечения нефти

Водонапорный режим



Особенности режима

1. $P_{\text{пласт}} \geq P_{\text{нас.}}$
2. $Z_{\text{н}} = 8 - 10\%$ в год от НИЗ
3. $\Gamma_{\text{ф ак}} = \text{const}$
4. $\text{ВНФ} = 0,5 = 1$ (к IV стадии)
5. $\text{КИН} = 0,6 - 0,8$
6. В чистом виде не встречается
7. $P_{\text{пласт}}$ тесно связано с величиной текущего отбора жидкостей

Упруговодонапорный режим

Упруговодонапорный режим – режим, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора краевой воды, но в отличие от водонапорного режима основным источником энергии при этом служит упругость пород-коллекторов и насыщающей их жидкости.

При этом режиме отбор жидкости не полностью компенсируется внедряющийся в залежь водой. В результате снижение давления в пласте постепенно распространяется за пределы залежи и захватывает огромную область водоносной части пласта. В области сниженного давления происходит расширение породы и пластовой воды, являющееся источником энергии для перемещения воды к залежи и внедрения ее в залежь. Коэффициенты сжимаемости воды и породы незначительны, однако при больших размерах области сниженного давления, в сотни раз превышающие размеры залежи, упругие силы пласта служат источником значительной энергии.

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.

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, а также вследствие больших размеров залежи и соответственно значительных отборов жидкости, которые не могут полностью возмещаться внедряющей в залежь пластовой водой.

Упруговодонапорный режим обычно характерен для залежей с повышенной вязкостью нефти, а также для залежей, приуроченных к элизионным водонапорным системам.

Проявлению упруговодонапорного режима способствует залегание пласта-коллектора на большой площади за пределами залежи. Обязательным условием является превышение начального пластового давления над давлением насыщения, благодаря чему текущее пластовое давление при разработке не падает ниже давления насыщения и газ остается растворенным в нефти до конца разработки.

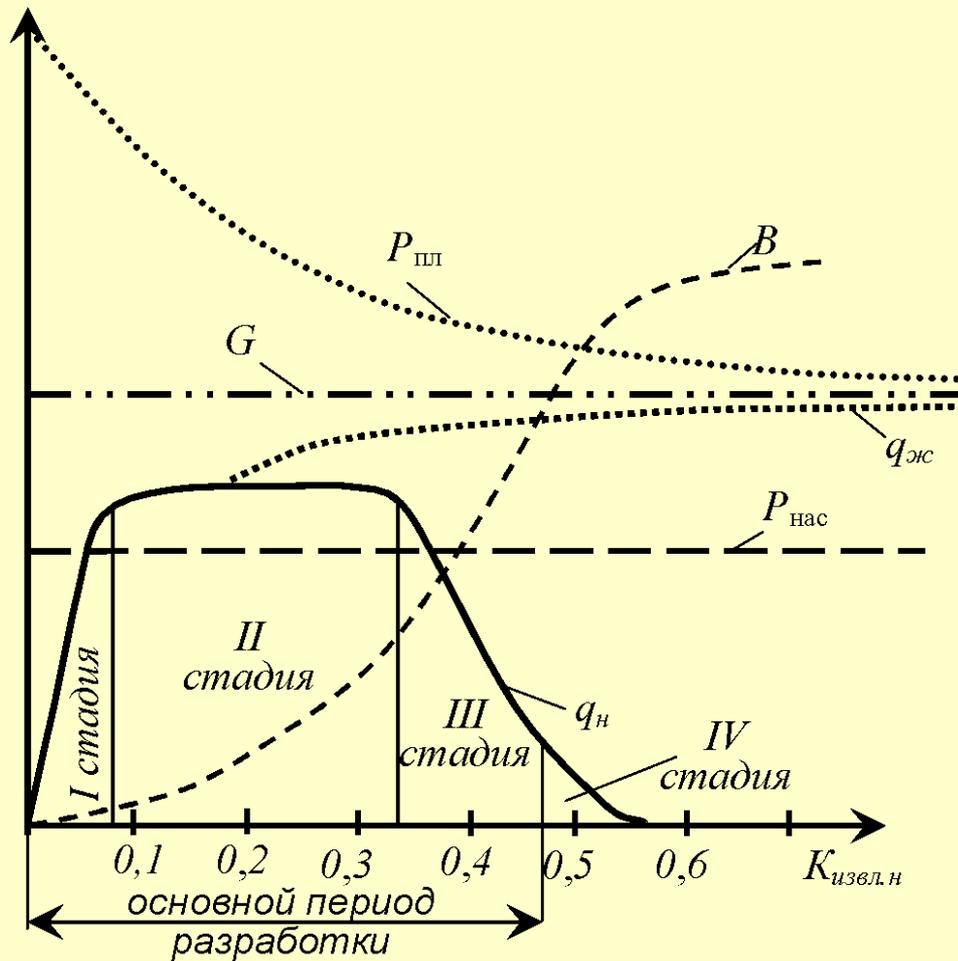


РИС 3: особенности динамики показателей разработки: $P_{пл}$ – пластовое; $P_{нас}$ – насыщения; годовые отборы: q_n – нефти; $q_ж$ – жидкости; B – обводненность продукции; G – промышленный газовый фактор; $K_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти

Процесс вытеснения нефти водой из пласта аналогичен таковому при водонапорном режиме (см. рисунок 1), однако вследствие пониженной проницаемости пластов, повышенной вязкости нефти и других причин доля запасов в невырабатываемых участках залежи по сравнению с их долей при водонапорном режиме несколько возрастает.

Динамика показателей разработки при упруговодонапорном режиме (рисунок 3) имеет сходства с их динамикой при водонапорном режиме и отличия от нее.

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

Отличия заключаются в следующем:

- 1) при упруговодонапорном режиме на протяжении всего периода разработки происходит снижение пластового давления;
- 2) 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.

Темп добычи нефти при рассматриваемом режиме в период высокой стабильной добычи, т. е. во второй стадии разработки, обычно не превышает 5-7 % в год от начальных извлекаемых запасов.

К концу основного периода разработки обычно отбирается около 80 % извлекаемых запасов.

Добыча нефти сопровождается более интенсивным обводнением продукции, чем при водонапорном режиме.

Рост обводненности начинается уже с середины II стадии.

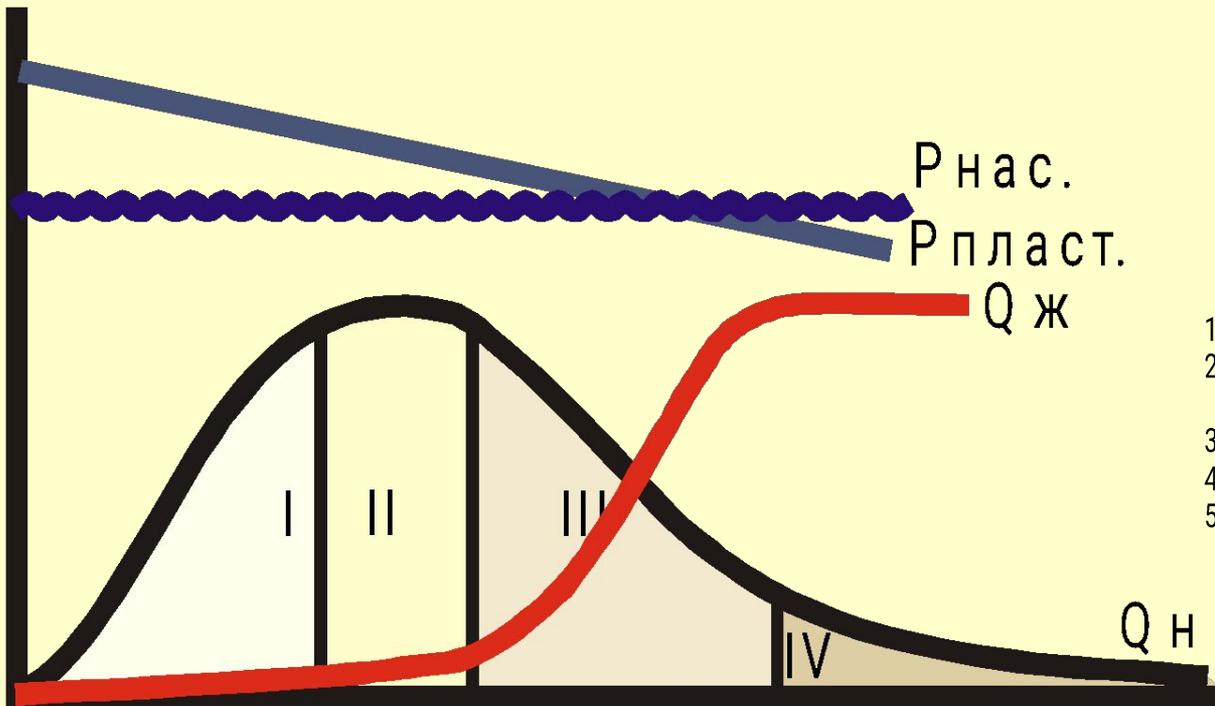
Величина водонефтяного фактора к концу разработки может достигнуть 1,5-2 и более.

Значения конечного коэффициента извлечения нефти обычно не превышает 0,5-0,55.

В связи со значительным разнообразием геологических условий залежей, обладающих упруговодонапорным режимом, диапазон значений относительных годовых и конечных показателей разработки по ним довольно широк.

Залежи нефти с природным упруговодонапорным режимом, сохраняющимся до конца разработки, характерны для Северного Кавказа (верхнемеловые залежи Малгобек-Вознесенского и других месторождений Чечено-Ингушетии), Восточной Украины (месторождения Леляковское, Гнединцевское, Качановское и др.) и других районов.

Упруговодонапорный режим



Особенности режима

1. $P_{\text{пласт}} \geq P_{\text{нас.}}$
2. $P_{\text{пласт}}$ интенсивно падает в начальный период разработки
3. $\Gamma_{\text{фак}} = \text{const}$
4. $Z_{\text{н}} = 5 - 7 \%$ в год от НИЗ
5. КИН = 0,5 - 0,55

Газонапорный режим

Газонапорный режим – режим газонефтяной залежи, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключенного в газовой шапке. В результате снижения пластового давления в залежи происходят 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 обычно близко к начальному пластовому, то вскоре после начала разработки в пласте начинается выделение из нефти растворенного газа. При высокой вертикальной проницаемости пласта газ частично пополняет газовую шапку.

Природный газонапорный режим в чистом виде может действовать в залежах, не имеющих гидродинамической связи с законтурной областью, при слабой активности краевых вод или при отсутствии ВНК (залежь литологического типа).

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.

Необходимые геологические условия проявления газонапорного режима:

- 1) наличие большой газовой шапки, обладающей достаточным запасом энергии для вытеснения нефти;
- 2) значительная высота нефтяной части залежи;
- 3) высокая проницаемость пласта по вертикали;
- 4) малая вязкость пластовой нефти (не более 1,5-2 МПа·с).

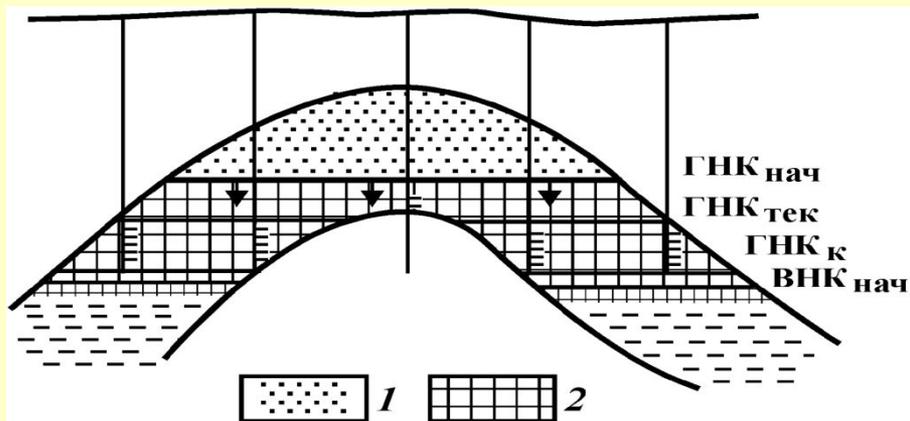


РИС 4: Пример разработки нефтяной залежи при природном газонапорном режиме: а – изменение объема залежи в процессе разработки: 1 – газ; 2 – запечатывающий слой на границе ВНКнач; положение ГНК: ГНКнач – начальное; ГНКтек – текущее, ГНКк – конечное;

Объем нефтяной части залежи при ее разработке сокращается в результате уменьшения нефтенасыщенной мощности в связи с опусканием ГНК. Размер площади нефтеносности остается постоянным, если залежь повсеместно подстилается водой, и может уменьшаться за счет внутренней части при наличии внутреннего контура нефтеносности (рисунок 4).

С целью предотвращения преждевременных прорывов газа в нефтяные скважины в них перфорируют нижнюю часть нефтенасыщенной мощности, т. е. отступают от ГНК. При разработке залежи в условиях газонапорного режима пластовое давление постоянно снижается (рисунок 5).

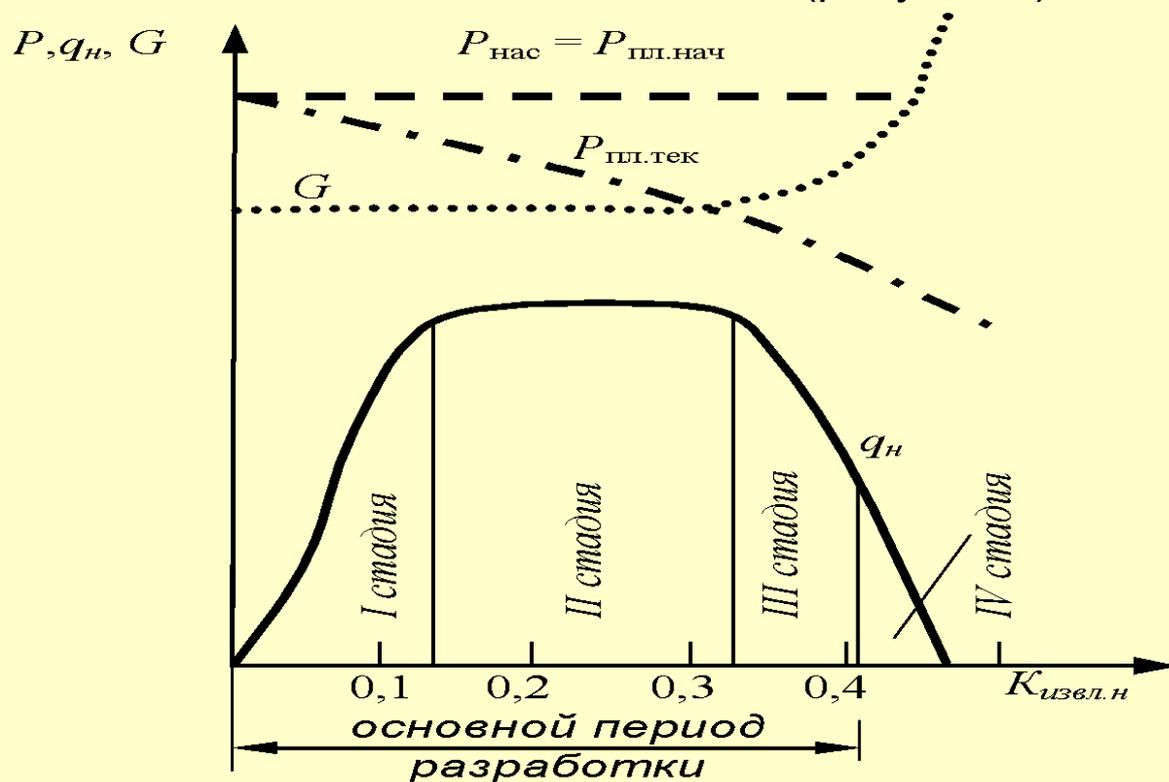


РИС 5: особенности динамики показателей разработки: $P_{пл}$ – пластовое; $P_{нас}$ – насыщения; годовые отборы: q_n – нефти; $q_ж$ – жидкости; B – обводненность продукции; G – промышленный газовый фактор; $K_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти

Темпы его снижения пластового давления зависят от соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи и от темпов отбора нефти из пласта.

Темпы годовых отборов извлекаемых запасов нефти в период наибольшей ее добычи могут быть довольно высокими – примерно такими же, как и при водонапорном режиме.

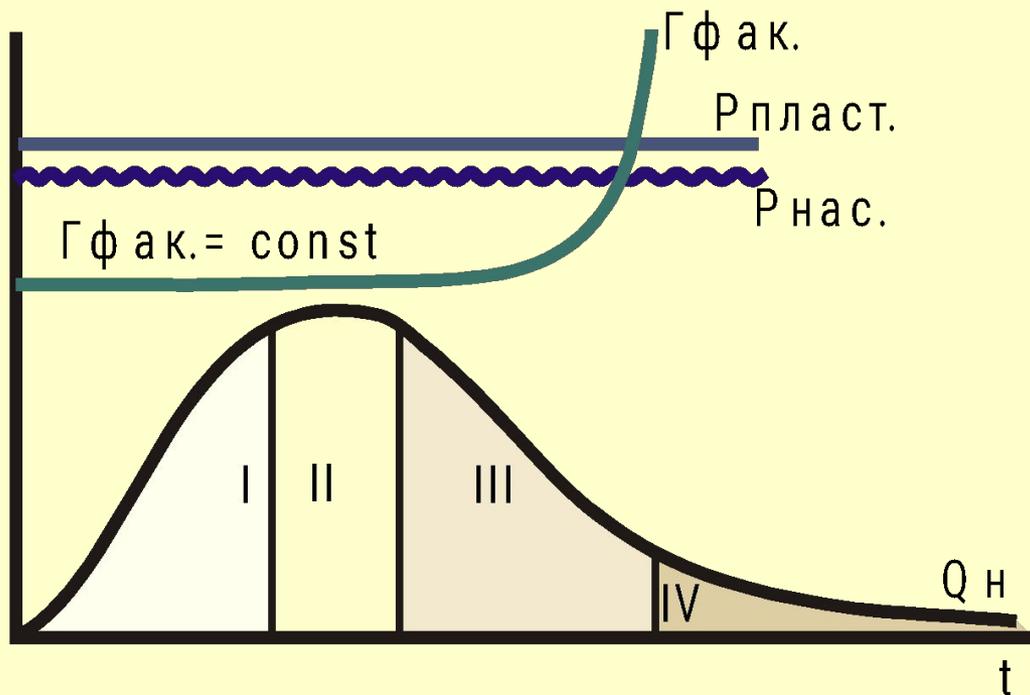
Однако следует учитывать, что в этом случае темпы рассчитывают исходя из меньших извлекаемых запасов, поскольку коэффициент извлечения нефти при газонапорном режиме не превышает 0,4-0,5. Поэтому при равных балансовых запасах и равных темпах разработки абсолютная величина годовой добычи при газонапорном режиме меньше, чем при водонапорном.

Сравнительно невысокая величина коэффициента извлечения нефти объясняется пониженной вытесняющей способностью газа по сравнению с водой, а также тем, что по окончании разработки в пласте остается невыработанный слой нефти в нижней, расширенной части залежи, т. е. на значительной площади.

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 и величина газового фактора начинает резко возрастать, что приводит к снижению добычи нефти. Добыча нефти осуществляется практически без попутной воды.

В чистом виде газонапорный режим отмечался на некоторых залежах продуктивной толщи Азербайджана, Западной Украины, в Краснодарском крае и в других районах.

Газонапорный режим



Особенности режима

1. $P_{\text{пласт.}} \approx P_{\text{нас.}}$
2. $P_{\text{пласт.}}$ падает в процессе разработки
3. $\Gamma_{\text{ф ак.}} = \text{const}$, к концу разработки падает
4. $Z_{\text{н}} = 8 - 10\%$ в год от НИЗ
5. КИН = 0,4 - 0,5
6. $\mu_{\text{н}}$ = малая
7. Наличие большой газовой шапки
8. Значительная высота нефтяной части залежи
9. Высокая проницаемость коллектора (особенно вертикального)
10. Большие углы наклона пластов

Режим растворенного газа

Режим растворенного газа – режим нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ выделяется из раствора и пузырьки окклюдированного газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам.

Режим проявляется при отсутствии влияния законтурной области, при близких или равных значениях начального пластового давления и давления насыщения, при повышенном газосодержании в пластовой нефти.

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

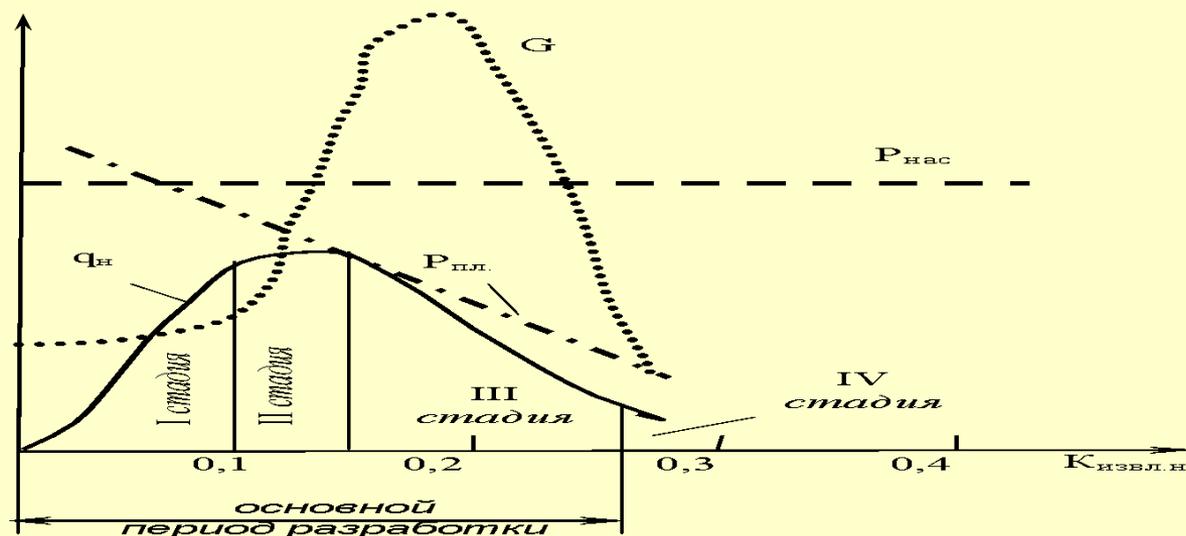


РИС 6: особенности динамики показателей разработки: $P_{пл}$ – пластовое; $P_{нас}$ – насыщения; годовые отборы: q_n – нефти; q_j – жидкости; B – обводненность продукции; G – промысловый газовый фактор; $K_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти

. Динамика годовых показателей разработки залежи при этом режиме имеет следующие особенности (рисунок 6).

1) Пластовое давление интенсивно снижается на протяжении всего периода разработки, в результате чего разница между значениями давления насыщения и текущим пластовым давлением со временем нарастает.

2) Промысловый газовый фактор некоторое время остается постоянным. Затем с увеличением количества выделившегося газа относительная и фазовая проницаемость для него возрастают, в результате чего величина промыслового газового фактора увеличивается вплоть до значений, в несколько раз превышающих пластовое газосодержание.

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 снижение величины промыслового газового фактора до нескольких кубометров на 1 м³.

В общей сложности за весь период разработки среднее значение промыслового газового фактора намного (в 4-5 раз и более) превышает начальное газосодержание пластовой нефти.

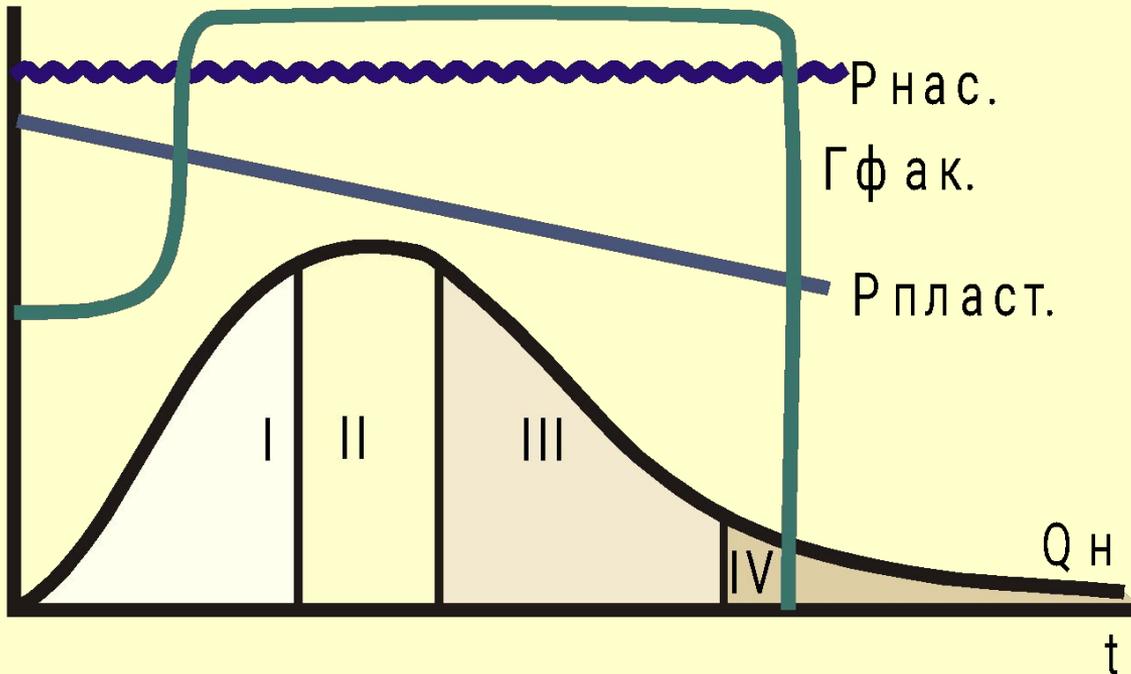
Добыча нефти после достижения максимального ее уровня сразу же начинает снижаться, т. е. II стадия разработки продолжается обычно всего один год. Нефть добывается практически без воды.

Для режима растворенного газа 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 при режиме растворенного газа не превышает 0,2-0,3, а при небольшом газосодержании нефти имеет и меньшие значения – 0,1-0,15.

Рассматриваемый режим отмечался на целом ряде залежей Азербайджана, Северного Кавказа, Западной Украины, Сахалина, Эмбенского района и др.

Режим растворенного газа



Особенности режима

1. $P_{пласт} < P_{нас.}$
2. $P_{пласт}$ постоянно снижается
3. $\Gamma_{ф ак}$ постоянно растет и к концу разработки в 4 - 5 раз превышает начальное газосодержание
4. $Z_n = 0,01 - 0,02\%$ в год от НИЗ
5. КИН = 0,2 - 0,3
6. Максимальная продуктивность II стадии - 1 год
7. Характерен для пластов со значительной фациальной изменчивостью

Гравитационный режим

Гравитационный режим – при этом режиме 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 – в залежах, расположенных на малых глубинах, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа, т. е. после дегазации нефти.

Его проявлению способствует значительная высота залежи. Нефть в пласте стекает в пониженные части залежи. Дебит скважин 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 рисунке 7.

При гравитационном режиме нефть отбирается очень низкими темпами – менее 1-2% в год от начальных извлекаемых запасов.

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 режиме растворенного газа), вплоть до 0,5-0,6.

Пластовое давление при рассматриваемом режиме обычно составляет десятые доли мегапаскалей, газосодержание пластовой нефти – единицы кубометров в 1м3.

Природные режимы залежей.
Гравитационный

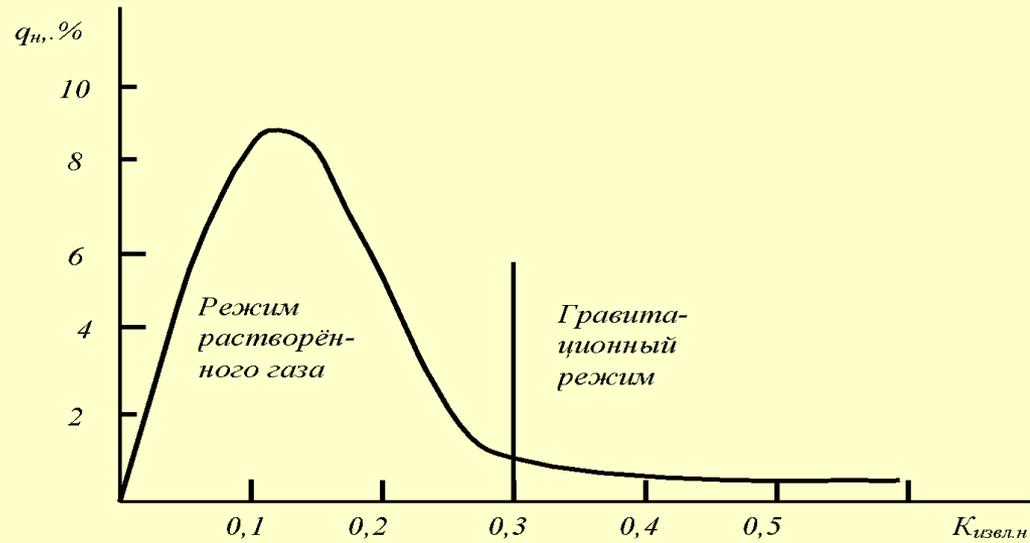
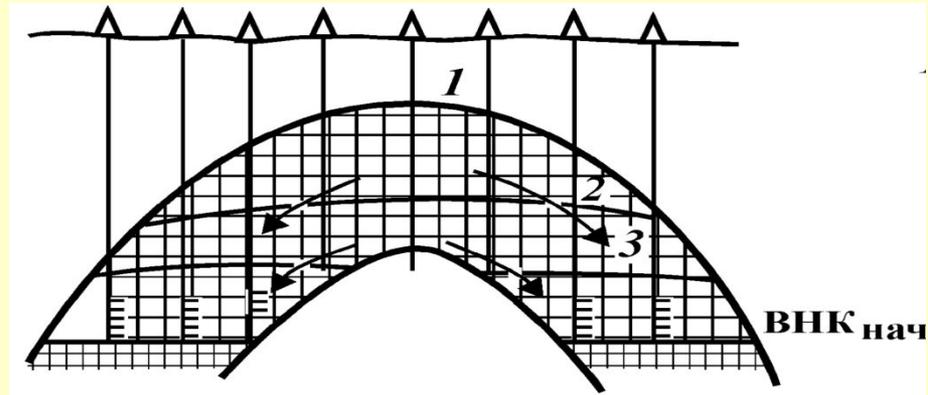


РИС 7: Пример разработки нефтяной залежи при природном гравитационном режиме: а – изменение объема залежи в процессе разработки; б – динамика основных показателей разработки; 1-3 – последовательные границы нефтенасыщения пласта (в результате «осушения» верхней части залежи); стрелками показано направление фильтрации нефти. годовые отборы: q_n – нефти; $K_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти

Смешанный природный режим

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**.

Упруговогазонапорный 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 упругогазонапорный 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 Татарии и Башкирии, многие залежи Западной Сибири и др.).

Изучение природных режимов

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.

На большинстве нефтяных залежей природный режим в самом начале их разработки преобразуют в более эффективный путем искусственного воздействия на пласт. Поэтому природный режим нефтяной залежи должен быть установлен уже ко времени составления первого проектного документа на ее разработку 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 залежи. Поэтому вид режима определяют по косвенным данным на основе изучения геологических и гидрогеологических особенностей водонапорной системы в целом и геолого-физической характеристики самой залежи, а также режима других залежей в рассматриваемом продуктивном горизонте, уже введенных в разработку.

По изучаемой залежи должны быть получены данные о ее размерах, геологических условиях, определяющих степень 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 геолого-физической 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 достаточными 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, положения ВНК, величины промыслового газового фактора, обводненности скважин, их продуктивности.

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.