

Разработка нефтяных и газовых месторождений

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

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

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

- **напор контурной воды под действием ее массы – водонапорный режим;**
- **напор контурной воды в результате упругого расширения породы и воды - упруговодонапорный;**
- **давление газа газовой шапки - газонапорный (режим газовой шапки);**
- **упругость выделяющегося из нефти растворенного в ней газа - растворенного газа;**
- **сила тяжести нефти - гравитационный.**

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

В газовых и газоконденсатных залежах источниками энергии являются давление, под которым находится газ в пласте, и напор краевых пластовых вод.

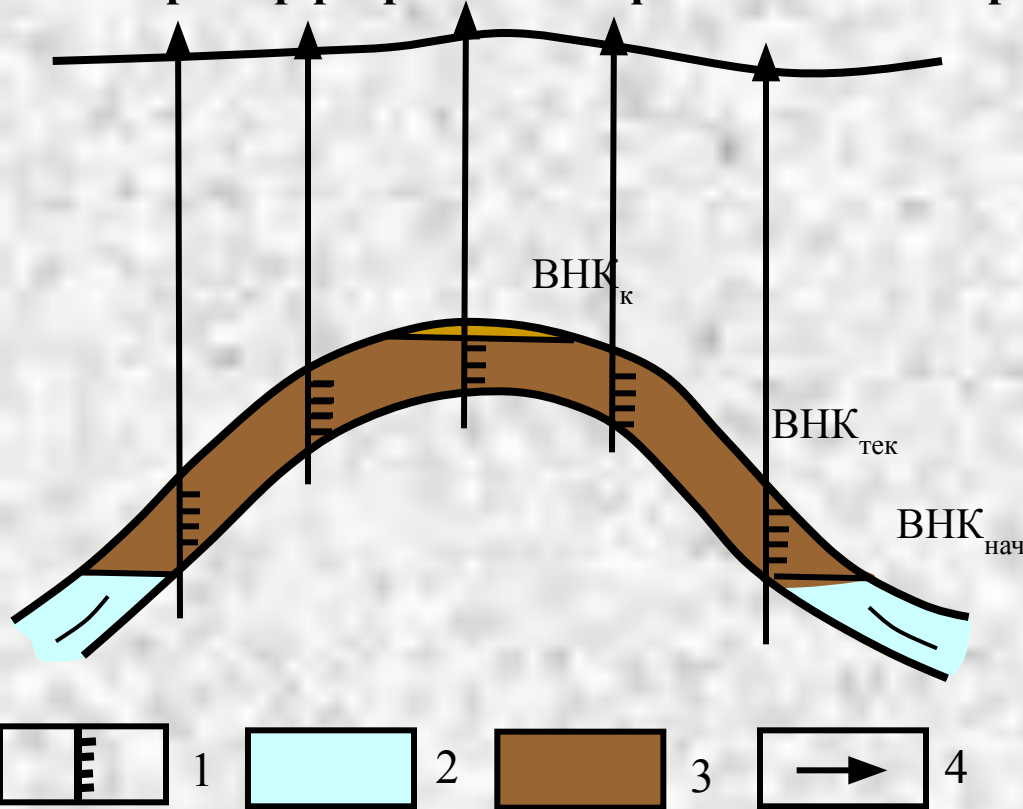
Соответственно различают режимы:

- газовый**
- упруговодогазонапорный**

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (водонапорный режим)

Пример разработки нефтяной залежи при природном водонапорном режиме



изменение объема залежи в процессе:

1- интервалы перфорации; 2-нефть; 3-вода;

4- направление движения воды и нефти;

положение ВНК: ВНК_{нач} -начальное,

ВНК_к – конечное;

При водонапорном режиме основным видом энергии является напор краевой воды, которая внедряется в залежь и относительно быстро полностью компенсирует 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 ВНК.

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (водонапорный режим)

Режим свойственен залежам, приуроченным к инфильтрационным водонапорным системам, при хорошей гидродинамической связи залежи с законтурной зоной пласта и с областью питания.

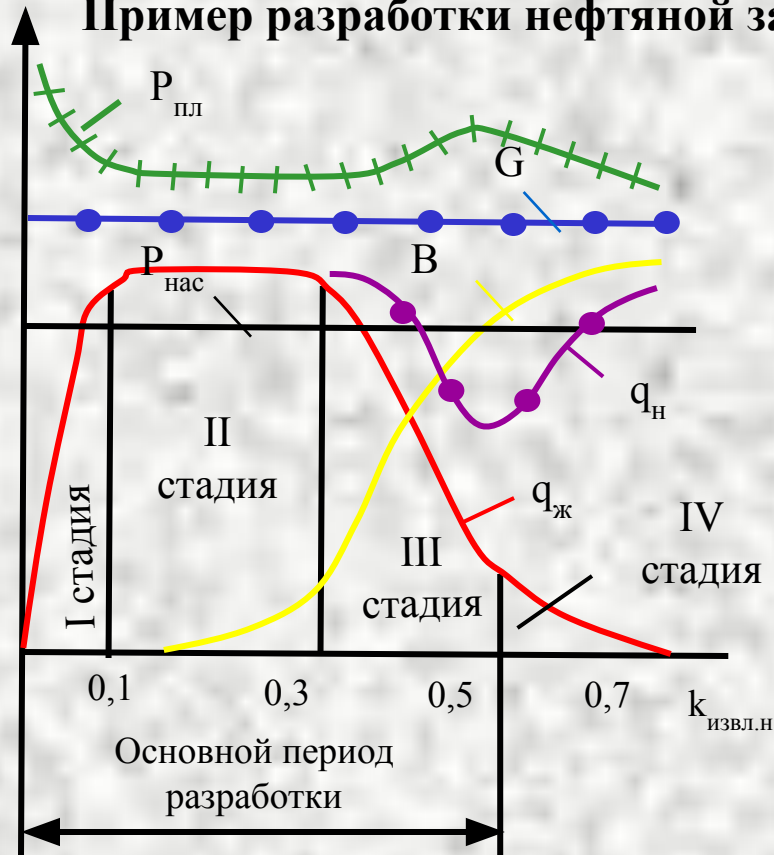
Это обеспечивается при следующих геологических условиях:

- 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;
- отсутствии тектонических нарушений,
- 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.

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (водонапорный режим)

Пример разработки нефтяной залежи при природном водонапорном режиме



динамика основных показателей разработки: 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

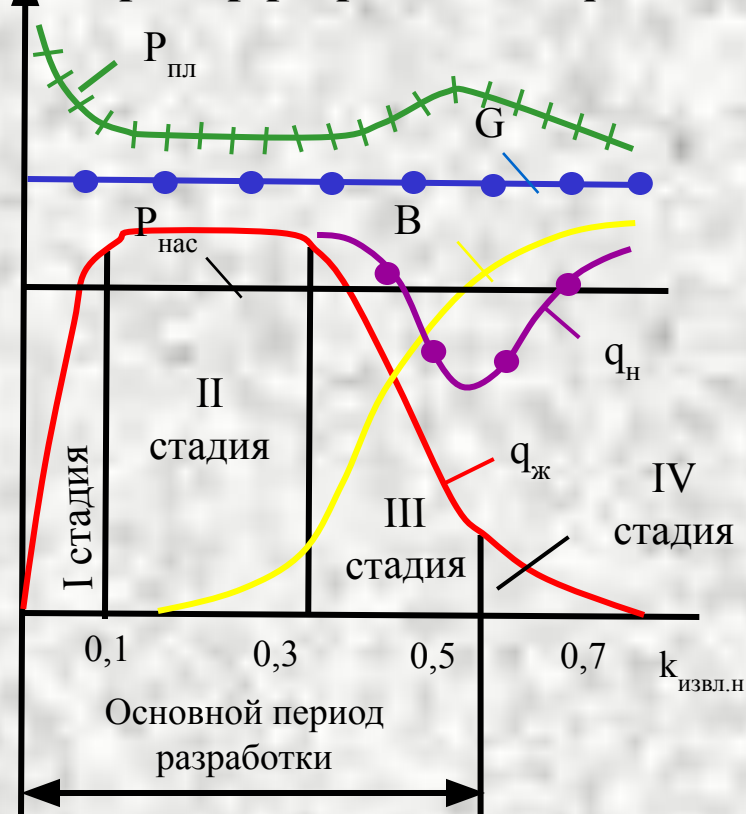
Водонапорный режим отличаются следующие особенности динамики показателей разработки:

- 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;

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (водонапорный режим)

Пример разработки нефтяной залежи при природном водонапорном режиме



динамика основных показателей разработки: давление: $P_{пл}$ — пластовое, $P_{нас}$ — насыщенность; годовые отборы: $q_{к}$ — нефти, $q_{ж}$ — жидкость; $В$ — обводненность продукции; G — промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ — коэффициент извлечения нефти

Водонапорный режим отличаются следующие особенности динамики показателей разработки:

- 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;

При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти — до 0,6-0,7..

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (упруговодонапорный режим)

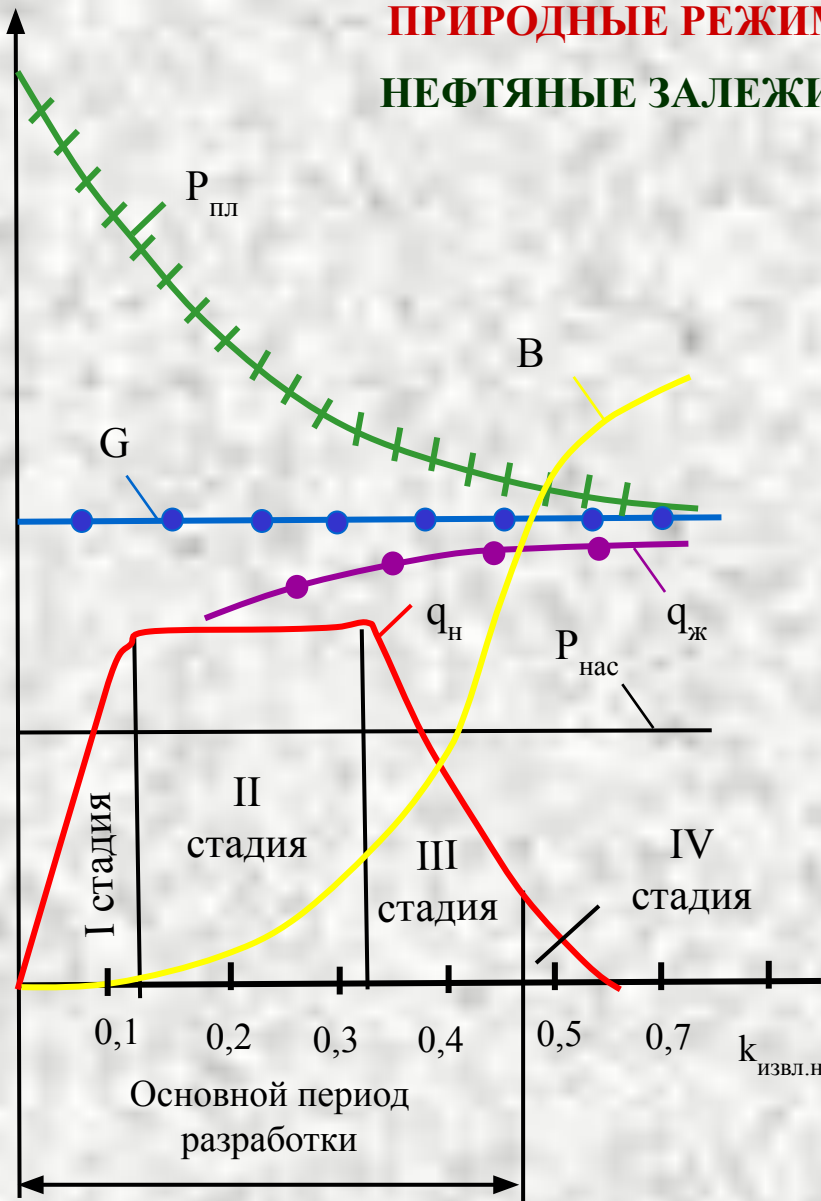
Режим, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора краевой воды, но в отличие от водонапорного режима основным источником энергии при этом служит упругость пород-коллекторов и насыщающей их жидкости

При этом режиме отбор жидкости не полностью компенсируется внедряющейся в залежь водой. В результате снижение давления в пласте постепенно распространяется за пределы залежи и захватывает большую область водоносной части пласта. В этой области происходит соответствующее расширение породы и пластовой воды. Коэффициенты упругости воды и породы незначительны, однако при больших размерах области сниженного давления, во много раз превышающих размеры залежи, упругие силы пласта служат источником значительной энергии.

Упруговодонапорный режим может проявляться в различных геологических условиях. Им могут обладать залежи инфильтрационных водонапорных систем, имеющие слабую гидродинамическую связь (или не имеющие ее) с областью питания вследствие большой удаленности от нее, пониженной проницаемости и значительной неоднородности пласта, повышенной вязкости нефти.

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (упруговодонапорный режим)



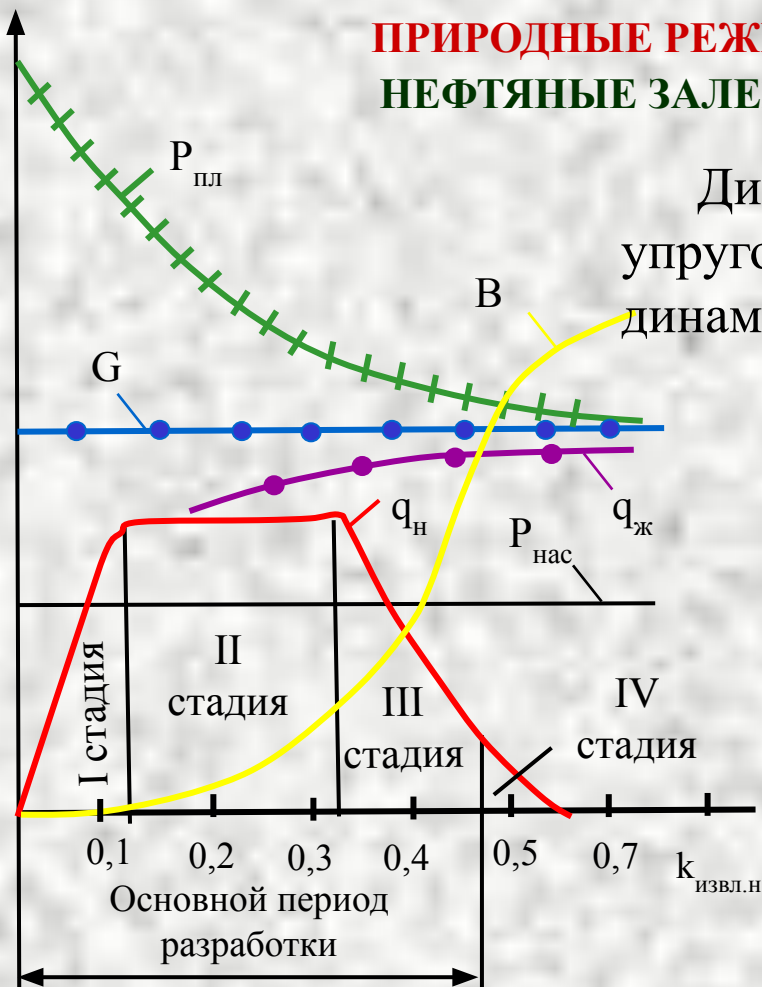
Процесс вытеснения нефти водой из пласта аналогичен водонапорному режиму, однако вследствие менее благоприятных геолого-физических условий доля неизвлекаемых запасов по сравнению с водонапорным режимом несколько возрастает.

Динамика основных показателей

давление: $P_{пл}$ — пластовое, $P_{нас}$ — насыщение;
годовые отборы: q_k — нефти, $q_{ж}$ — жидкость;
 B — обводненность продукции;
 G — промысловый газовый фактор;
 $k_{извл.}$ — коэффициент извлечения нефти

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (упруговодонапорный режим)



Динамика основных показателей давления: $P_{пл}$ — 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

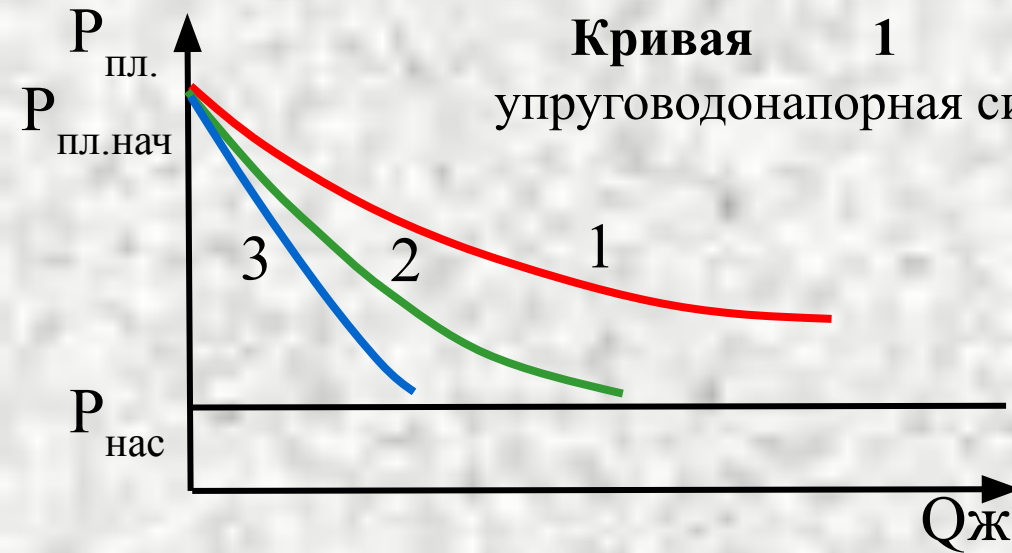
Динамика показателей разработки при упруговодонапорном режиме имеет и сходства с динамикой водонапорного режима, и отличия от нее:

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.

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

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (упруговодонапорный режим)



Кривая 1 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.

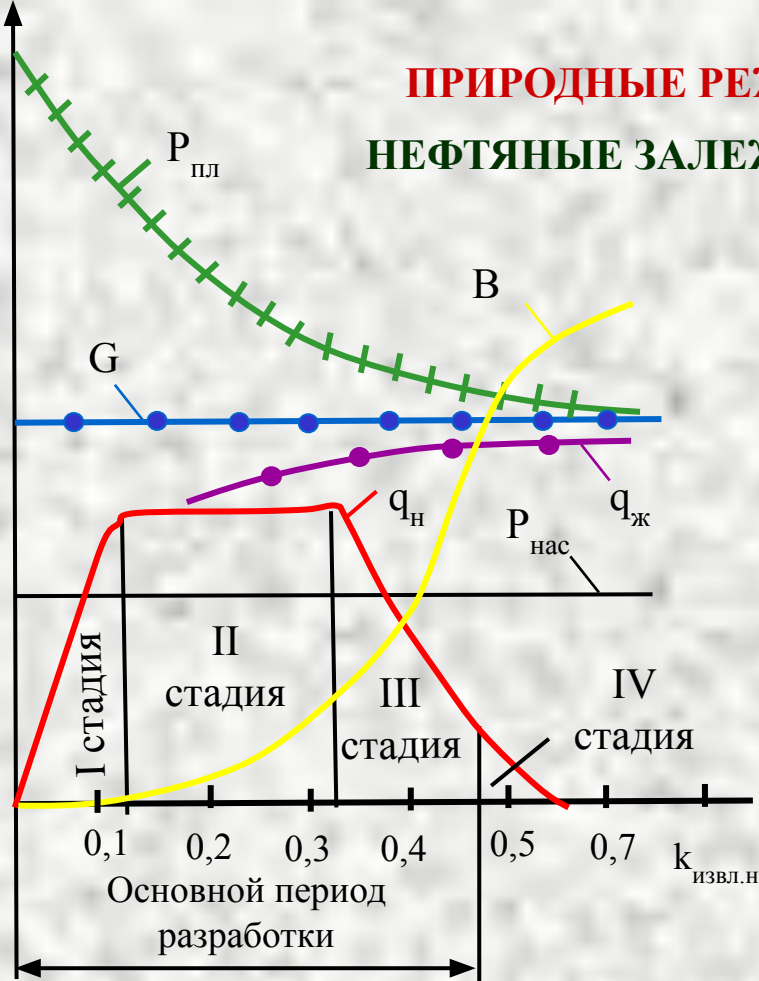
Зависимость динамического пластового давления $P_{пл}$ от накопленной добычи жидкости $Q_{ж}$ с начала ее разработки.

Размеры законтурной области: 1-большие; 2-небольшие; 3-законтурная область практически отсутствует

Зависимость, представленная **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.

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (упруговодонапорный режим)



Темп добычи нефти при упруговодонапорном режиме во II стадии разработки обычно не превышает 5-7% в год от НИЗ. 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.

Динамика основных показателей

давление: $R_{пл}$ - пластовое, $R_{нас}$ - насыщение; годовые отборы: q_k - нефти, $q_{ж}$ - жидкость;

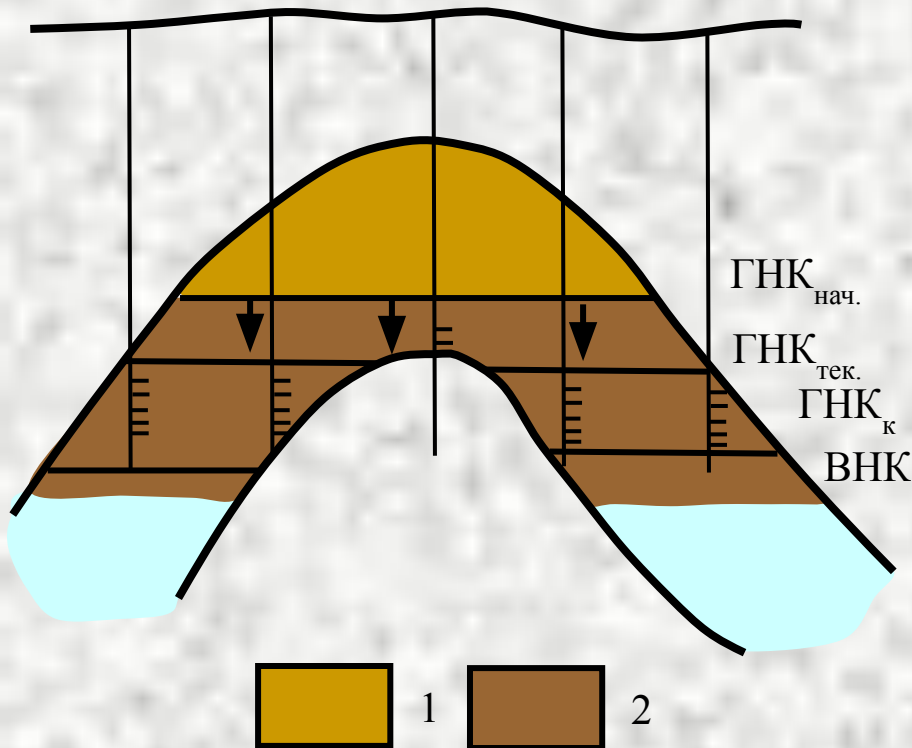
B - обводненность продукции;

G - промысловый газовый фактор;

$k_{извл.н}$ - коэффициент извлечения нефти

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (газонапорный режим)



Изменение объема залежи в процессе разработки

1 – газ; 2 – запечатывающий слой на границе ВНК_{нач.}; положение ГНК: ГНК_{нач.} – начальное, ГНК_{тек.} – текущее, ГНК_{к.} – конечное;

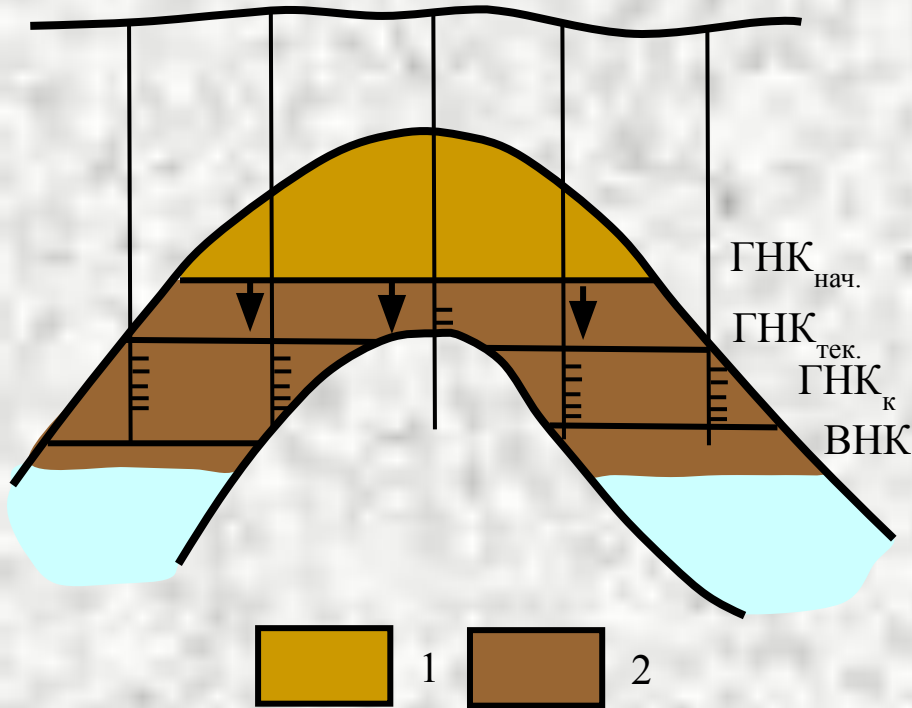
Газонапорный режим – это режим нефтяной части газонефтяной залежи, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключенного в газовой шапке. В результате снижения пластового давления в нефтяной части залежи происходит расширение газовой шапки и соответствующее перемещение вниз ГНК.

Режим в чистом виде может действовать в залежах, не имеющих гидродинамической связи с законтурной областью, или при весьма слабой активности краевых вод.

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

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (газонапорный режим)



Изменение объема залежи в процессе разработки

1 – газ; 2 – нефть; ВНК_{нач.}; положение ГНК: ГНК_{нач.} – начальное, ГНК_{тек.} – текущее, ГНК_{к.} – конечное;

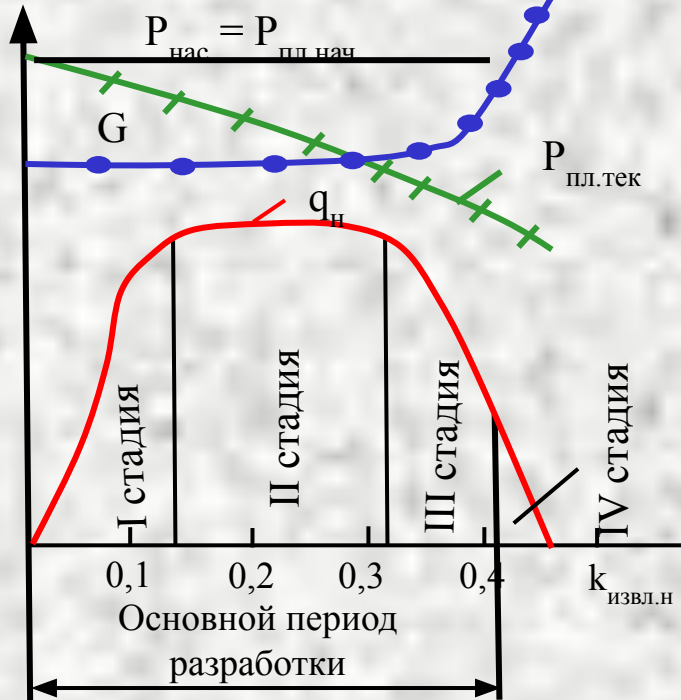
Геологические условия, способствующие проявлению газонапорного режима:

- 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).

С целью предотвращения преждевременных прорывов газа в нефтяные скважины в них перфорируют нижнюю часть нефтенасыщенной толщины, т.е. отступают от ГНК.

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (газонапорный режим)



Динамика основных

показателей разработки:

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

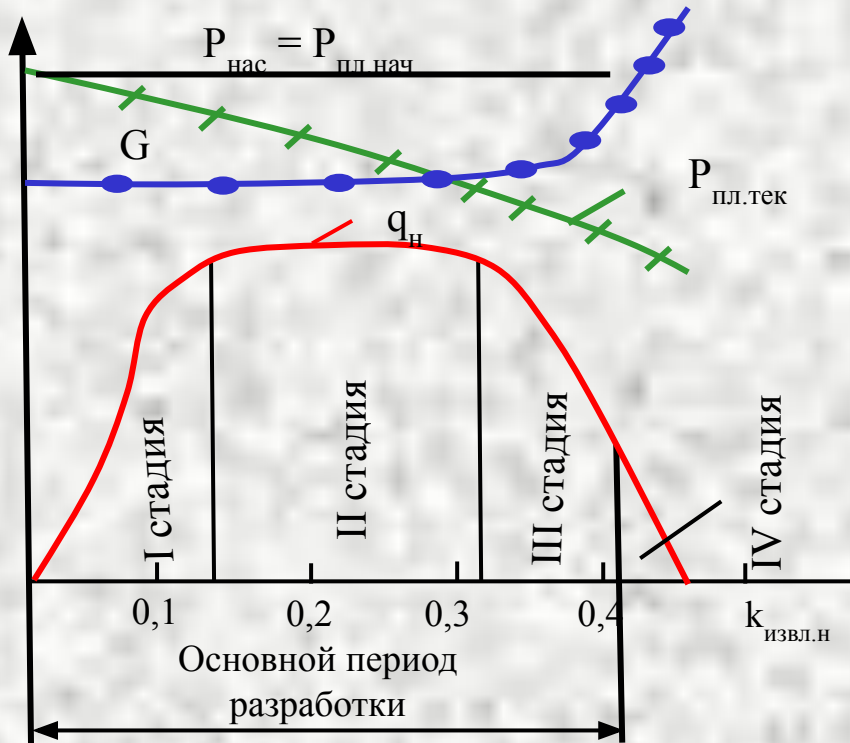
При разработке залежи в условиях газонапорного режима пластовое давление постоянно снижается. Темпы его снижения зависят от соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи и от темпов отбора нефти из пласта.

Темпы годовой добычи нефти в процентах от НИЗ во II стадии могут быть довольно высокими - примерно такими же, как и при водонапорном режиме.

Невысокое значение КИН 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.

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (газонапорный режим)



Динамика основных показателей разработки:

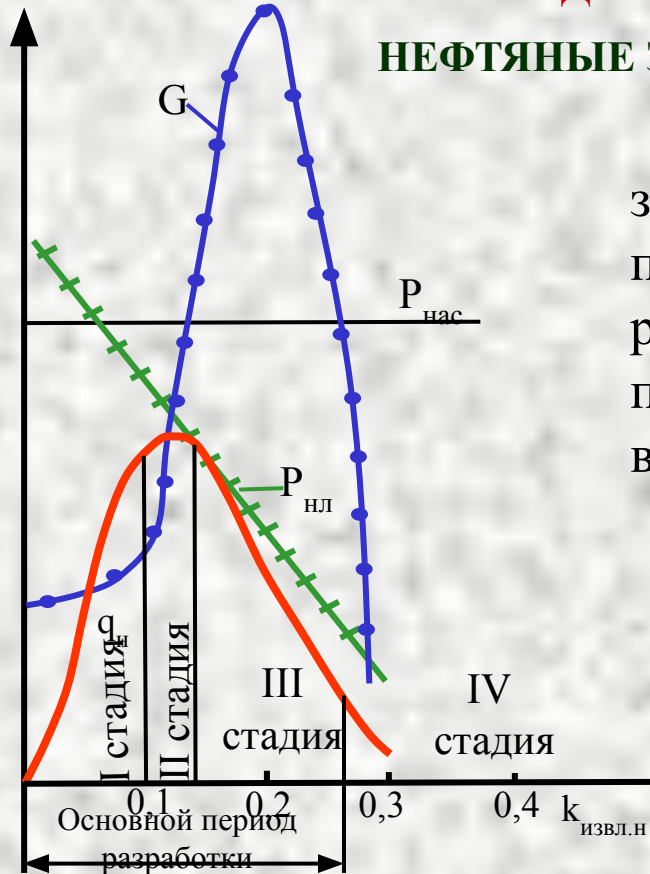
давление: $P_{пл}$ - пластовое, $P_{нас}$ - насыщение; годовые отборы: q_k - нефти, q_j - жидкость; B - обводненность продукции; G - промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ - коэффициент извлечения нефти

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.

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (режим растворенного газа)



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

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

динамика основных показателей разработки:

давление: $R_{пл}$ –пластовое, $R_{нас}$ –насыщение; годовые отборы: q_k – нефти, $q_{ж}$ – жидкость; B – обводненность продукции; G – промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ -коэффициент извлечения нефти

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

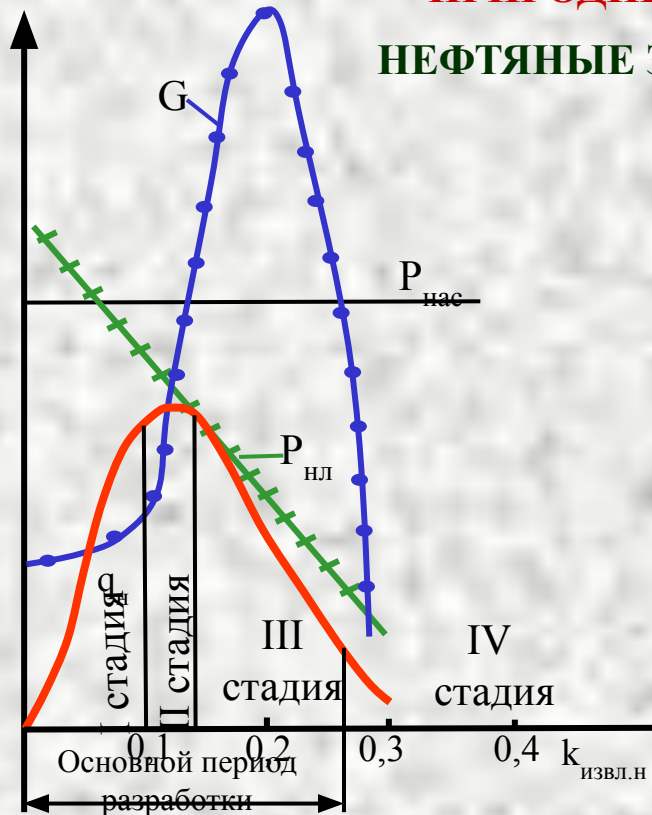
ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (режим растворенного газа)

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 (в скважины поступает газ, выделившийся из нефти, не только извлекаемой на поверхность, но и остающейся в пласте).

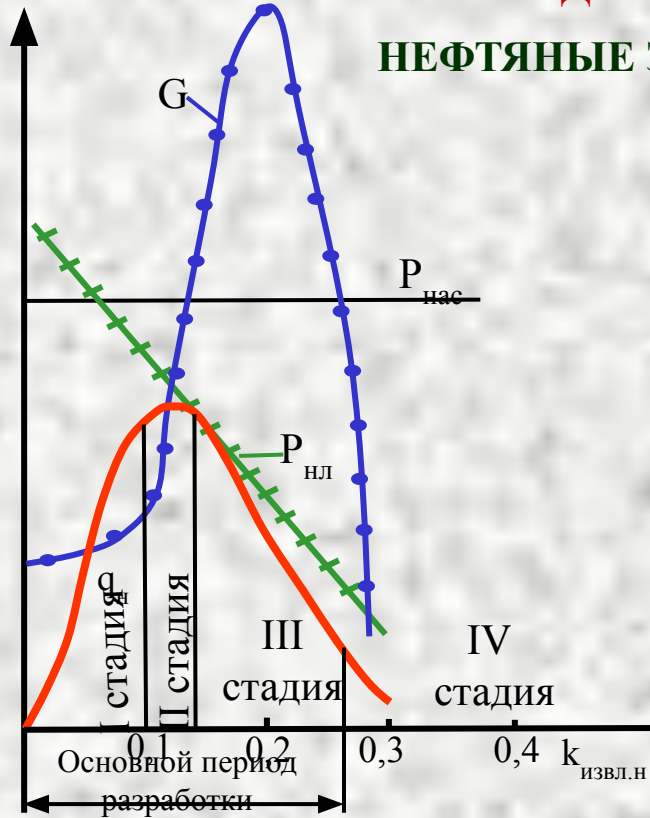


Динамика основных показателей разработки:

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

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (режим растворенного газа)



Дегазация пластовой нефти может приводить к существенному повышению ее вязкости. Позже вследствие дегазации пластовой нефти происходит уменьшение и промыслового газового фактора - до нескольких кубометров на 1 м³.

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

Динамика основных показателей разработки:

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

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.

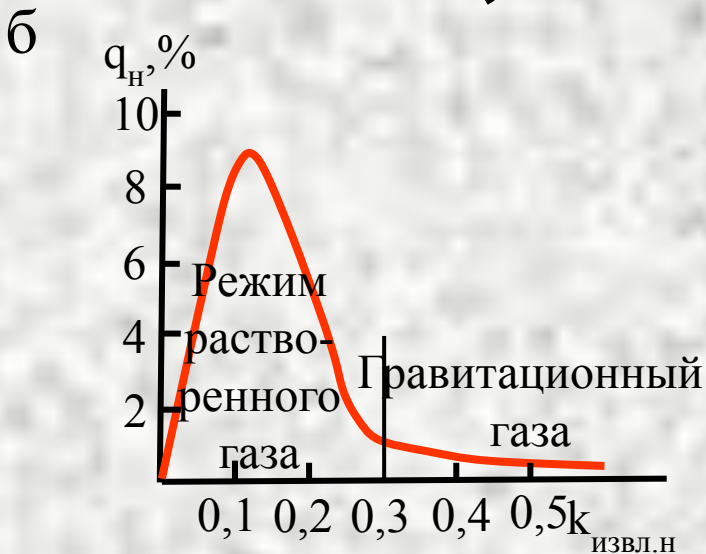
ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (гравитационный режим)



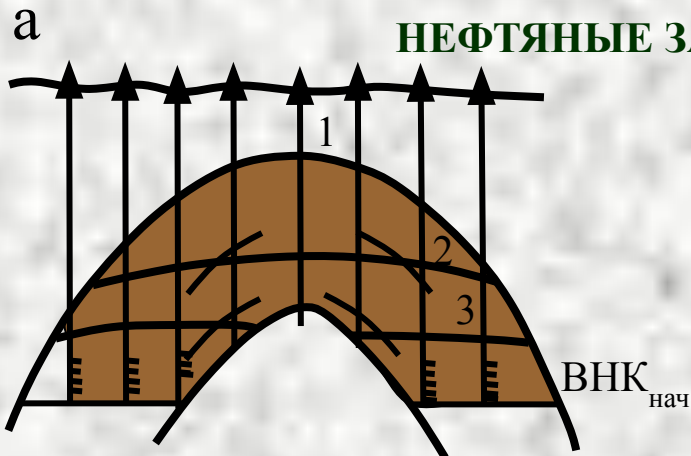
Гравитационный режим - это режим, при котором нефть перемещается в пласте к скважинам под действием силы тяжести самой нефти.

Этот вид энергии может действовать, когда другими ее видами залежь не обладает. Режим может быть природным, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа, т.е. после дегазации нефти и снижения пластового давления. Его проявлению способствует значительная высота залежи. Нефть в пласте стекает в пониженные части залежи. Дебит скважин в целом низок и возрастает с понижением гипсометрических отметок интервалов вскрытия пласта.



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;

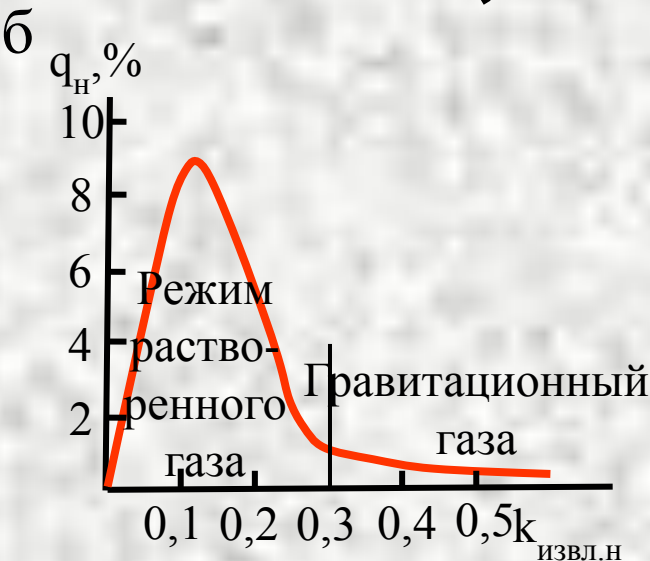
ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА



Дебит присводовых скважин постепенно уменьшается в результате "осушения" пласта. По той же причине сокращается объем залежи.

Нефть отбирается очень низкими темпами - менее 2-1 % 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.



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;

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

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

ГАЗОВЫЕ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ ЗАЛЕЖИ

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 объем залежи практически не меняется. Пластовое давление залежи $R_{пл}$ в процессе ее разработки непрерывно снижается.

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.

Значения коэффициента извлечения газа при газовом режиме обычно высокие - 0,9-0,97.

Под системой разработки месторождения понимают совокупность технологических и технических мероприятий, обеспечивающих извлечение нефти, газа, конденсата и попутных компонентов из пластов и управление этим процессом.

В зависимости от количества, толщины, типов и фильтрационной характеристики коллекторов, глубины залегания каждого из продуктивных пластов, степени их гидродинамической сообщаемости и т. д. система разработки месторождения может предусматривать выделение в его геологическом разрезе одного, двух и более объектов разработки (эксплуатационных объектов).

При выделении на месторождении двух или более объектов для каждого из них обосновывается своя рациональная система разработки. Будучи увязанными между собой, системы разработки отдельных эксплуатационных объектов составляют рациональную систему разработки месторождения в целом.

Рациональной называют систему разработки, которая обеспечивает возможно более полное извлечение из пластов нефти, газа, конденсата и полезных попутных компонентов при наименьших затратах.

Рациональная система разработки должна предусматривать соблюдение правил охраны недр и окружающей среды, полный учет всех природных, производственных и экономических особенностей района, рациональное использование природной энергии залежей, применение при необходимости методов искусственного воздействия на пласт.

СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ; ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ИХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В основе выбора *системы разработки месторождений УВ* лежит геологопромысловое обоснование технологических решений:

- 1) *о выделении эксплуатационных объектов на многопластовом месторождении;*
- 2) *о необходимости применения метода искусственного воздействия на залежь или целесообразности разработки объекта с использованием природной энергии;*
- 3) *при необходимости - о методе воздействия и его оптимальной разновидности; о соответствующем взаимном размещении нагнетательных и добывающих скважин на площади;*
- 4) *о плотности сетки скважин;*
- 5) *о градиенте давления в эксплуатационном объекте;*
- 6) *о комплексе мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки.*

Выбор оптимального варианта выполняют на основе сравнения динамики годовых технологических и экономических показателей разработки рассмотренных вариантов.

Эксплуатационным объектом называют пласт или группу пластов, предназначенных для разработки одной серией добывающих скважин при обеспечении возможности регулирования разработки каждого из пластов или зональных интервалов (объектов разработки) отдельно.

Эксплуатационный объект, в который объединяются несколько пластов одной залежи или несколько залежей различных продуктивных пластов, следует называть *многопластовым эксплуатационным объектом*.

Под объектом разработки понимают отдельный пласт или зональный интервал эксплуатационного объекта, по которому осуществляется контроль и регулирование разработки.

Следовательно, эксплуатационный объект может состоять из нескольких объектов разработки.