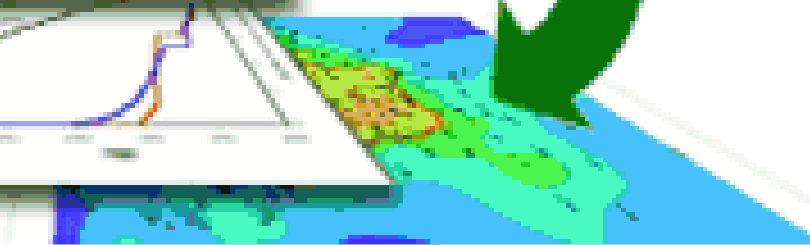
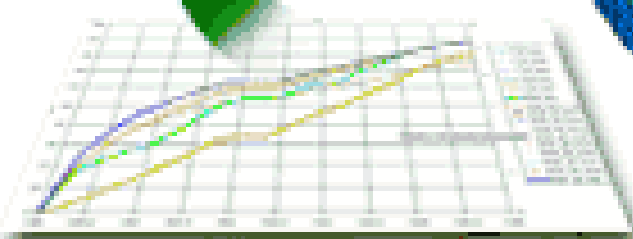
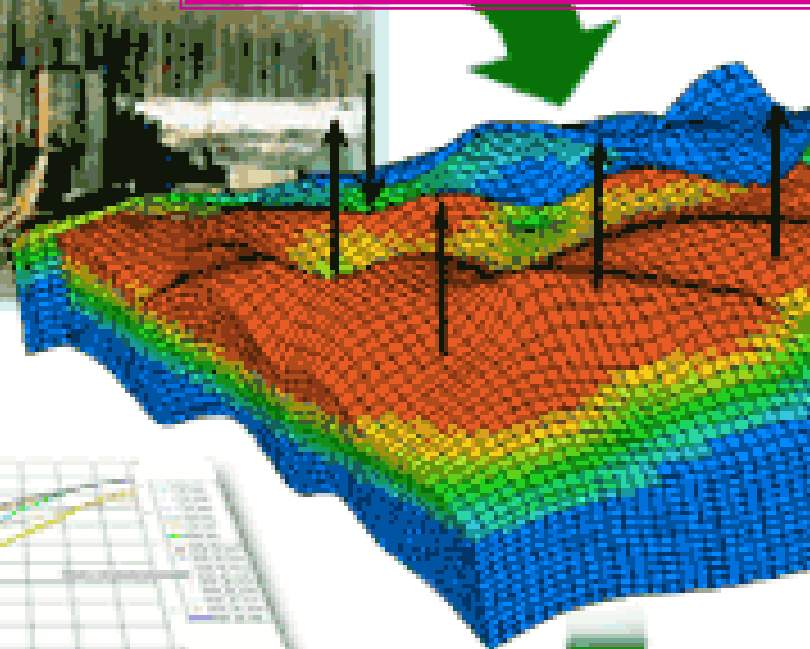
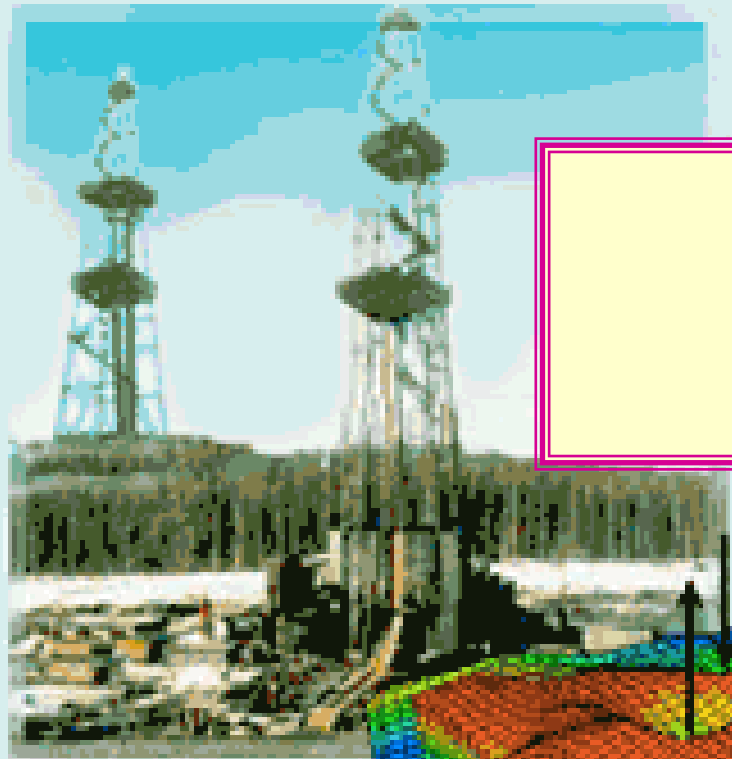


РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Разработка нефтяных и газовых месторождений - комплексная область знаний, включающая научно обоснованный **выбор систем и технологий** разработки месторождений, **моделирование** и **расчеты** процессов вытеснения нефти и газа из пластов, определение рациональной **системы воздействия** на пласт, **прогнозирование показателей** разработки месторождения, **планирование** и реализацию выбранного метода разработки, **проектирование** и **регулирование** разработки месторождений.

ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В РОССИИ

Современное развитие нефтедобывающей промышленности России характеризуется ухудшением структуры запасов нефти. Все больший объем стали занимать **трудноизвлекаемые** запасы, эффективность выработки которых может быть достигнута лишь при условии применения **новых технологий** повышения нефтеотдачи пластов. Роль последних в сложившейся ситуации значительно возрастает, так как увеличение нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях России всего лишь на **один процент** равносильно открытию нескольких крупных месторождений, которые могут обеспечить 2,5 – 3 – летнюю добычу нефти по стране.

Особенности современного этапа развития нефтяной промышленности в России

Учитывая то обстоятельство, что крупные месторождения России вошли в позднюю стадию разработки с круто падающей добычей, главным условием стабилизации добычи нефти и дальнейшего развития нефтяной промышленности России становится **разработка и внедрение новых высокоэффективных технологических решений** увеличения извлечения нефти из низкопродуктивных и трудноизвлекаемых запасов. В этих условиях разработка нефтяных и газовых месторождений как самостоятельная учебная дисциплина и область знаний приобретает решающее значение в подготовке высококвалифицированных специалистов для нефтедобывающей промышленности России.

Историческая справка

Решающую роль в создании разработки нефтяных месторождений как самостоятельной области науки и учебной дисциплины сыграла основополагающая работа **А. П. Крылова, Ч. М. Глоговского, М. Ф. Мирчинка, Н. М. Николаевского и Л. А. Чарного** **“Научные основы разработки нефтяных месторождений”**, вышедшая в свет в 1948 г. В этой работе была дана первая формулировка основного принципа разработки, заложен фундамент проектирования разработки нефтяных месторождений, решен ряд важных задач подземной гидромеханики, а наука о разработке нефтяных месторождений представлена как **комплексная область знаний, использующая достижения нефтяной геологии и геофизики, подземной гидродинамики, эксплуатации скважин и прикладной экономики.**

Разработка нефтяных 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, **управлением разработкой** месторождений, использованием совершенных методов **планирования разведки и разработки** месторождений с учетом данных смежных отраслей народного хозяйства, 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 ЭВМ.

В курсе разработки нефтяных и газовых месторождений комплексно используют многие важные положения геологии, геофизики, физики пласта, подземной гидродинамики, механики горных пород, технологии эксплуатации скважин и систем добычи нефти, экономики и планирования.



Вместе с тем **разработка нефтяных и газовых месторождений** — это не конгломерат геологии, подземной гидромеханики, технологии добычи нефти и экономики, а **самостоятельная 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.

Наиболее полное извлечение нефти, газа и конденсата из месторождений — главное направление рационального использования недр.

СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Нефтяные и нефтегазовые месторождения - это скопления углеводородов в земной коре, приуроченные к одной или нескольким **локализованным геологическим структурам**, т.е. структурам, находящимся вблизи одного и того же **географического пункта**.

Залежью называется естественное локальное единичное скопление нефти в одном или нескольких сообщающихся между собой **пластах-коллекторах**, т. е. в горных породах, способных **вмещать** в себе и **отдавать** при разработке нефть.

Места скопления природного газа в свободном состоянии в порах и трещинах горных пород называются **газовыми залежами**. Если газовая залежь является рентабельной для разработки, т.е. когда сумма затрат на добычу, транспорт и использование газа меньше полученного экономического эффекта от его применения, то она называется **промышленной**.

Газовым месторождением обычно называют одну залежь или группу залежей, расположенных на **одной территории**.

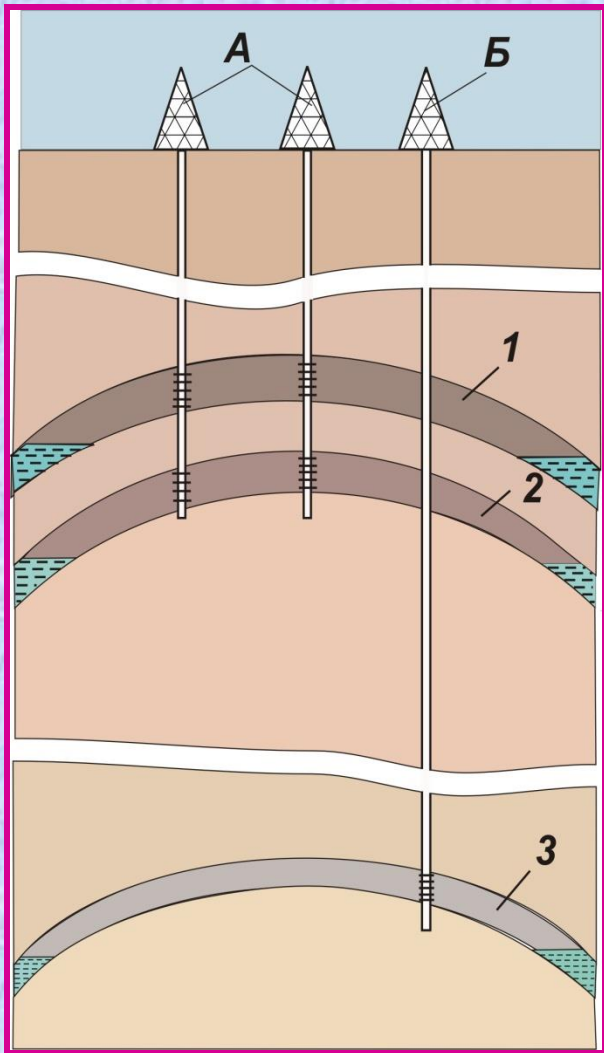
Системой разработки месторождения называется совокупность взаимосвязанных инженерных решений, определяющих:

- объекты разработки;
- последовательность и темп их разбуривания и обустройства;
- наличие воздействия на пласты с целью извлечения из них нефти и газа;
- число, соотношение и расположение нагнетательных и добывающих скважин;
- число резервных скважин;
- управление разработкой месторождения;
- охрану недр и окружающей среды.

Построить систему разработки месторождения означает найти и осуществить указанную выше совокупность инженерных решений.

Объект разработки — это искусственно выделенное в пределах разрабатываемого месторождения геологическое образование (пласт, массив, структура, совокупность пластов), содержащее **промышленные запасы углеводородов**, извлечение которых из недр осуществляется при помощи **определенной группы скважин**.

СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Геолого-физические свойства	Пласт		
	1	2	3
Извлекаемые запасы нефти, млн.тонн	200	50	70
Толщина пласта, м	10	5	15
Проницаемость, 10^{-2} мкм ²	100	150	500
Вязкость нефти, 10^{-2} Па•с	50	60	3

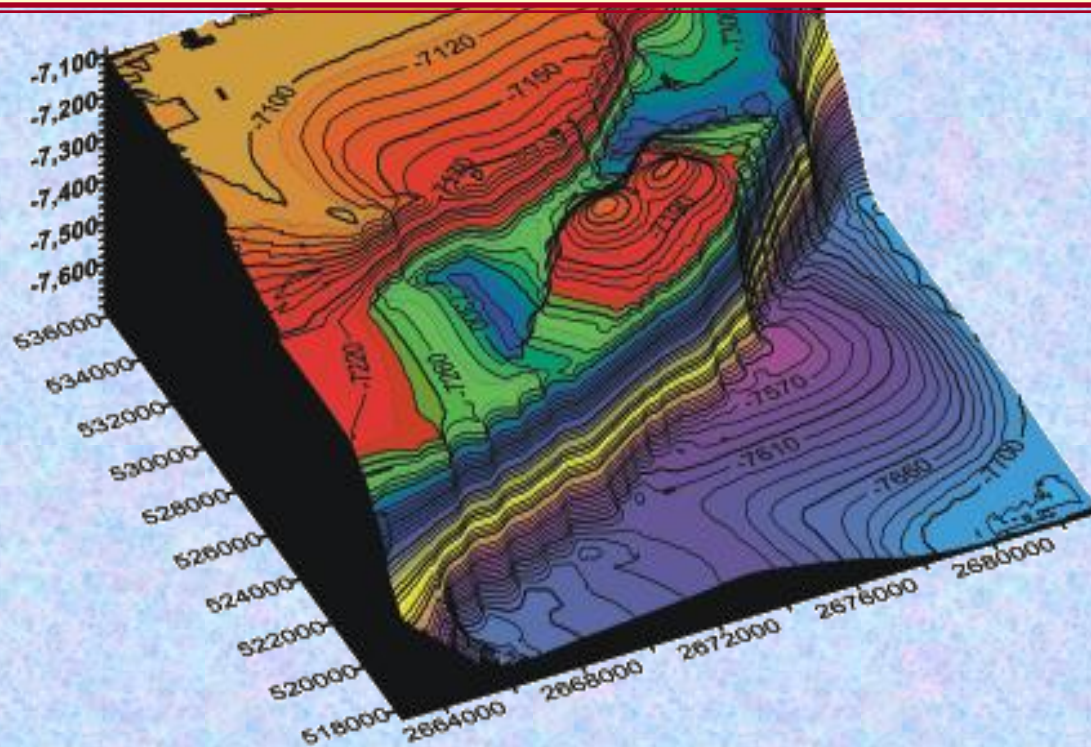
Пласты 1 и 2 объединяются в один объект разработки(А)

Пласт 3 разрабатывается своей группой скважин (Б)

Основной принцип выделения конкретного объекта разработки – это объединение в один объект пластов со сходными (близкими) характеристиками по следующим факторам:

- 1. Геолого-физические свойства пород-коллекторов нефти и газа.**
- 2. Физико-химические свойства нефти и газа.**
- 3. Фазовое состояние углеводородов и режим пластов.**
- 4. Условия управления процессом разработки месторождений.**
- 5. Техника и технология эксплуатации скважин.**

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ, ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ



ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И ГАЗА

Нефть и нефтяной газ - это смесь углеводородов (соединений углерода с водородом). В зависимости от состава смеси одни углеводороды при нормальных условиях (760 мм. рт. ст. и $t = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$) находятся в газообразном состоянии (природный и нефтяной газы), другие в жидком (нефть) и имеются углеводороды, которые находятся в твердом состоянии (парафины, содержащиеся почти во всех нефтях). В среднем в нефти содержится 82-87% углерода (С), 11-14% водорода (Н) и 0.4-1.0% примесей - соединений, содержащих кислород, азот, серу, асфальтовые и смолистые вещества.

Плотность характеризуется массой вещества, приходящейся на единицу объема. Плотность нефти при нормальных условиях колеблется от 700 (газовый конденсат) до 980 и даже 1000 кг/м³. Легкие нефти с плотностью до 880 кг/м³ наиболее ценные, т.к. обычно в них содержится больше бензиновых и масляных фракций.

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ

Плотность характеризует количество массы вещества, в единице объёма [**кг/м³**; **г/см³**]:

$$\rho = \frac{M}{V}$$

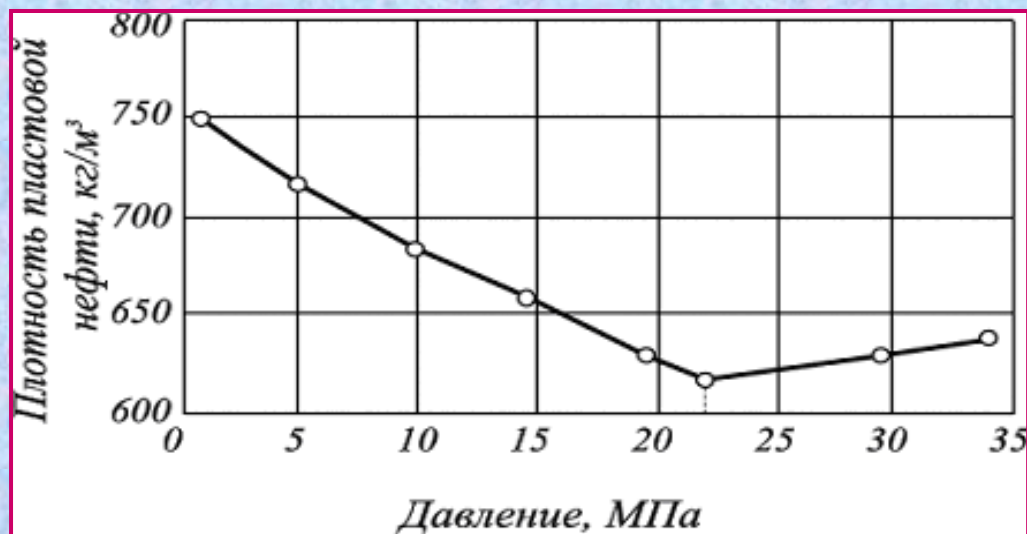
Плотность **пластовой** нефти 780 – 840 кг/м³ ($\rho_{\text{ср}} = 800$ кг/м³)

Плотность **дегазированной** нефти 840 – 870 кг/м³ ($\rho_{\text{ср}} = 859$ кг/м³)

лёгкие (800–860 кг/м³)

средние (860–900 кг/м³)

тяжелые (900–940 кг/м³)



Основные свойства нефти и газа

В зависимости от преобладания в нефтяных газах легких (метан, этан) или тяжелых (пропан и выше) углеводородов газы разделяются на **сухие и жирные**.

Сухим газом называют природный газ, который не содержит тяжелых углеводородов или содержит их в незначительных количествах.

Жирным газом называют газ, содержащий тяжелые углеводороды в таких количествах, когда из него целесообразно получать сжиженные газы или газовые бензины.

На практике принято считать **жирным газом** такой, в 1 м^3 которого содержится **более 60г газового бензина**.

Основные свойства нефти и газа

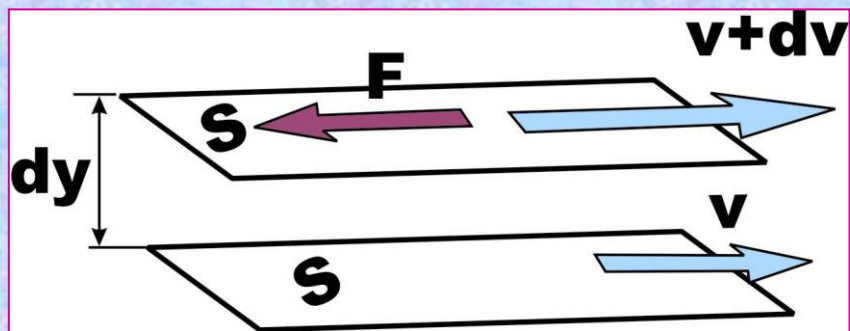
ВЯЗКОСТЬ

Вязкость - свойство жидкости сопротивляться взаимному перемещению ее частиц при движении.

Различают **динамическую** и **кинематическую** вязкости.

Закон Ньютона

$$F = \mu S \frac{dv}{dy}$$



За единицу **динамической вязкости** принимается вязкость такой жидкости, при движении которой возникает сила внутреннего трения в **1Н** (Ньютон) на площади **1 м²** между слоями, движущимися на расстоянии **1 м** с относительной скоростью **1м/сек.**

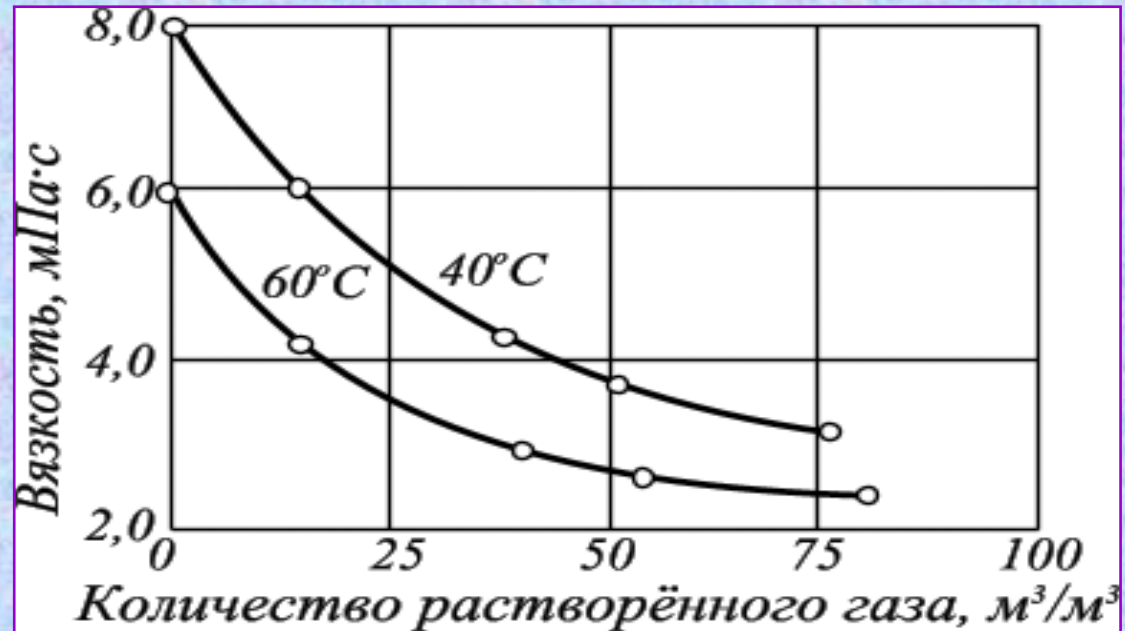
Размерность динамической вязкости:
[μ]=Па·с. (Паскаль-секунда).

Кинематическая вязкость - отношение динамической вязкости к плотности, измеряется в **м²/с.**

Основные свойства нефти и газа

ВЯЗКОСТЬ

С повышением температуры вязкость нефти (как и любой другой жидкости) уменьшается. С увеличением количества растворенного газа в нефти вязкость нефти также значительно уменьшается.



Вязкость нефтей добываемых в России в зависимости от характеристики и температуры изменяется от 1 до нескольких десятков мПа·с (0.1-0.2 Па·с) и более.

Основные свойства нефти и газа

Объемный коэффициент нефти

Объемный коэффициент нефти – отношение объема пластовой нефти к объему получаемой из нее сепарированной нефти при стандартных условиях. Он показывает, какой объем имел бы 1 м³ дегазированной нефти в пластовых условиях.

$$b = \frac{V_{\text{Н.пл}}}{V_{\text{Н.д}}}$$

Для всех нефтей $b > 1$. Наиболее характерные величины 1.2 – 1.8

При сепарации газа происходит уменьшение объема пластовой нефти, которое оценивается **коэффициентом усадки**.

$$\varepsilon = \frac{V_{\text{Н.пл}} - V_{\text{Н.д}}}{V_{\text{Н.пл}}} = \frac{b - 1}{b}$$

Величина, обратная b называется **пересчетным коэффициентом**. Он служит для приведения объема пластовой нефти к объему нефти на поверхности.

$$\theta = 1/b = 1 - \varepsilon;$$

$$\varepsilon = 1 - \theta = (b - 1)/b.$$

Основные свойства нефти и газа

Коэффициент сжимаемости нефти

Коэффициент сжимаемости нефти – относительное изменение объема пластовой нефти при изменении давления на единицу. Он характеризует упругость нефти:

$$\beta_{\text{н}} = \frac{1}{V_0} \frac{\Delta V}{\Delta P} = \frac{1}{\Delta P} \frac{b_1 - b_2}{b_1},$$

Размерность
 $[\beta_{\text{н}}] = [\text{Па}^{-1}]$

Где V_0 - первоначальный объем нефти;

ΔV - изменение объема нефти при изменении давления на ΔP ;

b_1 и b_2 - объемные коэффициенты пластовой нефти для начальных и текущих давлений.

Для большинства пластовых нефтей его величина $(6 \div 18) \cdot 10^{-6} \text{ МПа}^{-1}$

Основные свойства нефти и газа

Плотность природных газов зависит от их состава. Наиболее легким компонентом является метан (CH_4). Его плотность при стандартных условиях составляет $0,67 \text{ кг/м}^3$.

В расчетах часто пользуются понятием относительной плотности газа — отношением плотности газа к плотности воздуха при тех же условиях:

$$\bar{\rho}_g = \rho_g / \rho_{\text{в}}$$

Относительная плотность природного газа равна $0,56 — 0,6$, а газов, добываемых вместе с нефтью, — $0,7 — 0,8$ или даже более единицы.

Растворимость

В первом приближении для низких давлений и температур растворимость природных газов в жидкости может быть выражена по закону Генри следующим образом:

$$V = \alpha p$$

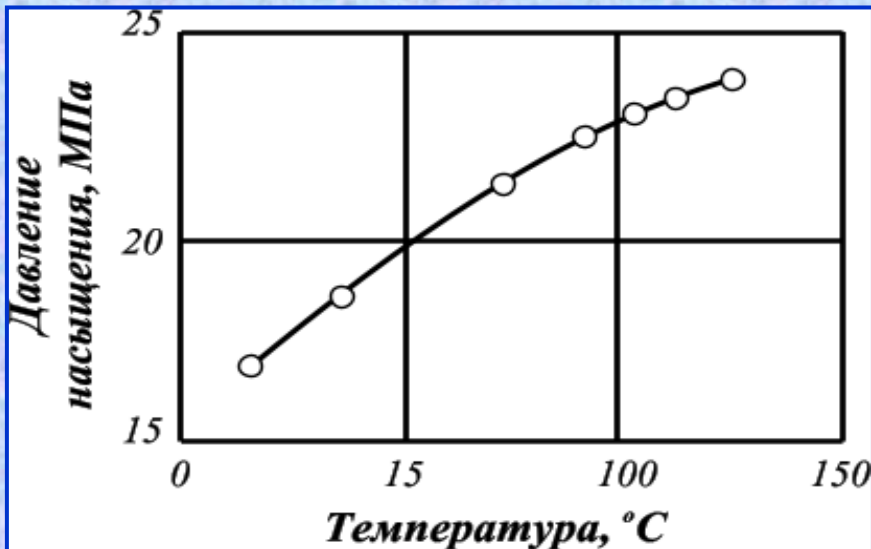
где V — объем растворенного газа в единице объема жидкости, $\text{м}^3 / \text{м}^3$;

α — коэффициент растворимости газа при данной температуре; p — давление, Па. Размерность $[\alpha] = \text{м}^3 / (\text{м}^3 \cdot \text{Па})$.

ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ

Давлением насыщения пластовой нефти называют **максимальное** давление, при котором растворённый газ начинает выделяться из нефти при изотермическом её расширении в условиях термодинамического равновесия.

Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и газа в залежи, от их состава, от пластовой температуры. При всех прочих равных условиях с увеличением молекулярной массы нефти (и плотности) давление насыщения увеличивается. С ростом в составе газа количества компонентов, относительно плохо растворимых в нефти (азот), давление насыщения также увеличивается.



$$P_{пл} = P_{нас}$$

полностью насыщена газом

$$P_{пл} - P_{нас} = 0 \div 33 \text{ МПа}$$

недонасыщена

Основные свойства нефти и газа

Уравнение состояния газов

Уравнение состояния связывает давление, температуру и объем газа, представленного в виде физически однородной системы при условиях термодинамического равновесия.

Для идеальных газов согласно уравнению Клапейрона— Менделеева

$$pV = GRT$$

где p — давление, Па; V — объем газа, м³; G — масса газа, кг; R — газовая постоянная, Дж/(кг · К); T — абсолютная температура, К. Идеальным называют газ, силами взаимодействия между молекулами которого можно пренебречь.

Газовая постоянная численно равна работе расширения 1 кг идеального газа в изобарическом процессе при увеличении температуры газа на 1 К.

При инженерных расчетах обычно используют уравнение Клапейрона — Менделеева, в которое вводят коэффициент сверхсжимаемости газа z :

$$pV = zGRT$$

Значение z зависит от давления, температуры и состава газа.

Пластовые воды

Подошвенными (краевыми) принято называть воды, занимающие поры коллектора под залежью и вокруг нее.

Промежуточными называют воды, приуроченные к водоносным пропласткам, залегающим в самом нефтеносном пласте.

Верхние и нижние воды приурочены к водоносным, пластам, залегающим выше и ниже нефтяного пласта.

Воду, оставшуюся со времени образования залежи называют **остаточной**. В пористой среде она существует в виде:

- Капиллярно связанной воды в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;
- Адсорбционной воды, удерживаемой молекулярными силами у поверхности частиц пористой среды;
- Пленочной воды, покрывающей, гидрофильные участки поверхности твердой фазы;
- Свободной воды, удерживаемой капиллярными силами в дисперсной структуре (мениски на поверхности раздела вода-нефть, вода-газ).

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ

Коллекторами нефти и газа называются такие породы, которые способны **вмещать** нефть и газ и **отдавать** их при разработке.

ПОРИСТОСТЬ

Различают **физическую** или **абсолютную** пористость, пористость насыщения, которые не зависят от формы пустот; и **эффективную** или **полезную** пористость, зависящую от формы пустот.

Эффективную или **полезную** пористость характеризует только объем тех поровых пространств, через которые возможно движение жидкости (воды, нефти) или газа под воздействием тех или иных сил, **соизмеримых с силами, возникающими при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений.**

Коэффициент пористости – отношение объема пор $v_{пор}$ в породе к ее объему V

$$m = v_{пор} / V$$

Физические свойства коллекторов

П О Р И С Т О С Т Ъ

В нефтяных и газовых коллекторах пористость песков колеблется в пределах 0,2 – 0,25, а песчаников – от 0,1 до 0,3.

Промышленные притоки газа получены из коллекторов с пористостью менее 0,05.

Пористость пластов может изменяться в вертикальном и в горизонтальном направлениях: в горизонтальном направлении или по простиранию пласта значение ее изменяется постепенно и, наоборот, в вертикальном или поперек мощности и слоистости пласта — резко.

На основании полученных средних значений пористости по отдельным скважинам строят специальные карты пористости по пласту, на которых соответствующими изолиниями соединяют участки с одинаковыми значениями пористости.

Физические свойства коллекторов

НЕФТЕ-, ГАЗО-, ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Коэффициентом **нефтенасыщенности** (**газонасыщенности**) коллектора называется отношение объема нефти (газа), содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот.

Коэффициентом **водонасыщенности** коллектора, содержащего нефть или газ, называется отношение объема остаточной воды, содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот.

Указанные коэффициенты связаны следующими соотношениями:

для нефтенасыщенного коллектора

$$S_H + S_{CB} = 1$$

для газонасыщенного коллектора

$$S_G + S_{CB} = 1$$

для коллектора, содержащего нефть и газ

$$S_G + S_H + S_{CB} = 1$$

Соотношение коэффициентов эффективной пористости и водонасыщенности:

$$m_{эф} = m \cdot (1 - S_{CB})$$

Физические свойства коллекторов

ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Проницаемость коллектора — параметр, характеризующий его способность пропускать жидкость или газ. Как и пористость проницаемость не постоянная величина и изменяется по площади пласта и по пластованию.

Абсолютной называется проницаемость при фильтрации через породу одной какой-либо жидкости (нефти, воды) при полном насыщении пор этой жидкостью.

Абсолютная проницаемость характеризует физические свойства породы, т. е. природу самой среды.

Фазовой или **эффективной** называется проницаемость, определенная для какого-либо одного из компонентов при содержании в порах других сред.

Отношение фазовой проницаемости к абсолютной называется **относительной проницаемостью**.

Проницаемость

Количественной характеристикой проницаемости служит **коэффициент проницаемости**, являющийся коэффициентом пропорциональности в линейном законе фильтрации – **законе Дарси**.

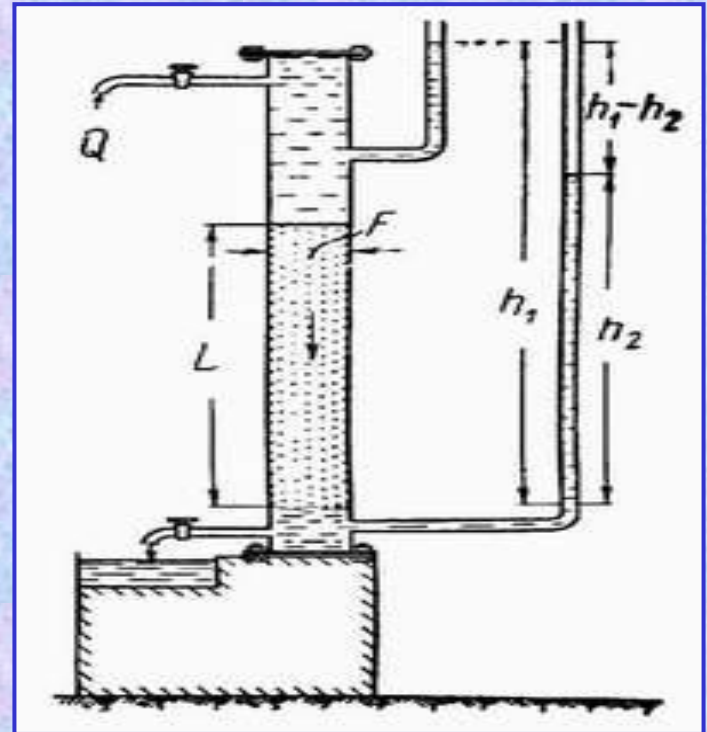
Закон Дарси:

скорость фильтрации v прямо пропорциональна градиенту давления $\Delta p / \Delta l$ (перепаду давления, действующему на единицу длины) в пористой среде и обратно пропорциональна динамической вязкости μ фильтрующегося газа или жидкости

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta l}$$

Q – объемный расход жидкости или газа,

F – площадь фильтрации.



Проницаемость

Физический смысл размерности коэффициента проницаемости – это **величина площади сечения** каналов пористой среды горной породы, по которым происходит фильтрация флюидов.

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot \Delta l}{F \cdot \Delta p}$$

За единицу проницаемости в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 , длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па} \cdot \text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3 / \text{с}$.

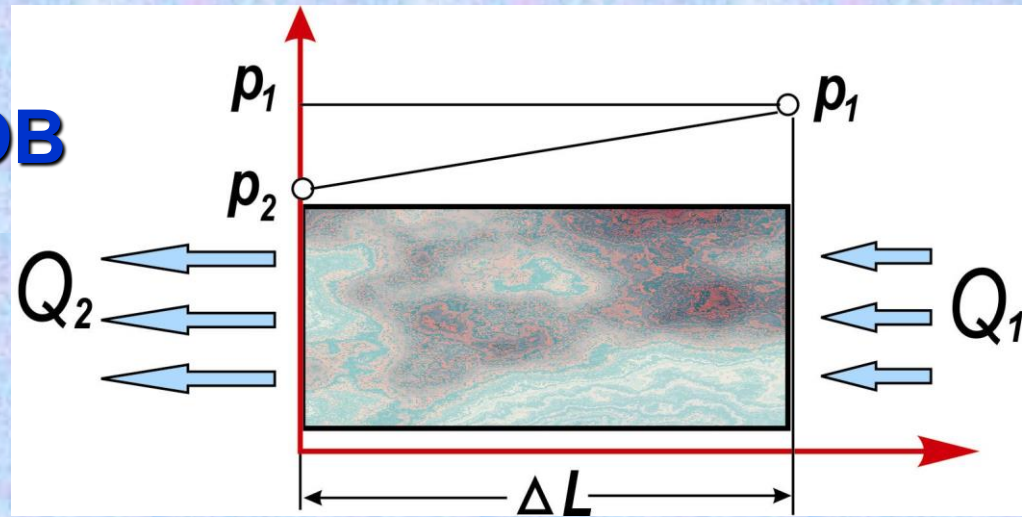
За единицу проницаемости в 1 дарси (1 Д) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 см^2 и длиной 1 см при перепаде давления 1 кг/см^2 расход жидкости вязкостью 1 спз (сантипуаз) составляет $1 \text{ см}^3 / \text{сек}$. Величина, равная $0,001 \text{ Д}$, называется миллидарси (мД). Учитывая, что $1 \text{ кг/см}^2 = \sim 10^5 \text{ Па}$, $1 \text{ см}^3 = 10^{-6} \text{ м}^3$, $1 \text{ см}^2 = 10^{-4} \text{ м}^2$, $1 \text{ спз} = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{сек}$, получим следующее соотношение:

$$1 \text{ Д} = \frac{10^{-6} (\text{м}^3 / \text{с}) \cdot 10^{-3} (\text{Па} \cdot \text{с}) \cdot 10^{-2} (\text{м})}{10^{-4} (\text{м}^2) \cdot 10^5 (\text{Па})} = 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2$$

Проницаемость

ФИЛЬТРАЦИЯ ГАЗОВ

Газ – сжимаемая система и при уменьшении давления по длине образца **объёмный расход газа увеличивается.**



$$k = \frac{\bar{Q}_2 \cdot \mu \cdot \Delta l}{F \cdot \Delta p}$$

$$\Delta p = p_1 - p_2$$

Закон Бойля-Мариотта $\Rightarrow n p u \quad T = const, \quad p V = const$

$$p_{cp} V_{cp} = p_0 V_0 = p_1 V_1 = p_2 V_2$$

$$p_{cp} = \frac{p_1 + p_2}{2}, \quad \bar{Q}_2 = \frac{V_{cp}}{t}$$

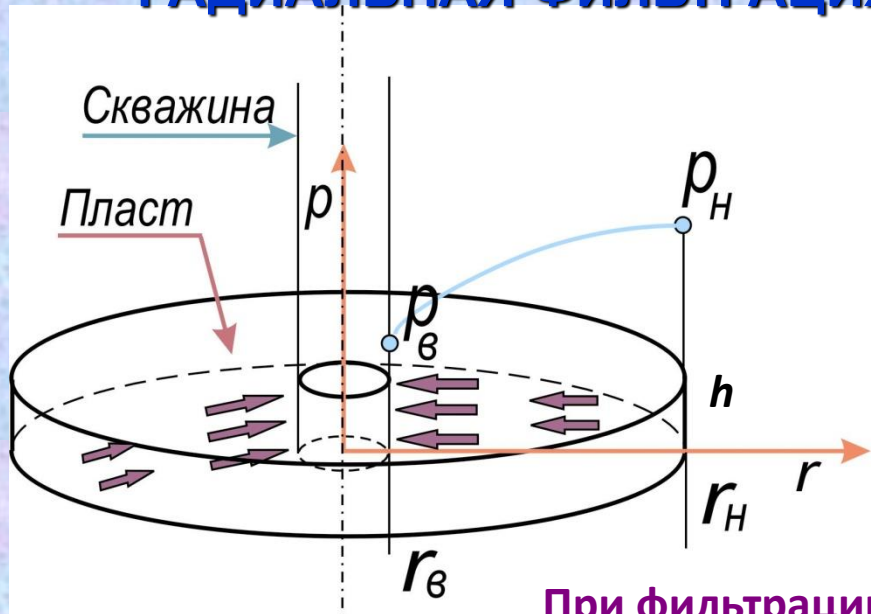
$$\bar{Q}_r = \frac{2Q_0 p_0}{p_1 + p_2}$$

Q_0 — расход газа при атмосферном давлении p_0 .

$$k = \frac{2Q_0 p_0 \mu L}{(p_1^2 - p_2^2) F}$$

Проницаемость

РАДИАЛЬНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ



При фильтрации жидкости

$$k_{np} = \frac{Q_{ж} \mu_{ж} \ln \frac{r_H}{r_{в}}}{2\pi h (P_H - P_{в})}$$

При фильтрации газа

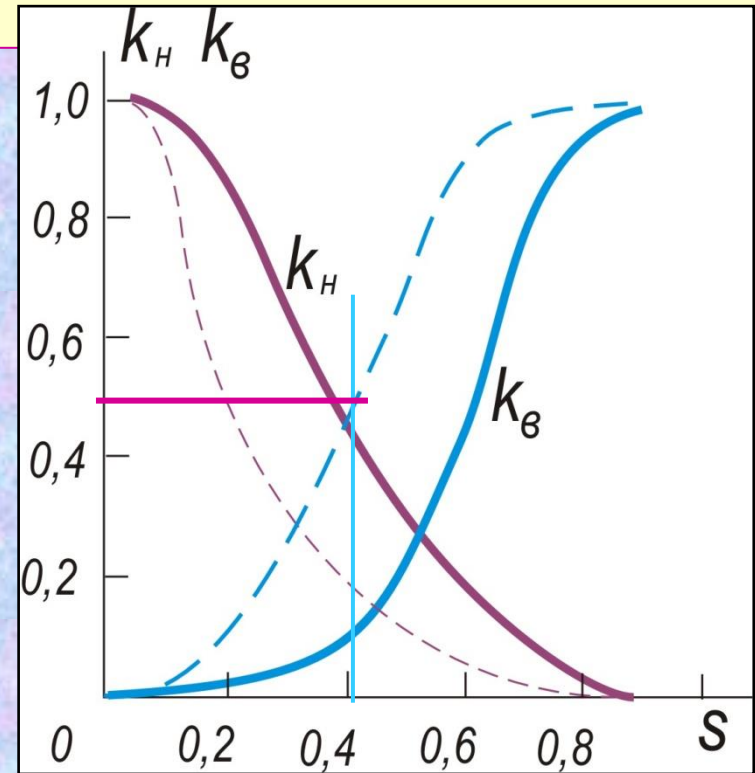
$$k_{np} = \frac{\mu_{Г} \overline{Q}_{Г} \ln \frac{r_H}{r_{в}}}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot (p_H - p_{в})} = \frac{\mu_{Г} Q_0 \ln \frac{r_H}{r_{в}}}{\pi \cdot h \cdot (p_H^2 - p_{в}^2)}$$

Проницаемость

Эффективная и относительные проницаемости для различных фаз находятся в тесной зависимости от **нефте-, газо- и водонасыщенности** порового пространства породы и физико-химических свойств жидкостей.

При содержании воды в нецементированном песке до 26–28 % относительная проницаемость для неё остается равной нулю. Для других пород: песчаников, известняков, доломитов, процент остаточной водонасыщенности, как неподвижной фазы, еще выше.

При возрастании водонасыщенности до 40 % относительная проницаемость для нефти резко снижается, почти в два раза. При достижении величины водонасыщенности песка около 80 %, относительная фазовая проницаемость для нефти будет стремиться к нулю

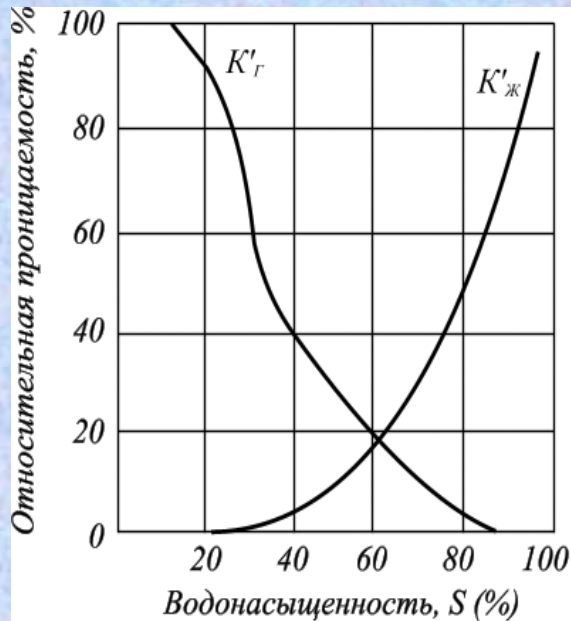


$$k_n = \frac{k_{n\phi}}{k}$$

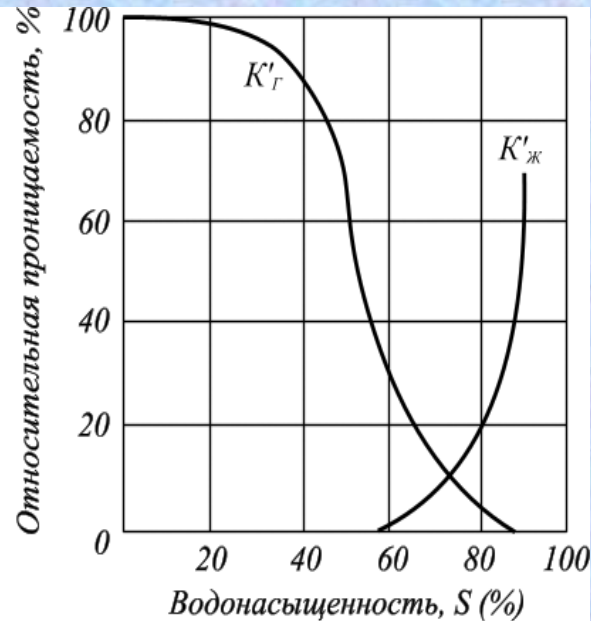
$$k_v = \frac{k_{v\phi}}{k}$$

Проницаемость

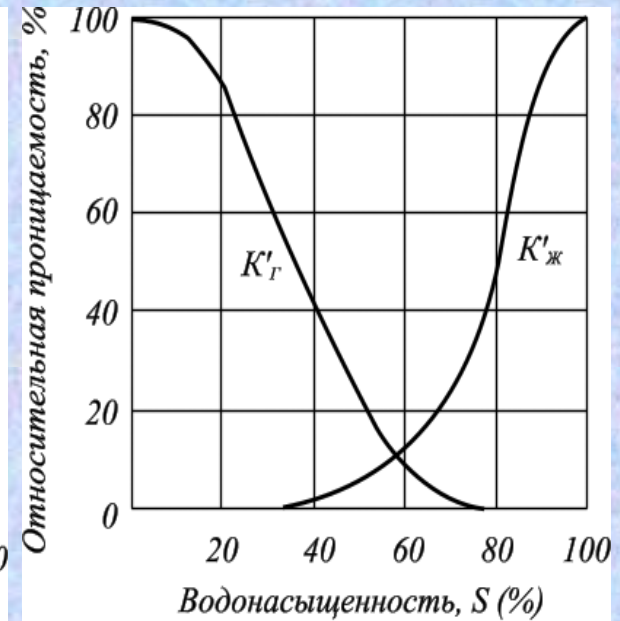
ФИЛЬТРАЦИЯ СМЕСИ ЖИДКОСТИ И ГАЗА



песок



песчаник



известняки и
доломиты

Вода с увеличением её содержания в пористой среде приблизительно от 30 до 60 % не влияет на фильтрацию газа.
При водонасыщенности до 60 % из пласта можно добывать чистый газ.

Физические свойства коллекторов

ПЬЕЗОПРОВОДНОСТЬ

П ь е з о п р о в о д н о с т ь — параметр, характеризующий скорость перераспределения давления в упругом пласте в связи с изменением пористости и проницаемости. В зоне насыщенной нефтью, она имеет меньшее значение, чем в зоне, насыщенной водой.

$$\chi = \frac{k}{\mu_{жс} \beta^*} = \frac{k}{\mu_{жс} (m_{\text{э}} \beta_{жс} + \beta_c)}$$

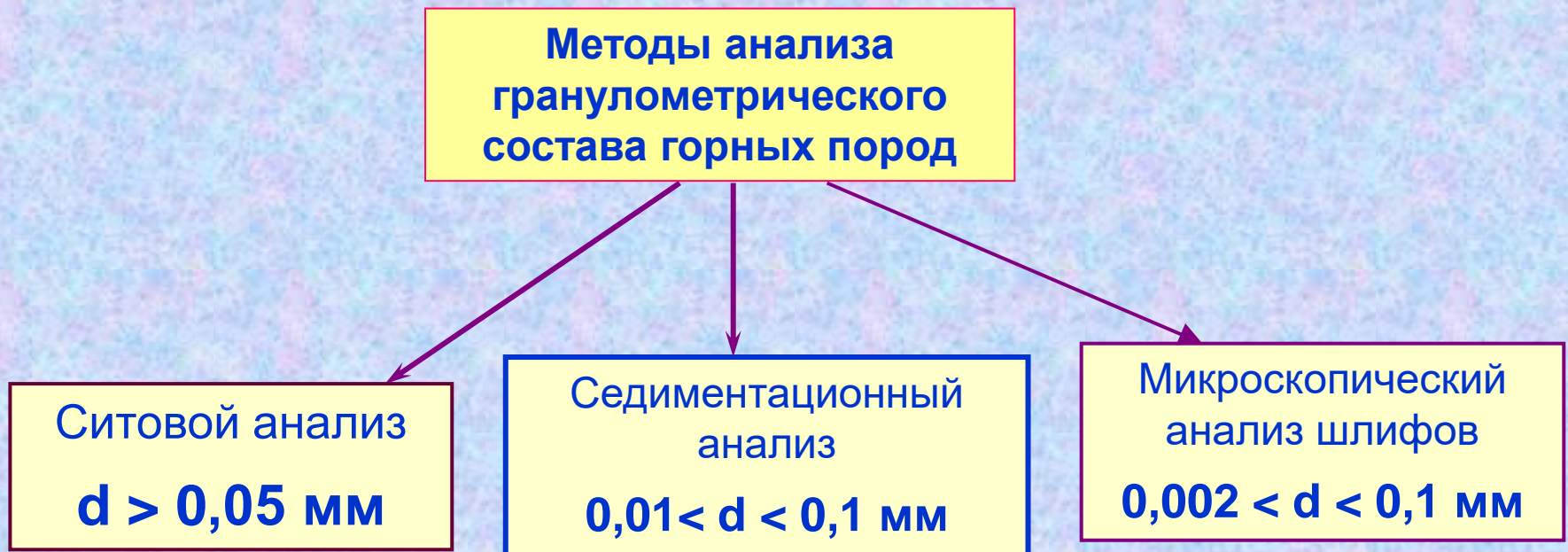
$$\beta^* = m_{\text{э}} \beta_{жс} + \beta_c$$

$$[\chi] = \frac{м^2}{с}$$

где k — коэффициент проницаемости в $м^2$; $\mu_{жс}$ — динамическая вязкость жидкости в $Па \cdot с$; $\beta_{жс}$ и β_c — коэффициенты объемной упругости или коэффициенты сжимаемости жидкости и пласта (пористой среды) в $Па^{-1}$; β^* — коэффициент упругоэластичности пласта в $Па^{-1}$

ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОРОДЫ

Гранулометрический состав – содержание в горной породе зерен различной крупности, выраженное в % от массы или количества зерен исследуемого образца.



Физические свойства коллекторов

Гранулометрический состав

СИТОВОЙ АНАЛИЗ

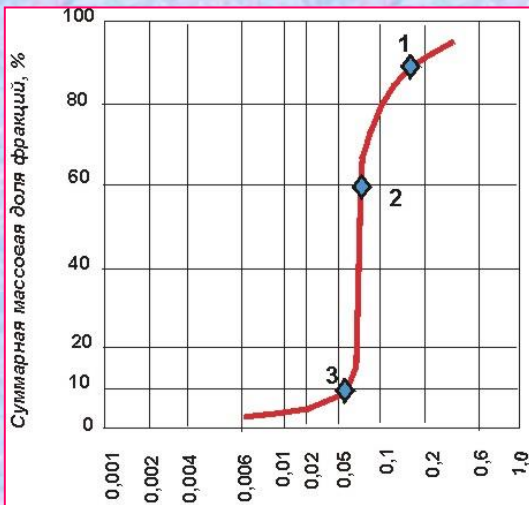


Рис. 3. Кривая суммарного гранулометрического состава
1-точка подбора размеров отверстия фильтров

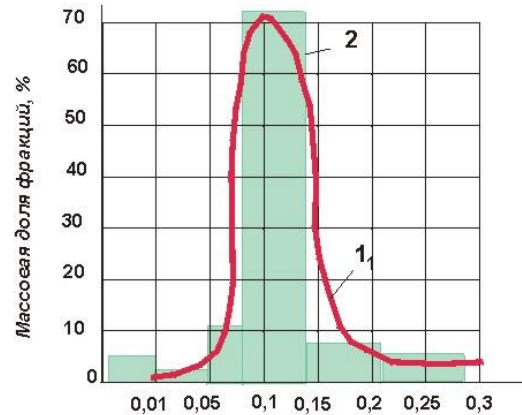
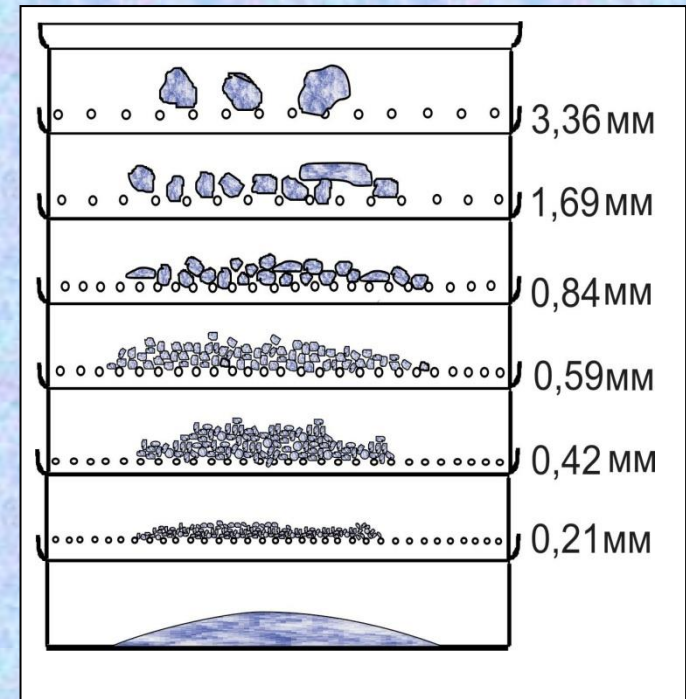


Рис.4. Кривая распределения по размерам (1) и гистограмма (2)



Ситовой анализ сыпучих горных пород применяют для определения содержания фракций частиц размером от 0,05 до 6—7 мм, а иногда и до 100 мм. В лабораторных условиях обычно пользуются набором проволочных или шелковых сит с размерами отверстий (размер стороны квадратного отверстия) 0,053; 0,074; 0,105; 0,149; 0,210; 0,227; 0,42; 0,59; 0,84; 1,69 и 3,36 мм.

Карбонатность горных пород

Под **карбонатностью** породы понимается содержание в ней солей угольной кислоты: **известняка** – CaCO_3 , **доломита** – $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$, **соды** – Na_2CO_3 , **поташа** – K_2CO_3 , **сидерита** – FeCO_3 и других.

Определение карбонатности пород проводят для выяснения возможности проведения солянокислотной обработки скважин с целью увеличения вторичной пористости и проницаемости призабойной зоны, а также для определения химического состава горных пород, слагающих нефтяной пласт.

Карбонатность пород продуктивных пластов определяют в лабораторных условиях по керновому материалу газометрическим методом.



По объёму выделившегося газа (CO_2) вычисляют весовое (%) содержание карбонатов в породе в пересчёте на известняк (CaCO_3).

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 в случае ввода извне, с поверхности искусственную пластовые энергии. Они выражаются в виде потенциальной энергии как энергии положения и энергии упругой деформации.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Потенциальная энергия положения

$$E_n = Mgh_{cm}$$

M — масса тела (пластовой или закачиваемой с поверхности воды, нефти, свободного газа); g — ускорение свободного падения; h_{cm} — высота, на которую поднято тело по сравнению с произвольно выбранной плоскостью начала отсчета. Поскольку масса тела $M = V \cdot \rho$, $\rho gh_{cm} = p$, то энергия положения равна произведению объема тела V на создаваемое давление p :

$$E_n = V\rho gh_{cm} = Vp$$

Чем больше масса тела и высота его положения (напор) или объем тела и создаваемое им давление, тем больше потенциальная энергия положения

Потенциальная энергия упругой деформации

$$E_{\partial} = P \Delta l$$

$P = pF$ — сила, равная произведению давления p на площадь F ;
 Δl — линейная деформация (расширение).

Так как приращение объема $\Delta V = F \Delta l$,

$$E_{\partial} = p \Delta V$$

Приращение объема при упругой деформации можно представить, исходя из закона Гука, через объемный коэффициент упругости среды

$$\beta = \frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta p}$$

$$E_{\partial} = \beta V p \Delta p$$

Чем больше упругость и объем среды (воды, нефти, газа, породы), давление и возможное снижение давления, тем больше потенциальная энергия упругой деформации.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Количество растворенного в нефти газа определяется объемом нефти V_H и давлением p_H насыщения нефти газом (по закону Генри) или газосодержанием (газонасыщенностью) пластовой нефти Γ_0 (объемное количество растворенного газа, измеренного в стандартных условиях, которое содержится в единице объема пластовой нефти):

$$V_g = \alpha_p p_H V_H = \Gamma_0 V_H$$

где α_p — коэффициент растворимости газа в нефти.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Основными источниками пластовой энергии служат:

- энергия напора (положения) пластовой воды (контурной, подошвенной);
- энергия упругости (упругой деформации) жидкости (воды, нефти) и породы;
- энергия напора (положения) нефти.
- энергия расширения свободного газа (газа газовой шапки);
- энергия расширения растворенного в нефти газа.

Упругий режим

Главное условие упругого режима — превышение пластового давления, точнее давления во всех точках пласта, над давлением насыщения нефти газом.

P_n

При этом забойное давление не ниже P_3 , нефть находится в P_n однофазном состоянии.

Приток нефти происходит за счет энергии упругости жидкости (нефти), связанной воды и породы — энергии их упругого расширения. При снижении давления увеличивается объем нефти и связанной воды и уменьшается объем пор; соответствующий объем нефти поступает

Если залежь литологически или тектонически ограничена (замкнута), то в дальнейшем наступает вторая фаза упругого режима - **замкнуто-упругий режим**.

Если залежь не ограничена, то упругий режим будет переходить во вторую разновидность — **упруговодонапорный режим**.

Водонапорный режим

Водонапорный режим проявляется с момента начала распространения депрессионной воронки за пределы водонефтяного контакта (ВНК) в законтурную водоносную область. Вода внедряется в нефтяную зону и вытесняет нефть к забоям добывающих скважин.

Когда наступает
равновесие (баланс)
между отбором из залежи
жидкости и поступлением в
пласт краевых или
подошвенных вод
водонапорный режим,
переходит в жесткий

Нарушение равновесия между отбором жидкости и поступлением воды приводит к тому, что начинают играть роль энергии других видов: при увеличении поступления воды — **энергия упругости**; при уменьшении поступления воды (увеличении отбора) и снижении давления ниже давления насыщения — **энергия расширения растворенного газа**.

При **водонапорном** режиме нефть в пласте находится в **однофазном состоянии**; выделения газа в пласте не происходит, как и при упругом режиме.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Режим растворенного газа

Режим растворенного газа обусловлен проявлением энергии расширения растворенного в нефти газа при снижении давления ниже давления насыщения.

Снижение давления ниже значения сопровождается выделением из нефти P_H ранее растворенного в ней газа. Пузырьки этого газа, расширяясь, продвигают нефть и сами перемещаются по пласту к забоям скважин. Часть пузырьков газа сегрегирует (всплывает), накапливаясь в своде структуры и образуя газовую шапку.

Если залежь характеризуется некоторым превышением начального давления $P_{пл}$ над давлением P_H , то в начальный период при снижении давления до значения P_H она работает за счет энергии упругости либо за счет энергий упругости и напора вод.

Если $p_3 < P_H$ то энергия расширения газа сочетается с этими энергиями.

Режим растворенного газа в чистом виде может проявиться в пласте, содержащем нефть, полностью насыщенную газом (начальное давление $P_{пл} = P_H$).

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Газонапорный режим

Газонапорный режим (режим газовой шапки) связан с преимущественным проявлением энергии расширения сжатого свободного газа газовой шапки

В зависимости от состояния давления в газовой шапке различают газонапорный режим двух видов: **упругий и жесткий**.

При **упругом газонапорном режиме** в результате некоторого снижения давления на газонефтяном контакте (ГНК) вследствие отбора нефти начинается расширение объема свободного газа газовой шапки и вытеснение им нефти. По мере отбора нефти из залежи давление газа

Жесткий газонапорный режим отличается тем, что давление в газовой шапке в процессе отбора нефти остается постоянным. Такой режим в чистом виде возможен только при непрерывной закачке в газовую шапку достаточного количества газа или же в случае значительного превышения запасов газа над запасами нефти (в объемных единицах при пластовых условиях), когда давление в газовой шапке уменьшается незначительно по мере отбора нефти.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Гравитационный режим

Гравитационный режим начинает проявляться тогда, когда действует только потенциальная энергия напора нефти (гравитационные силы), а остальные энергии истощились

Выделяют такие разновидности гравитационного режима:

Гравитационный режим с перемещающимся контуром нефтеносности (напорно-гравитационный), при котором нефть под действием собственного веса перемещается вниз по падению крутозалегающего пласта и заполняет его пониженные части; дебиты скважин

Гравитационный режим с неподвижным контуром нефтеносности (со свободной поверхностью), при котором уровень нефти находится ниже кровли горизонтально залегающего пласта; дебиты скважин меньше дебитов при напорно-гравитационном режиме и со временем медленно уменьшаются.

Технология и показатели разработки

Технологией разработки нефтяных месторождений называется совокупность способов, применяемых для извлечения нефти из недр.

Накопленная добыча нефти отражает количество нефти, добытое по объекту за определенный период времени с начала разработки, т. е. с момента пуска первой добывающей скважины.

$$Q_H(t) = \int_0^t q_H(\tau) d\tau$$

Добыча нефти q_H — основной показатель, суммарный по всем добывающим скважинам, пробуренным на объект, в единицу времени, и среднесуточная добыча $q_{нс}$, приходящаяся на одну скважину.

Добыча жидкости $q_{жс}$ — суммарная добыча нефти и воды в единицу времени.

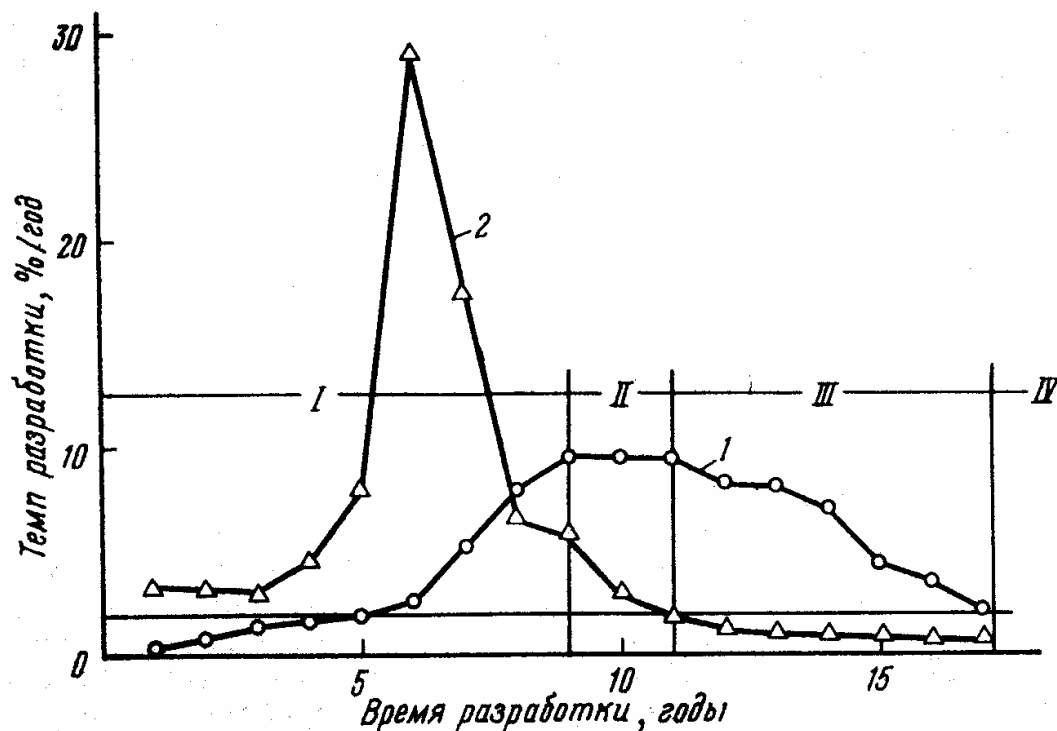
Добыча газа $q_г$. Этот показатель зависит от содержания газа в пластовой нефти, подвижности его относительно подвижности нефти в пласте, отношения пластового давления к давлению насыщения, наличия газовой шапки и системы разработки месторождения.

Технология и показатели разработки

Темп разработки — отношение годовой добычи нефти к извлекаемым запасам, выражается в процентах.

$$z(t) = \frac{q_n(t)}{N}$$

Этот показатель изменяется во времени, отражая влияние на процесс разработки всех технологических операций, осуществляемых на месторождении, как в период его освоения, так и в процессе эксплуатации.



На рисунке приведены кривые, характеризующие темп разработки во времени по двум месторождениям с различными геолого-физическими свойствами. Судя по приведенным зависимостям, процессы разработки этих месторождений существенно отличаются. По кривой 1 можно выделить четыре периода разработки, которые будем называть стадиями.

Технология и показатели разработки

Первая стадия (стадия ввода месторождения в эксплуатацию), когда происходит интенсивное бурение скважин основного фонда, темп разработки непрерывно увеличивается и достигает максимального значения к концу периода. Длительность ее зависит от размеров месторождения и темпов бурения скважин, составляющих основной фонд.

Вторая стадия (стадия поддержания достигнутого максимального уровня добычи нефти) характеризуется более или менее стабильными годовыми отборами нефти. В задании на проектирование разработки месторождения часто указывают именно максимальную добычу нефти, год, в котором эта добыча должна быть достигнута, а также продолжительность второй стадии.

Третья стадия (стадия падающей добычи нефти) характеризуется интенсивным снижением темпа разработки на фоне прогрессирующего обводнения продукции скважин при водонапорном режиме и резким увеличением газового фактора при газонапорном режиме. Значительная часть скважин к концу этой стадии выбывает из эксплуатации.

Четвертая стадия (завершающая стадия разработки) характеризуется низкими темпами разработки. Наблюдаются высокая обводненность продукции и медленное уменьшение добычи нефти.

Технология и показатели разработки

Показатели, характеризующие темпы отбора запасов нефти во времени

Темп отбора балансовых запасов

$$\bar{z}(t) = \frac{q_H(t)}{G}$$

$q_H(t)$ — годовая добыча нефти по месторождению в зависимости от времени разработки;

G — балансовые запасы нефти

$$\bar{z}(t) = z(t)\eta_K$$

η_K - нефтеотдача к концу срока разработки месторождения.

Темп отбора остаточных извлекаемых запасов нефти

$$\varphi(t) = \frac{q_H(t)}{N - Q_H(t)} = \frac{q_H(t)}{N_{ост}(t)}$$

$Q_H(t)$ - накопленная добыча нефти по месторождению в зависимости от времени разработки.

$$\frac{d\varphi}{dt} \frac{z}{\varphi} - \varphi z = \frac{dz}{dt}$$

Дифференциальное уравнение позволяет вычислять значения $\varphi(t)$ при известных $z(t)$

Технология и показатели разработки

Текущая нефтеотдача

$$\eta(t) = \int_0^t \bar{z}(\tau) d\tau = \frac{\int_0^t q_H(\tau) d\tau}{G} = \frac{Q_H(t)}{G}$$

Конечная нефтеотдача

$$\eta_K = \int_0^{t_K} \bar{z}(\tau) d\tau = \frac{Q_H(t_K)}{G} = \frac{N}{G}$$

Обводненность продукции - отношение дебита воды к суммарному дебиту нефти и воды.

$$B = \frac{q_v}{q_v + q_n} = \frac{q_v}{q_{ж}}$$

Пластовое давление.

Под пластовым понимают давление, при котором в продуктивном пласте нефть, газ, вода, а в водоносном — вода находятся в пустотах пластов-коллекторов.

Пластовое давление может быть определено по высоте столба пластовой жидкости в скважине при установлении статического равновесия в системе

Темп отбора жидкости — отношение годовой добычи жидкости в пластовых условиях к извлекаемым запасам нефти, выражается в %/год.

Водонефтяной фактор — отношение текущих значений добычи воды к нефти на данный момент разработки месторождения, измеряется в m^3/m .

КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

Параметры, характеризующие систему разработки

На практике системы разработки нефтяных месторождений различают по двум наиболее характерным признакам:

- 1) наличию или отсутствию воздействия на пласт с целью извлечения нефти из недр;
- 2) расположению скважин на месторождении.

Фонд скважин — общее число нагнетательных и добывающих скважин, предназначенных для осуществления процесса разработки месторождения. Подразделяется на **основной** и **резервный**. Под основным фондом понимают число скважин, необходимое для реализации спроектированной системы разработки. Резервный фонд планируют с целью вовлечения в разработку выявленных во время исследований отдельных линз коллектора и для повышения эффективности системы воздействия на пласт.

Параметр плотности сетки скважин — площадь объекта разработки, приходящаяся на одну скважину

$$S_c = S / n$$

Размерность $[S_c] = \text{м}^2/\text{скв}$
 S — площадь нефтеносности месторождения;
 n — число добывающих и нагнетательных скважин

Классификация и характеристика систем разработки

Удельный извлекаемый запас нефти или параметр А. П. Крылова — отношение извлекаемых запасов нефти по объекту к общему числу скважин.

$$N_{Kp} = N / n$$

Размерность параметра [N_{Kp}] = т/скв.

П а р а метр $\bar{\omega}$ — отношение числа нагнетательных скважин к числу добывающих скважин, т. е.

$$\bar{\omega} = n_n / n_d$$

Этот параметр характеризует интенсивность системы заводнения.

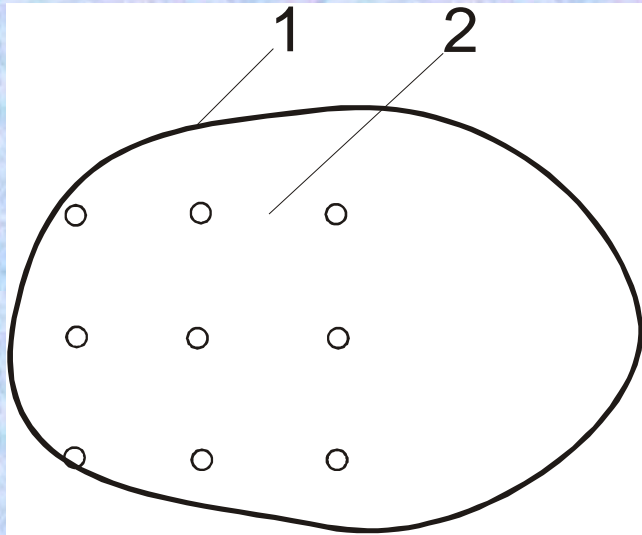
П а р а метр ω_p — отношение числа резервных скважин к числу добывающих скважин основного фонда, т. е. .

$$\omega_p = n_p / n_d$$

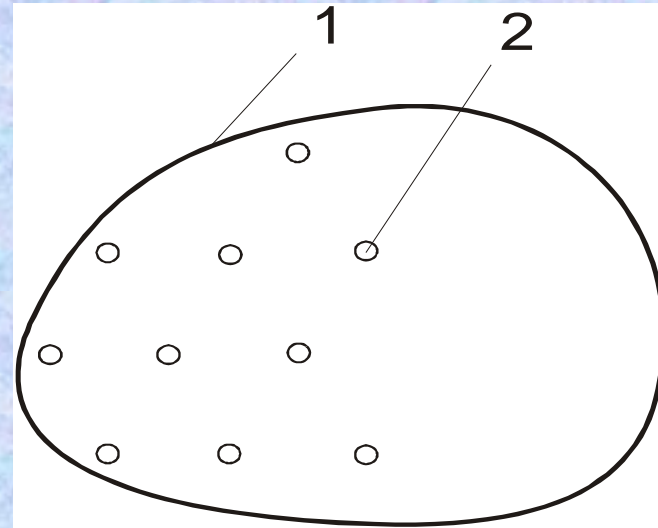
Резервные скважины бурят с целью вовлечения в разработку частей пласта, не охваченных разработкой в результате выявившихся в процессе эксплуатационного его разбуривания не известных ранее особенностей геологического строения этого пласта, а также физических свойств нефти и содержащих ее пород (литологической неоднородности, тектонических нарушений, неньютоновских свойств).

Классификация и характеристика систем разработки

Системы разработки при отсутствии воздействия на пласты



Расположение скважин по четырехточечной сетке

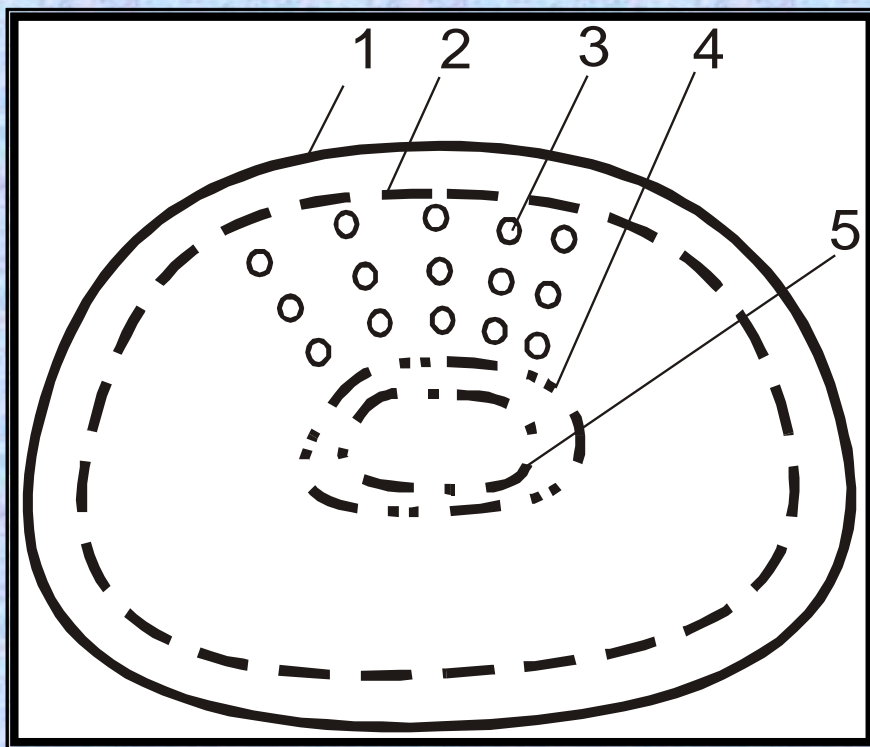


Расположение скважин по трехточечной сетке

1- условный контур нефтеносности; 2- добывающие скважины

Классификация и характеристика систем разработки

Когда предполагается определенное перемещение водонефтяного и газонефтяного разделов, скважины располагают с учетом положения этих разделов



Расположение скважин с учетом водонефтяного и газонефтяного разделов

- 1- внешний контур нефтеносности;
- 2- внутренний контур нефтеносности;
- 3- добывающие скважины;
- 4- внешний контур газоносности;
- 5-внутренний контур газоносности

Классификация и характеристика систем разработки

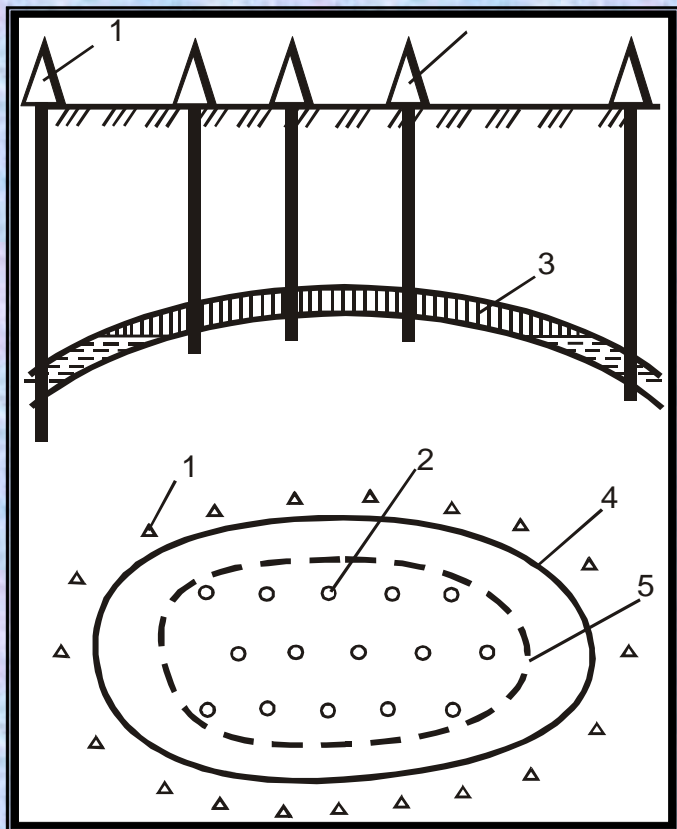
Системы разработки нефтяных месторождений без воздействия на пласты в России в настоящее время применяют редко, в основном в случае длительно эксплуатируемых сильно истощенных месторождений, разработка которых началась задолго до широкого развития методов заводнения (до 50-х г.г. прошлого века); при разработке сравнительно небольших по размерам месторождений с активной законтурной водой, месторождений, содержащих сверхвязкие неглубоко залегающие нефти, или месторождений, сложенных низкопроницаемыми глинистыми коллекторами.

За рубежом разработка месторождений без воздействия на нефтяные пласты продолжает осуществляться в больших, чем в России, масштабах, особенно в случаях пластов с трещиноватыми коллекторами при высоком напоре законтурных вод.

Классификация и характеристика систем разработки

Системы разработки с воздействием на пласты

Системы с законтурным воздействием (заводнением)



Расположение скважин при законтурном заводнении:

1 — нагнетательные скважины; 2 — добывающие скважины; 3 — нефтяной пласт;

4 — внешний контур нефтеносности;

5 — внутренний контур нефтеносности

Показанное на рисунке размещение трех рядов добывающих скважин характерно для сравнительно небольших по ширине месторождений. Так, при расстояниях между рядами, а также между ближайшим к контуру нефтеносности рядом и самим контуром нефтеносности, равных 500 — 600 м, ширина месторождения составляет 2 — 2,5 км.

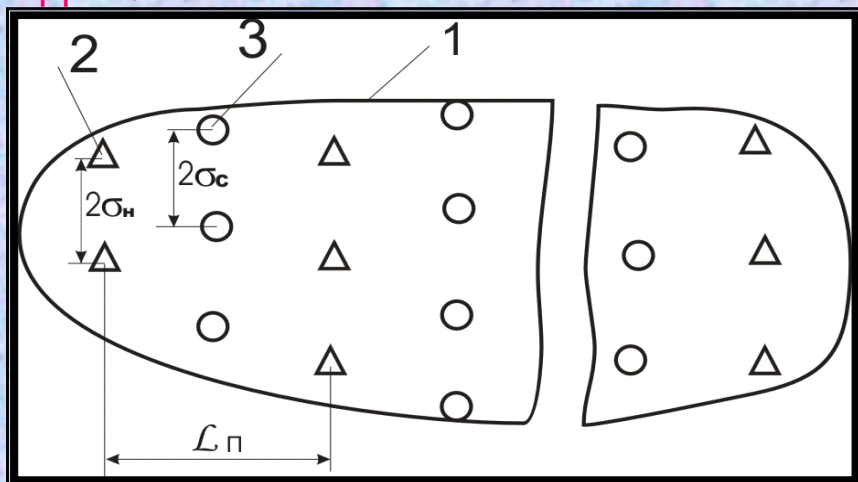
$$\omega = 1 \div 1/5 \quad \omega_p = 0,1 \div 0,3$$

Классификация и характеристика систем разработки

Системы с внутриконтурным воздействием

Рядные системы разработки

Число рядов в рядных системах **нечетное** вследствие необходимости проводки центрального ряда скважин, к которому предполагается стягивать водонефтяной раздел при его перемещении в процессе разработки пласта. Поэтому центральный ряд скважин в этих системах называют **стягивающим рядом**.



Расположение скважин при однорядной системе разработки:
1-условный контур нефтеносности; 2-нагнетательные скважины; 3-добывающие скважины.

Однорядная система разработки

Поскольку в однорядной системе число добывающих скважин примерно равно числу нагнетательных, то эта система **очень интенсивная**. Эту систему используют при разработке низкопроницаемых, сильно неоднородных пластов с целью обеспечения большего охвата пластов воздействием, а также при проведении опытных работ на месторождениях по испытанию технологии методов повышения нефтеотдачи пластов

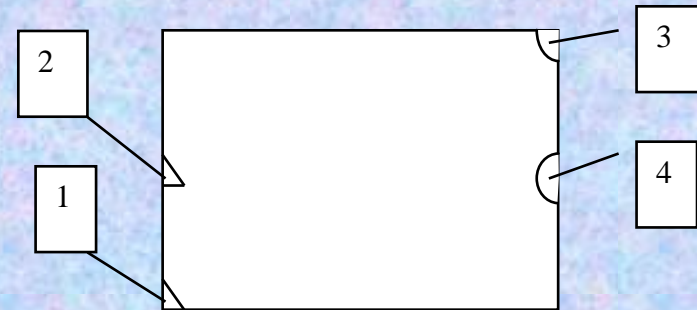
$$\omega \approx 1$$

Классификация и характеристика систем разработки

Системы с внутриконтурным воздействием

Элемент системы разработки

Во всех системах с геометрически упорядоченным расположением скважин можно выделить элементарную часть (элемент), характерную для данной системы в целом. Складывая элементы по площади объекта разработки и по времени ввода элементов в эксплуатацию получают всю систему разработки месторождения.



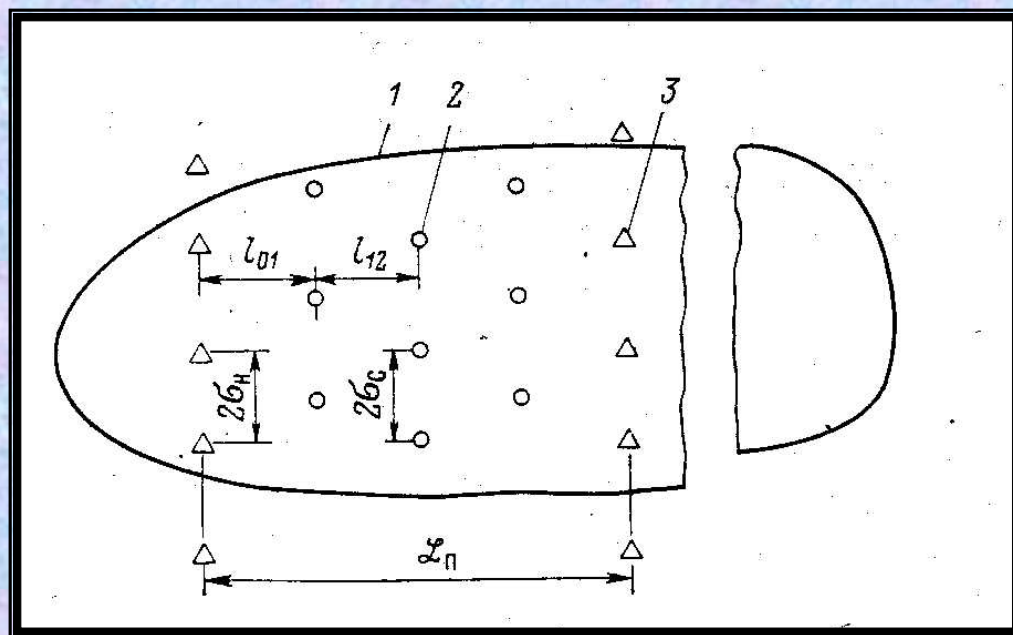
Элемент однорядной системы разработки:

- 1- “четверть” нагнет. скважины при шахматном расположении скважин;
- 2 – “половина” нагнет. скважины при линейном расположении скважин;
- 3, 4 – соответственно “четверть” и “половина” добывающей скважины.

Классификация и характеристика систем разработки

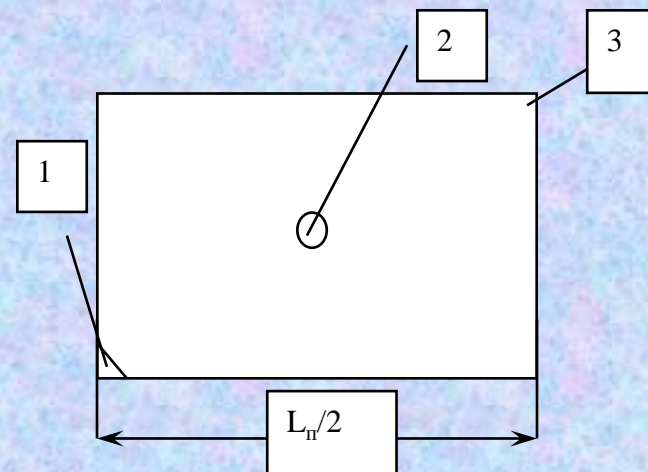
Системы с внутриконтурным воздействием

Трехрядная с и с т е м а разработки



Расположение скважин при трехрядной системе разработки:

- 1-условный контур нефтеносности;
- 2-добывающие скважины;
- 3-Нагнетательные скважины



Элемент трехрядной системы разработки:

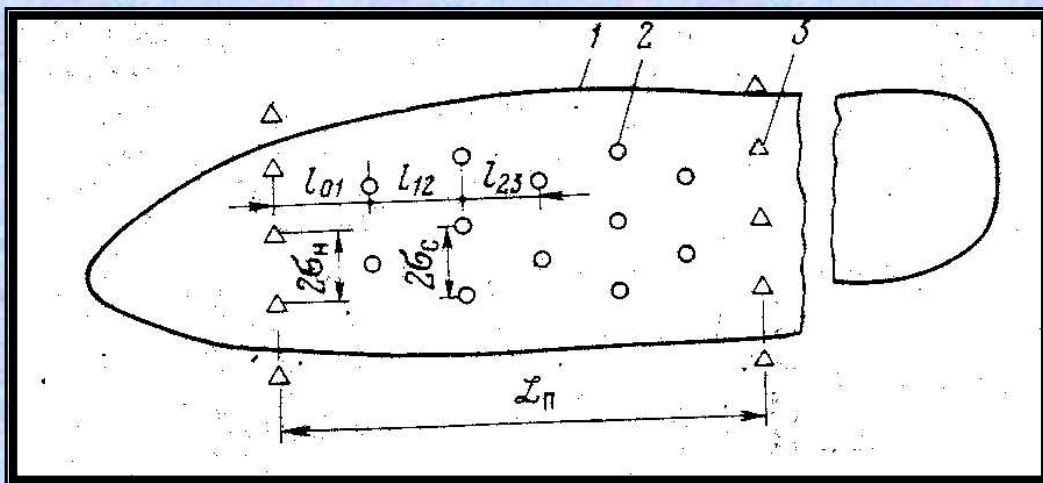
- 1 – “четверть” нагнетательной скважины;
- 2 – добывающая скважина;
- 3 – “четверть” добывающей скважины

$$\omega \approx 1/3$$

Классификация и характеристика систем разработки

Системы с внутриконтурным воздействием

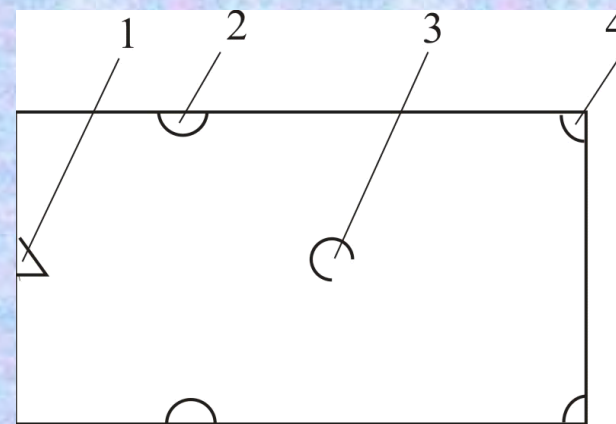
Пятирядная с и с т е м а разработки



Расположение скважин при пятирядной системе разработки

- 1-условный контур нефтеносности;
- 2-добывающие скважины;
- 3-Нагнетательные скважины

$$\omega = 1/5$$



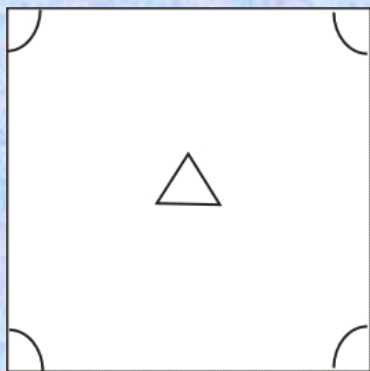
Элемент пятирядной системы разработки:

- 1 – «половина» нагнетательной скважины;
- 2 – «половина» добывающей скважины первого ряда; 3 – добыв. скважина второго ряда; 4 – «четверть» добыв. скважины третьего ряда.

Классификация и характеристика систем разработки

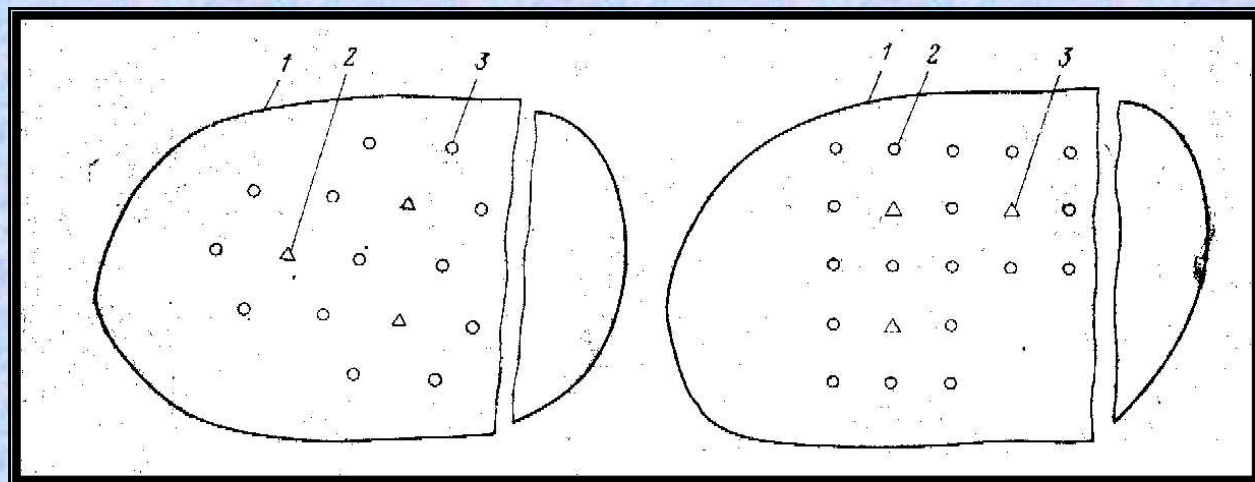
Системы с внутриконтурным воздействием

Системы с площадным расположением скважин



Элемент
пятиточечной

$$\omega = 1/1$$



Семиточечная
система

$$\omega = 1/2$$

Девятиточечная
система

$$\omega = 1/3$$

Классификация и характеристика систем разработки

Системы с внутриконтурным воздействием

Другие системы разработки

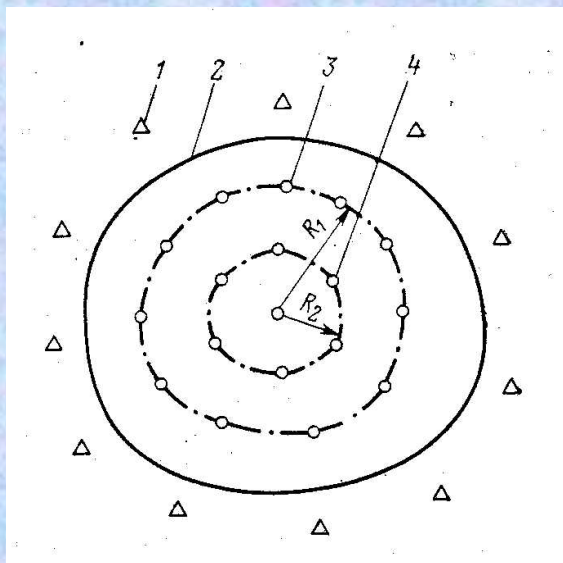


Схема батарейного расположения скважин:

- 1 — нагнетательные скважины;
2 — условный контур нефтеносности. 3 и 4 — добывающие скважины соответственно первой батареи радиусом R_1 и второй батареи радиусом R_2

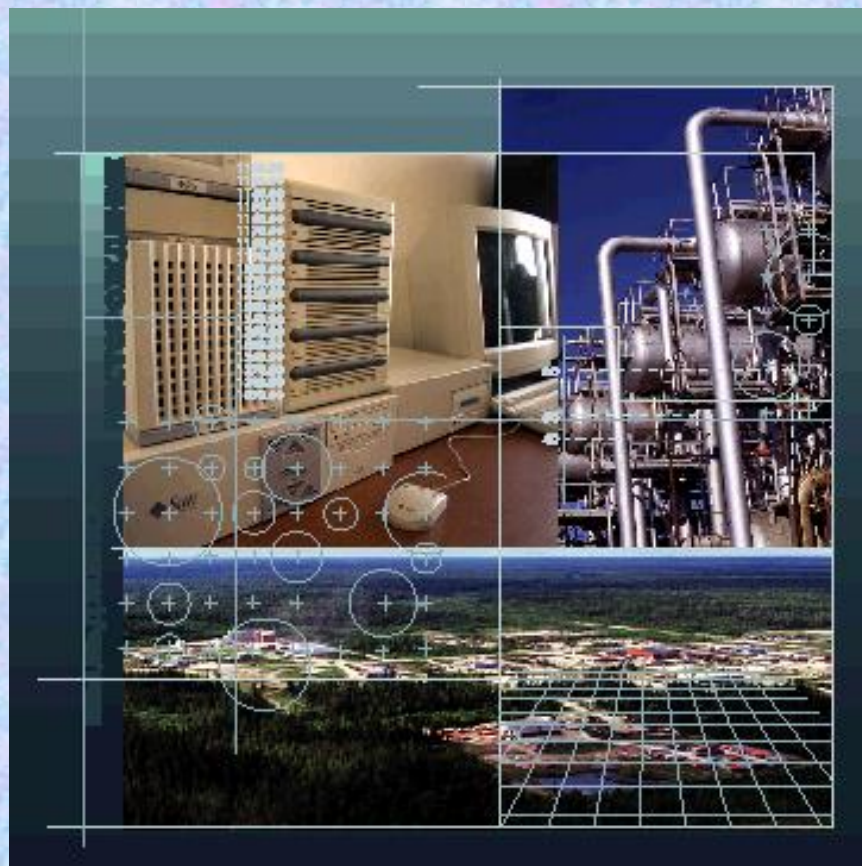
Система с **батарейным расположением скважин** используется в редких случаях в залежах круговой формы в плане.

Система с **барьерным заводнением**, применяется при разработке нефтегазовых залежей.

Смешанные системы — комбинация описанных систем разработки, иногда со специальным расположением скважин, используются при разработке крупных нефтяных месторождений и месторождений со сложными геолого-физическими свойствами.

Очаговое и избирательное заводнения применяются для регулирования разработки нефтяных месторождений с частичным изменением ранее существовавшей системы.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РЕГЛАМЕНТ

составления проектных технологических документов на разработку
нефтяных и газонефтяных месторождений

РД 153-39-007-96

взамен РД 39-0147035-207-86

РАЗРАБОТАН

ОАО "Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. академика А.П.Крылова (ВНИИ)" с участием рабочей группы специалистов нефтяных предприятий, Минтопэнерго Российской Федерации

СОГЛАСОВАН

Госгортехнадзором Российской Федерации, Роскомнедра

ВНЕСЕН

Главным управлением разработки и лицензирования месторождений

УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

Минтопэнерго Российской Федерации

ВЗАМЕН

РД 39-0147035-207-86

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

- 1. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений/ Миннефтепром. - М., 1987.**
- 2. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 39-0147035- 207-86 / Миннефтепром. - М., 1986. - 105 с.**
- 3. Положение о порядке составления, рассмотрения и утверждения технологической проектной документации на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 39-0147035-215-86/ Миннефтепром М., 1986.**
- 4. Методические указания по проведению авторских надзоров за реализацией проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений: РД 39-0147035-203-87. - М., 1986.**
- 5. Методическое руководство по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений: РД 39-0147035-205-86. - М., 1985. - 144 с.**
- 6. Методические указания по проведению геолого-промыслового анализа разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений: РД 39-0147035-202-87. - М., 1987. - 46 с.**
- 7. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. - М., 1983.**

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ЦКР РФ - Центральная комиссия по разработке РФ

НИПИ - научно-исследовательский проектный институт

ГКЗ РФ - Государственная комиссия по запасам Российской Федерации

ЦКЗ-нефть Роскомнедра - Центральная комиссия по запасам нефти Роскомнедра

ВНК - водонефтяной контакт

ГНК - газонефтяной контакт

ГВК - газоводяной контакт

ГИС - геофизические исследования скважин

ГДИ - гидродинамические исследования

ВСП - вертикальное сейсмическое профилирование

КВУ - кривая восстановления уровня

КВД - кривая восстановления давления

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

ЧНЗ - чисто нефтяная зона

ГНЗ - газонефтяная зона

ВНЗ - водонефтяная зона

ГВНЗ - газоводонефтяная зона

КИН - коэффициент извлечения нефти

РИР - ремонтно-изоляционные работы

ГРП - гидравлический разрыв пласта

ППД - поддержание пластового давления

ПАВ - поверхностно-активные вещества

ЦГЭ - Центральная геофизическая экспедиция

НКТ - насосно-компрессорные трубы

ТЭО - технико-экономическое обоснование

МУН - методы увеличения нефтеотдачи

САПР - система автоматизации проектирования разработки

ПДС - полимердисперсная система

ПОРЯДОК СОСТАВЛЕНИЯ И УТВЕРЖДЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ ДОКУМЕНТОВ НА ВВОД В РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Разведанные месторождения или части месторождений нефти и газа считаются подготовленными для промышленного освоения, согласно действующим нормативным документам, при соблюдении следующих основных условий:

1) Осуществлена пробная эксплуатация разведочных скважин или опытно-промышленная разработка представительных участков месторождения.

2) Балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов утверждены **ГКЗ (государственной комиссией по запасам) РФ, и дана оценка перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата.**

Проектирование и ввод в разработку месторождений с извлекаемыми запасами нефти до 3 млн.т и газа до 3 млрд.м³ осуществляются на базе запасов, принятых **ЦКЗ-нефть Роскомнедра;**

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

3) утвержденные балансовые запасы нефти, газа и конденсата, а также запасы содержащихся в них компонентов, используемые при составлении проектных документов на промышленную разработку, должны составлять **не менее 80% категории С1 и до 20% категории С2**. Возможность промышленного освоения разведанных месторождений (залежей) или частей месторождений нефти и газа при наличии запасов категории С2 более 20% устанавливается в исключительных случаях ГКЗ РФ при утверждении запасов на основе экспертизы материалов подсчета;

4) Состав и свойства нефти, газа и конденсата, содержание в них компонентов, имеющих промышленное значение, особенности разработки месторождения, дебиты нефти, газа и конденсата, гидрогеологические, геокриологические и другие природные условия изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления **технологической схемы** разработки месторождения.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

5) В районе разведанного месторождения должны быть оценены сырьевая база строительных материалов и возможные источники хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, обеспечивающие удовлетворение потребностей будущих предприятий по добыче нефти и газа;

6) Имеются сведения о наличии в разведочных скважинах поглощающих горизонтов, которые могут быть использованы при проведении проектно-изыскательских работ для изучения возможностей сброса промышленных и других сточных вод.

7) Составлены рекомендации по разработке мероприятий по обеспечению предотвращения загрязнения окружающей среды, обеспечению безопасности проведения работ.

8) Утверждены **технологические проектные документы на промышленную разработку (технологическая схема или проект)** и проектно- сметная документация на обустройство, предусматривающие утилизацию нефтяного газа, газового конденсата в случае установления их промышленного значения.

9) **Получена лицензия на право пользования недрами.**

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

*Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на разведанные (промышленные) категории **A, B, C₁** и предварительно оцененные—категория **C₂, C₃**.*

Категория A - запасы залежи (ее части), изученной с детальностью, обеспечивающей полное определение типа, формы и размеров залежи; эффективной нефте- и газонасыщенной толщины, типа коллектора, характера изменения коллекторских свойств; нефте- и газонасыщенности продуктивных пластов, состава и свойств нефти, газа и конденсата, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки.

Запасы **категории A** подсчитываются по залежи (ее части) разбуренной в соответствии с **утвержденным проектом разработки** месторождения нефти или газа.

Категория В - запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или газа в скважинах на различных гипсометрических отметках.

Запасы **категории В** подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с **утвержденной технологической схемой** разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа.

Категория С1 - запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных в скважинах **промышленных притоков нефти или газа** (часть, скважин опробована испытателем пластов) и положительных результатов геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах.

Запасы **категории С1** подсчитываются по результатам геолого-разведочных работ и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных **для составления технологической схемы** разработки месторождения нефти или **проекта опытно-промышленной разработки** месторождения газа.

Категория С2 - запасы залежи (ее части), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований.

Запасы **категории С2** используются для определения перспектив месторождения, планирования геологоразведочных работ или геолого-промысловых исследований при переводе скважин на вышележащие пласты и частично для проектирования разработки залежей.

Категория С3 - перспективные ресурсы нефти и газа подготовленных для глубокого бурения площадей, находящихся в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными данным района методами геологических и геофизических исследований, а также не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений, если продуктивность их установлена на других месторождениях района.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

Технологические проектные документы служат основой для составления проектов обоснования инвестиций и ТЭО проектов, проектов обустройства месторождений, технических проектов на строительство скважин, схем развития и размещения нефтегазодобывающей промышленности района, разработки годовых и перспективных прогнозов добычи нефти и газа, объемов буровых работ и капиталовложений, геолого-технических мероприятий, внедряемых на месторождении.

Технологическими проектными документами являются:

- проекты пробной эксплуатации;**
- технологические схемы опытно-промышленной разработки;**
- технологические схемы разработки;**
- проекты разработки;**
- уточненные проекты разработки (доработки);**
- анализы разработки.**

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

Проектные технологические документы на разработку месторождений и дополнения к ним рассматриваются и утверждаются ЦКР (центральной комиссией по разработке) Министерства природных ресурсов РФ, а также территориальными Комиссиями, создаваемыми по согласованию с Министерством природных ресурсов РФ.

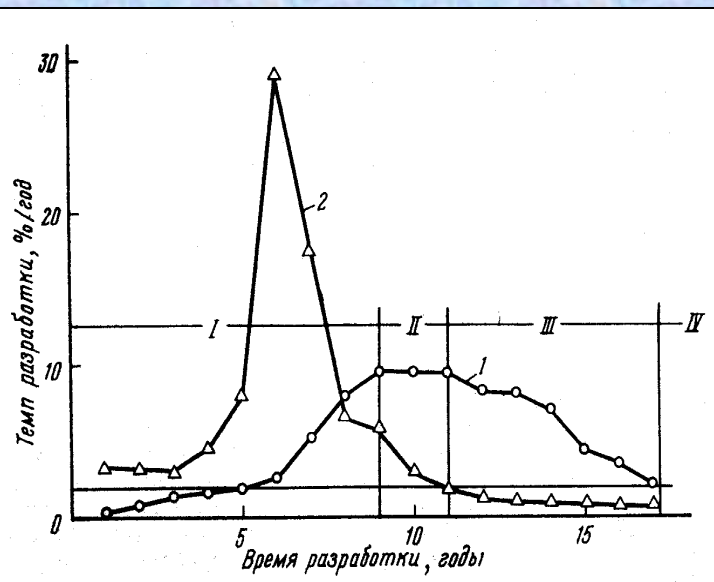
Проекты пробной эксплуатации составляются для месторождений, разведка которых не закончена или при отсутствии в достаточном объеме исходных данных для составления технологической схемы разработки. **Проект пробной эксплуатации** месторождения составляется по данным его разведки, полученным в результате исследования, опробования, испытания и пробной эксплуатации разведочных скважин.

Технологические схемы опытно-промышленной разработки составляются как для объектов в целом или участков месторождений, находящихся на любой стадии промышленной разработки, так и для вновь вводимых месторождений в целях проведения промышленных испытаний новой для данных геолого-физических условий системы или технологии разработки.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

Технологическая схема разработки является проектным документом, определяющим предварительную систему промышленной разработки месторождения на период его разбуривания основным эксплуатационным фондом скважин. **Технологические схемы разработки** составляются по данным разведки и пробной эксплуатации.



Проект разработки является основным документом, по которому осуществляется комплекс технологических и технических мероприятий по извлечению нефти и газа из недр, контролю над процессом разработки.

Проекты разработки составляются после завершения бурения **70%** и более основного фонда скважин по результатам реализации технологических схем разработки с учетом уточненных параметров пластов.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

Уточненные проекты разработки составляются на поздней стадии разработки после извлечения основных извлекаемых (порядка 80%) запасов нефти месторождения в соответствии с периодами планирования. В уточненных проектах по результатам реализации проектов и анализа разработки предусматриваются мероприятия по интенсификации и регулированию процесса добычи нефти, по увеличению эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения.

Анализ разработки осуществляется по разрабатываемым месторождениям в целях определения эффективности применяемой технологии разработки, выработки запасов по площади и разрезу, объектов разработки и определения мер, направленных на совершенствование систем разработки и повышение их эффективности.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

Составление технологических проектных документов на промышленную разработку нефтяных и газонефтяных месторождений является **комплексной научно-исследовательской работой**, требующей творческого подхода, учета передового отечественного и зарубежного опыта, современных достижений науки и практики разработки (нефтепромысловой геологии, физико-химии пласта и подземной гидродинамики), компьютерных методов, технологии и техники строительства и эксплуатации скважин, обустройства промыслов, экономико-географических факторов, требований охраны недр и окружающей среды.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

В проектных документах на разработку обосновываются:

- выделение эксплуатационных объектов;
- системы размещения и плотность сеток добывающих и нагнетательных скважин;
- выбор способов и агентов воздействия на пласты;
- порядок ввода объекта в разработку;
- способы и режимы эксплуатации скважин;
- уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа и жидкости из пластов, закачки в них вытесняющих агентов, обеспечивающие наиболее полную выработку;
- вопросы повышения эффективности реализуемых систем разработки заводнением;
- вопросы, связанные с особенностями применения физико-химических, тепловых и других методов повышения нефтеизвлечения из пластов;
- выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования;

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

В проектных документах на разработку обосновываются:

- мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин;
- требования к системам сбора и промысловой подготовки продукции скважин;
- требования к системам поддержания пластового давления (ППД) и качеству используемых агентов;
- требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин;
- мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки;
- комплекс геофизических и гидродинамических исследований скважин;
- мероприятия по охране недр и окружающей среды, технике безопасности, промышленной и пожарной безопасности с учетом состояния окружающей среды;
- объемы и виды работ по доразведке месторождения;
- вопросы, связанные с опытно-промышленными испытаниями новых технологий и технических решений.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

В **технологических схемах** число расчетных **вариантов** должно быть **не менее трех**, а в **проектах** и **уточненных проектах** разработки – не **менее двух** вариантов.

В каждом из вариантов разработки устанавливается проектный уровень добычи нефти по месторождению, период стабильной добычи из условия, чтобы величины максимальной и минимальной добычи за этот период не отличались более чем на 2-5% от проектного уровня.

Во всех проектных документах один из рассматриваемых вариантов разработки выделяется в качестве **базового варианта**. Им, как правило, является утвержденный вариант разработки по последнему проектному документу с учетом изменения величины запасов нефти.

Во всех рассматриваемых вариантах разработки в технологических схемах и проектах разработки предусматривается **резервный фонд скважин**. Число резервных скважин обосновывается и в технологических схемах может составлять 10-25% основного фонда скважин, в проектах – до 10%.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

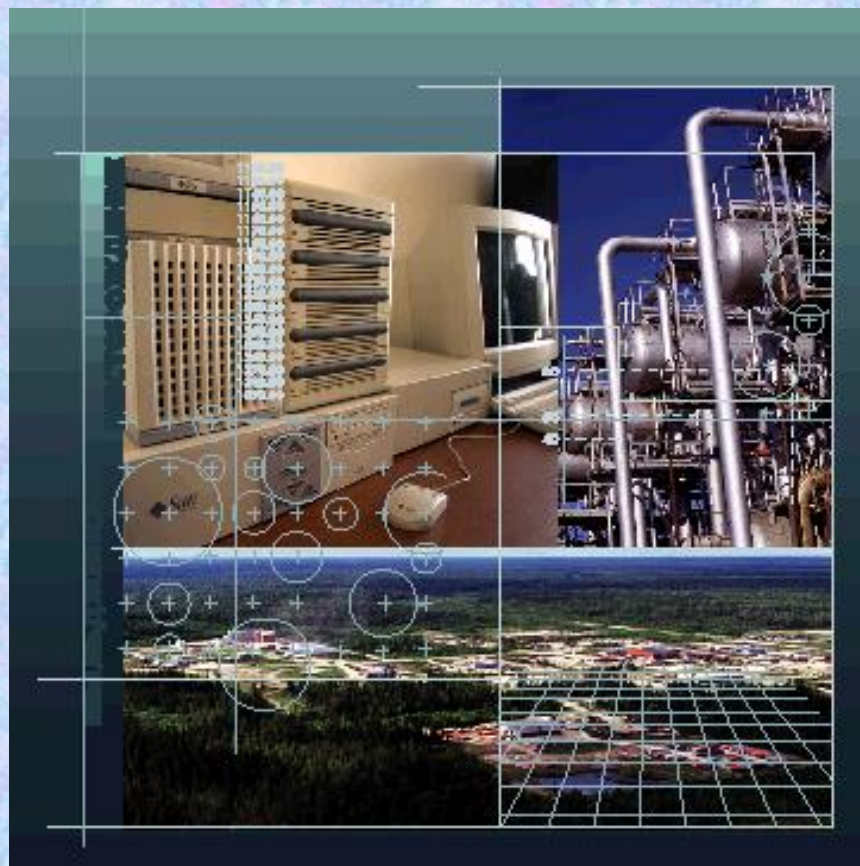
В технологических схемах и проектах разработки обосновывается возможность или необходимость применения методов повышения нефтеизвлечения или необходимость их опытно-промышленных испытаний.

Экономические показатели

вариантов разработки определяются с использованием действующих в Минтопэнерго РФ методов экономической оценки на основе рассчитанных технологических показателей и системы рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев

В технологических схемах и проектах разработки должны предусматриваться наиболее прогрессивные системы разработки и передовая технология нефтедобычи, обеспечивающие достижение или превышение утвержденной величины коэффициента извлечения нефти.

РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

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

К числу технологических методов регулирования разработки нефтяных месторождений относят следующие

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

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

Проектирование и регулирование разработки нефтяных месторождений

Регулирование разработки нефтяных месторождений

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

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

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

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

1) очаговое и избирательное воздействие на разрабатываемые объекты путем осуществления закачки в пласт веществ через специально пробуренные отдельные нагнетательные скважины-очаги или группы нагнетательных скважин

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

Проектирование и регулирование разработки нефтяных месторождений

Регулирование разработки нефтяных месторождений

Технология циклического воздействия на пласт

заключается в периодическом изменении дебитов добывающих скважин и расходов закачиваемой воды в нагнетательные скважины на каком-либо достаточно крупном участке месторождения или на месторождении в целом.

В соответствии с теорией упругого режима перераспределение пластового давления происходит быстрее в высокопроницаемых пропластках или в трещинах.

Направленное изменение **фильтрационных потоков** проводят путем изменения режимов работы отдельных групп добывающих и нагнетательных скважин с целью ускорения продвижения водонефтяного контакта по тем линиям движения, по которым он до этого продвигался медленно, и, наоборот, замедления его перемещения в других направлениях.

Направленное изменение фильтрационных потоков приводит и к дополнительному эффекту, связанному с «вымыванием» нефти из областей пласта, где до изменения направлений потоков градиенты давления и скорости фильтрации были низкими.

ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Адресная постоянно-действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) - это объемная имитация месторождения, хранящаяся в памяти компьютера в виде многомерного объекта, позволяющая исследовать и прогнозировать процессы, протекающие при разработке в объеме резервуара, непрерывно уточняющаяся на основе новых данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения.

Интегрированная база геологической, геофизической, гидродинамической и промысловой информации;

Цифровая трехмерная адресная геологическая модель месторождения

Трехфазные и композиционные, фильтрационные (гидродинамические) математические модели процессов разработки

Сервисные программные средства построения, просмотра, редактирования

Проектирование и регулирование разработки нефтяных месторождений

Постоянно действующие геолого-технологические модели нефтяных и газонефтяных месторождений

Под цифровой трехмерной адресной геологической моделью (ГМ) месторождения понимается представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора цифровых карт (двухмерных сеток) или трехмерной сетки ячеек, характеризующих

Программный комплекс ГМ должен обеспечивать

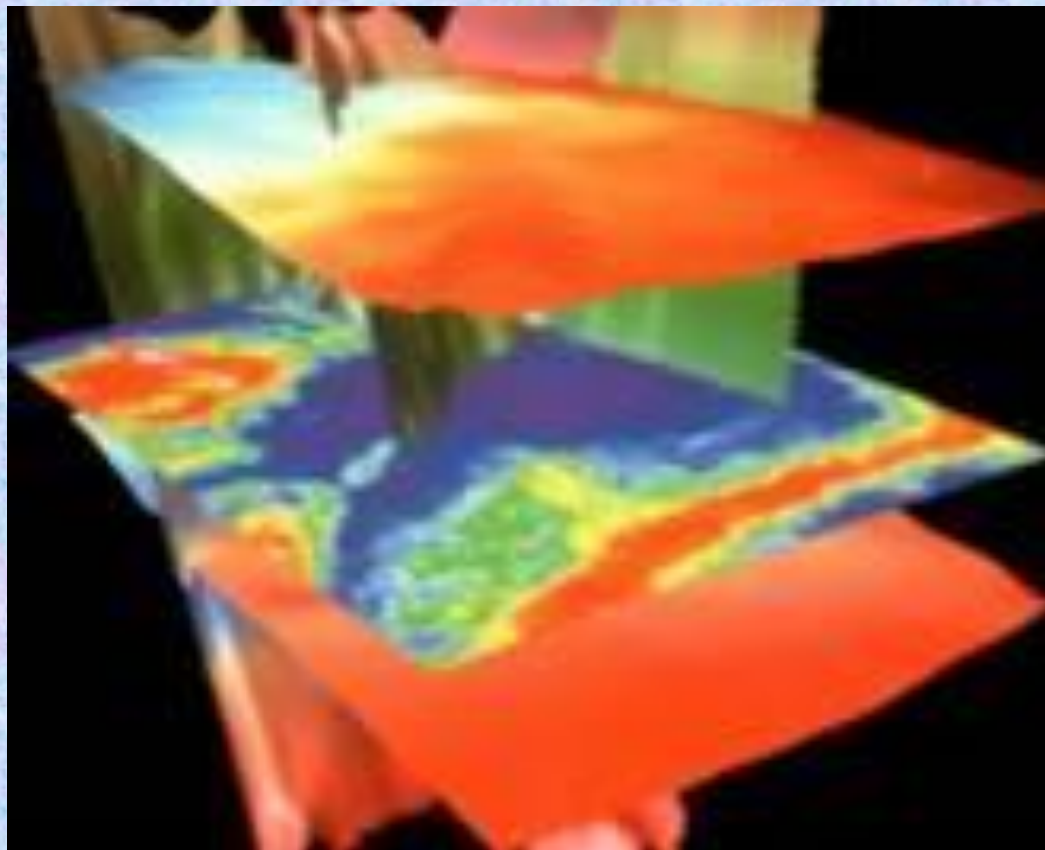
Формирование модели в виде, требуемом для передачи в системы фильтрационного моделирования

Формирование сеток и построение карт параметров пласта, структурных и литологических карт

Построение геологических и палеопрофилей, просмотр каротажных диаграмм, результатов обработки и интерпретации ГИС, интерпретации 2D и 3D сейсморазведки

Дифференцированный подсчет запасов нефти, газа и конденсата.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ



МОДЕЛИ ПЛАСТА И ПРОЦЕССОВ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ

Модель пласта — это система количественных представлений о его геолого-физических свойствах, используемая в расчетах разработки нефтяного месторождения.

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

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

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

Модели пласта и процессов вытеснения нефти

Вероятностно-статистические модели

Модель однородного пласта

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

Свойства пласта в количественном выражении определяют как средне-взвешенные по объему величины:

$$\bar{x}_V = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{x}_i \Delta V_i}{V}$$

Чаще используют средневзвешенные по площади залежи величины, которые устанавливают с помощью карт равных значений рассматриваемых параметров:

$$\bar{x}_S = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{x}_i \Delta S_i}{S}$$

\bar{x}_i — параметр, определяемый как средний между двумя соседними линиями равных его значений; ΔS_i — площадь, образованная двумя соседними линиями с параметрами x_i и x_{i-1} ;

$$S = \sum_{i=1}^n \Delta S_i$$

— общая площадь залежи.

Вероятностно-статистические модели

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

$$h = \sum_{i=1}^n \Delta h_i$$

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

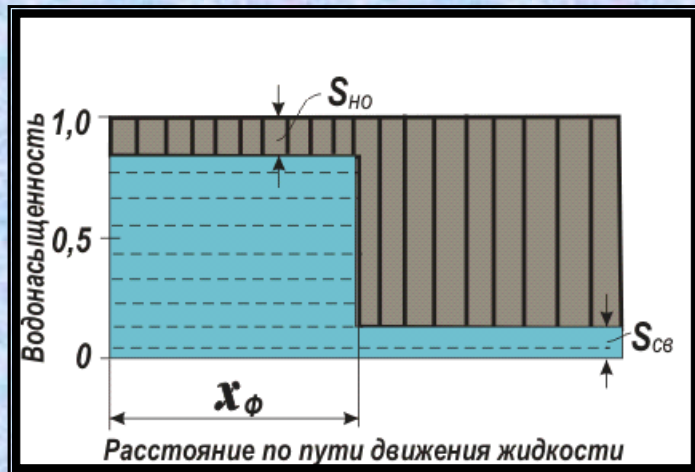
$$h = \sum_{i=1}^n \Delta h_i \quad ,$$

где n – число слоев.

Модели пласта и процессов вытеснения нефти

Модели вытеснения нефти

Модель поршневого вытеснения

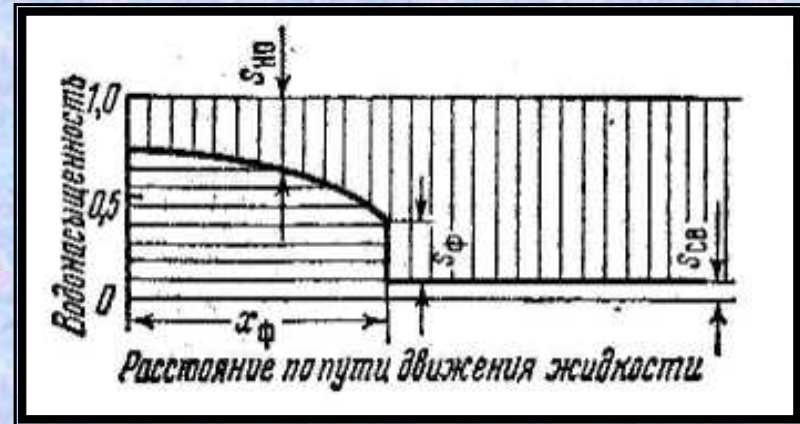


Предполагается движущийся в пласте вертикальный фронт, впереди которого нефтенасыщенность равна начальной

$$s_{OH} = 1 - s_{CB}$$

а позади остается промытая зона с остаточной нефтенасыщенностью S_{HO} . Обводнение продукции скважин должно произойти мгновенно в момент подхода фронта вытеснения к скважинам.

Модель непоршневого вытеснения



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

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ

Моделирование — это постановка соответствующих процессу разработки нефтяного месторождения математических задач, включающих дифференциальные уравнения, начальные и граничные условия. Процедуры расчетов на основе моделей называют методиками расчетов.

Дифференциальные уравнения, описывающие процессы разработки нефтяных месторождений, основаны на использовании двух фундаментальных законов природы — **закона сохранения вещества** и **закона сохранения энергии**, а также на целом ряде физических, физико-химических, химических законов и специальных законах фильтрации.

Закон сохранения вещества в моделях процессов разработки месторождений записывают либо в виде дифференциального **уравнения неразрывности** массы вещества, именуемого часто просто уравнением неразрывности, либо в виде формул, выражающих **материальный баланс** веществ в пласте в целом. В последнем случае закон сохранения вещества используют непосредственно для расчета данных процессов разработки месторождений, а соответствующий ему метод расчета получил название **метода материального баланса**.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ

Уравнение неразрывности

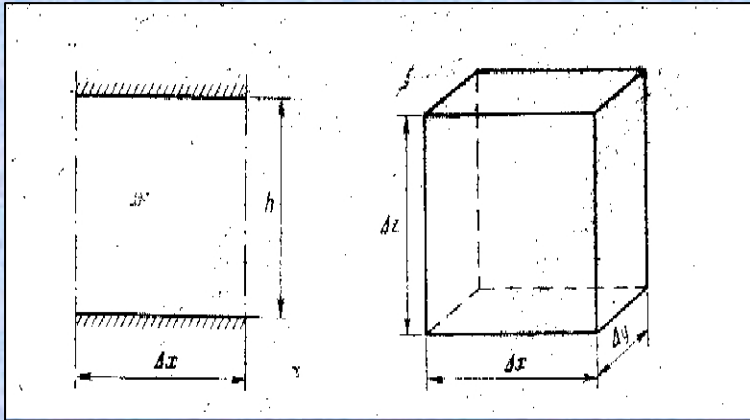


Рис. Схема элементарного объема прямолинейного пласта в одномерном и трехмерном случае

Масса ΔM вещества плотностью ρ в элементе пласта (рис.) длиной Δx , толщиной h и шириной b , измеряемой в направлении, перпендикулярном к плоскости при пористости m пласта, составит

$$\Delta M = \rho m h \Delta x \quad (1)$$

Если считать, что в элемент пласта через его левую грань поступает вещество с массовой скоростью ρv_x , вытесняется из элемента с массовой скоростью $\rho v_x + \frac{\partial \rho v_x}{\partial x} \Delta x$, а накопленный объем его $\delta \Delta M$ за время Δt , получим с учетом того, что в элемент вошло больше вещества, чем из него вышло:

$$\rho v_x b h \Delta t - \left(\rho v_x + \frac{\partial \rho v_x}{\partial x} \Delta x \right) \cdot b h \Delta t = \delta \Delta M = \delta(\rho m) b h \Delta x \quad (2)$$

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ

РАЗРАБОТКИ

Уравнение неразрывности

Из (2) имеем

$$\frac{\partial \rho v_x}{\partial x} + \frac{\partial \rho m}{\partial t} = 0 \quad (3)$$

при $\Delta t \rightarrow 0$

$$\frac{\partial \rho v_x}{\partial x} + \frac{\Delta(\rho m)}{\Delta t} \quad (4)$$

Уравнение (4) и есть уравнение неразрывности массы вещества в пласте при одномерном прямолинейном движении насыщающего его вещества.

Чтобы получить такое уравнение для трехмерного случая, необходимо рассмотреть баланс массы в объемном элементе пласта $\Delta V = \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z$.

Рассматривая массовые скорости поступления вещества в куб и вытеснения из него, а также накопленный объем его в кубе, получим

$$\frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho v_z)}{\partial z} + \frac{\partial(\rho m)}{\partial t} = 0 \quad \text{или} \quad \operatorname{div}(\rho v) + \frac{\partial(\rho m)}{\partial t} = 0$$

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ

Уравнение энергии

Полная энергия единицы массы пласта E_n состоит из отнесенных к единице массы внутренней удельной энергии пород пласта и насыщающих его веществ u_n , удельной потенциальной z и кинетической энергии веществ, движущихся в пласте со скоростью w .

С учетом (1) из (2) получим

$$\Delta \left(u_n + z + \frac{w^2}{2g} \right) + \delta W = A \delta Q_m$$

$$E_n = u_n + z + \frac{w^2}{2g} \quad (1)$$

Из закона сохранения энергии следует, что изменение энергии пласта ΔE_n и произведенной удельной работы δW равно количеству подведенного к пласту тепла δQ_m , умноженного на механический эквивалент тепла A .

$$(3) \quad \Delta E_n + \delta W = A \delta Q_m \quad (2)$$

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ

РАЗРАБОТКИ

Уравнение энергии

Количественная оценка входящих в (3) величин показывает:

Удельная потенциальная энергия в пластах z может изменяться в соответствии с возможными изменениями уровня движущихся в пласте веществ. Обычно это десятки и иногда сотни метров.

Удельной кинетической энергией движущихся в пласте веществ можно всегда, кроме особых случаев движения веществ в призабойной зоне скважин, пренебречь.

Работа вещества, насыщающего пласт, намного меньше, чем изменение удельной внутренней энергии при тепловых методах разработки нефтяных месторождений, но при определенных условиях может быть значительной

Наиболее существенное изменение энергии в элементе пласта связано с переносом тепла за счет **теплопроводности и конвекции**.

Определенный вклад в энергетический баланс пласта, особенно при высоких скоростях движения насыщающих его веществ, вносят **работа расширения-сжатия веществ и гидравлическое трение**.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ

Уравнение энергии

Напишем уравнение сохранения энергии в пласте, учитывая теплопроводность и конвекцию, а также работу расширения - сжатия веществ и гидравлическое трение.

$$A \left(\frac{\partial u}{\partial t} + \text{div} v_{\Sigma} u \right) = m \left(\frac{\delta \rho E_p}{\partial t} + \text{div} E_p \rho v \right) = v \cdot \text{grad} p$$

$$u = c \rho T$$

Поток внутренней энергии

$$E_p \quad \text{Энергия сжатия}$$

$$A \delta Q_m = v \cdot \text{grad} p$$

Тепло за счет гидравлического трения

v_{Σ} - вектор суммарной скорости теплопереноса в пласте за счет теплопроводности и конвекции

v - вектор скорости фильтрации

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ЕСТЕСТВЕННЫХ РЕЖИМАХ

Упругий режим

Разработка нефтяного месторождения при **упругом режиме** - это осуществление процесса извлечения нефти из недр в условиях, когда **пластовое давление превышает давление насыщения**, поля давлений и скоростей продвижения нефти и воды, насыщающих пласт, а также воды в его законтурной области не установившиеся, **изменяющиеся во времени в каждой точке пласта.**

Упругий режим проявляется во всех случаях, **когда изменяются** дебиты добывающих нефть скважин или расходы воды, закачиваемой в нагнетательные скважины.

Упругий режим с точки зрения физики — **расходование или пополнение упругой энергии пласта**, происходящее благодаря сжимаемости пород и насыщающих их жидкостей.

С уменьшением пластового давления до значения, меньшего, чем давление насыщения, из нефти начнет выделяться растворенный в ней газ, и режим пласта изменится — **упругий режим сменится режимом растворенного газа или газонапорным.**

Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

Упругий режим

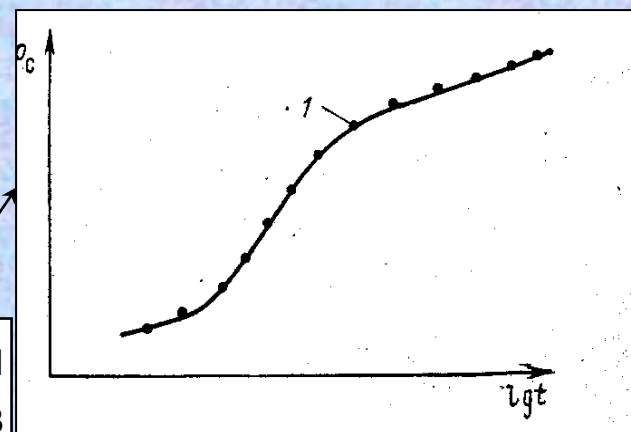
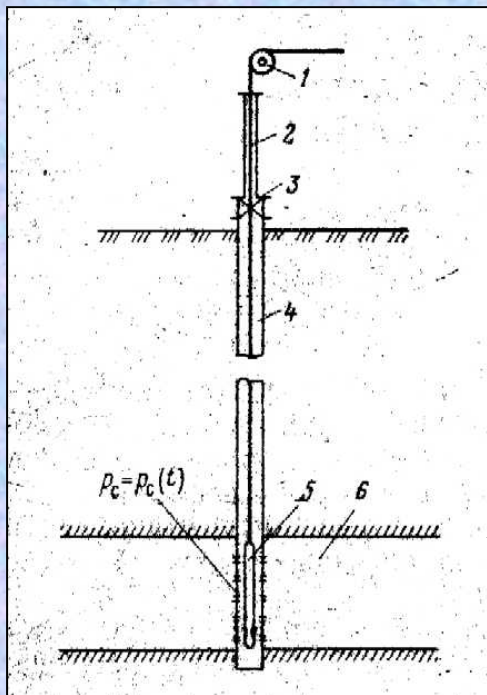
Теорию упругого режима используют главным образом для решения следующих задач по разработке нефтяных месторождений:

1. Определение давления на забое скважины в результате ее пуска, остановки или изменения режима эксплуатации, а также при интерпретации результатов исследования скважин с целью определения параметров пласта.

На основе теории упругого режима создан наиболее известный в практике разработки нефтяных месторождений метод определения параметров пласта по кривым восстановления давления в остановленных скважинах (метод КВД).

Схема исследования скважины методом восстановления давления

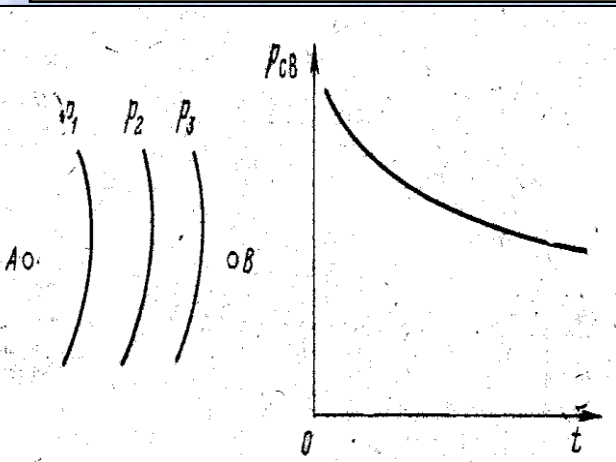
Кривая восстановления давления в скважине



Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

Упругий режим

2. Расчеты перераспределения давления в пласте и соответственно изменения давления на забоях одних скважин, в результате пуска-остановки или изменения режима работы других скважин, разрабатывающих пласт.



Эти расчеты используют, в частности, для интерпретации данных «гидропрослушивания» пласта, осуществляющегося следующим образом. В момент времени $t = 0$ производят, например, пуск в работу скв. А с дебитом q_A . На забое остановленной скв. В, в которую предварительно опускают глубинный манометр, регистрируется изменение забойного давления $p_{св} = p_{св}(t)$

По скорости и амплитуде понижения давления можно оценить среднюю **проницаемость и пьезопроводность** пласта на участке между скв. А и В. Если же в скв. В не происходит изменения давления, т. е. она не прослушивается из скв. А, то считают, что между этими скважинами существует непроницаемый барьер (тектонический сдвиг, участок залегания непроницаемых пород и т. д.). Установление гидродинамических связей между скважинами имеет важное значение для определения охвата пласта воздействием и регулирования его разработки.

Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

Упругий режим

3. Расчеты изменения давления на начальном контуре нефтеносности месторождения или средневзвешенного по площади нефтеносности пластового давления при заданном во времени поступлении воды в нефтеносную часть из законтурной области месторождения.

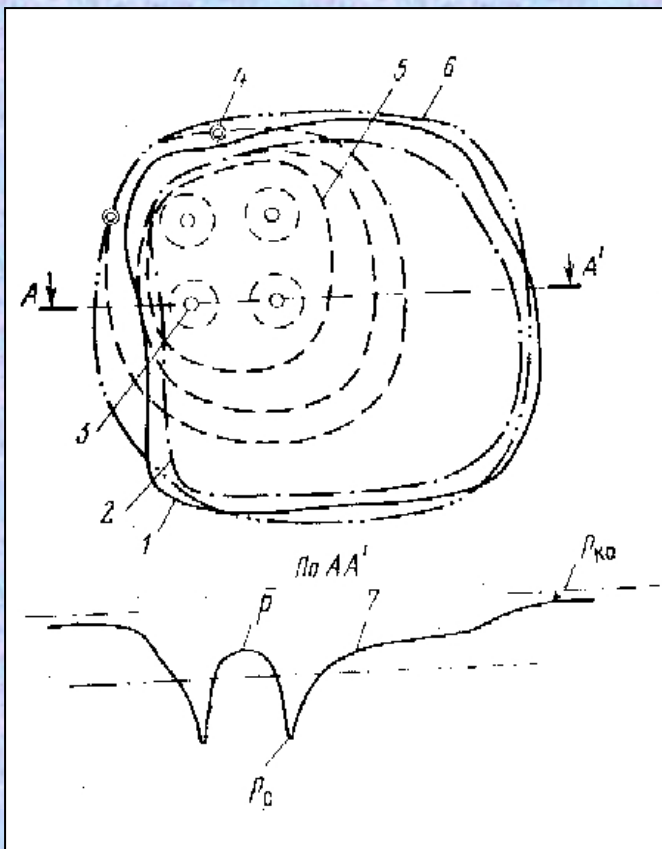


Схема нефтяного месторождения и изменения пластового давления:
1-внешний контур нефтеносности; 2-внутренний контур нефтеносности;
3-добывающие скважины; 4-пъезометрические скважины; 5-изобары; 6- условный контур нефтеносности; 7-эпюра пластового давления вдоль разреза месторождения по линии А А¹

Если нефтяное месторождение разрабатывается без воздействия на пласт и окружено обширной водоносной областью с достаточно хорошей проницаемостью пород в этой области, то отбор нефти из месторождения и понижение пластового давления в нем вызовут интенсивный приток воды из законтурной в нефтеносную область разрабатываемого пласта. Изменение прогнозируют на основе решения соответствующих задач теории упругого режима.

$$p_{кон} = p_{кон}(t)$$

Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

Упругий режим

4. Расчеты **восстановления давления** на контуре нефтеносного пласта в случае перехода на разработку месторождения с применением заводнения или при расчетах утечки воды в законтурную область пласта, если задано давление на контуре нефтеносности.

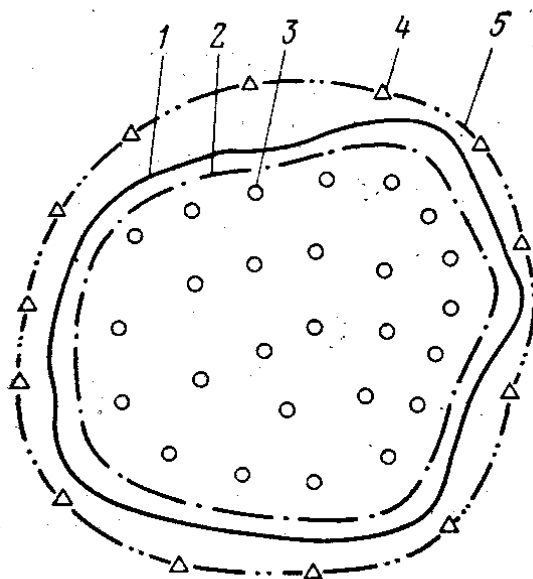


Схема разработки нефтяного месторождения с применением законтурного заводнения:

1- внешний контур нефтеносности; 2- внутренний контур нефтеносности; 3- добывающие скважины; 4- нагнетательные скважины; 5- контур нагнетательных скважин

С повышением давления на линии нагнетания приток воды в нефтенасыщенную часть месторождения из законтурной области сначала прекратится, а затем закачиваемая в пласт вода начнет утекать в законтурную область. При расчетах утечки воды в законтурную область может потребоваться решение задачи упругого режима, когда на контуре нагнетательных скважин задано давление $p_{кон}$, а требуется определить расход воды, утекающей в законтурную область пласта.

Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

Упругий режим

5. Определение **времени**, в течение которого в каком - либо элементе системы разработки с воздействием на пласт с помощью заводнения наступит **установившийся режим**.

Допустим, что месторождение введено в эксплуатацию с применением внутриконтурного заводнения при однорядной системе разработки. Пусть в какой-то момент времени были остановлены первый и второй ряды нагнетательных скважин, а в момент времени $t = 0$ их вновь включают в эксплуатацию.

Процессы вытеснения нефти водой происходят обычно медленнее, чем процесс перераспределения давления при упругом режиме. Поэтому можно считать, что спустя некоторое время после пуска нагнетательных рядов в пласте между добывающим и нагнетательным рядами наступит период медленно меняющегося распределения давления (при постоянстве расходов закачиваемой в пласт воды и отбираемой из пласта жидкости), т. е. упругий режим закончится и создается почти установившийся режим. **Время существования упругого режима также определяют на основе теории упругого режима.**

Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

Упругий режим

Дифференциальное уравнение упругого режима

Уравнение неразрывности массы фильтрующегося вещества

$$\rho \frac{\partial m}{\partial t} + m \frac{\partial \rho}{\partial t} + \operatorname{div} \cdot \rho v = 0 \quad (1)$$

В диапазоне изменения σ от доли единицы до 10 МПа зависимость пористости от среднего нормального напряжения можно считать линейной

$$m = m_0 - \beta_c (\sigma - \sigma_0) \quad (2)$$

β_c — сжимаемость пористой среды пласта; σ_0 - начальное среднее нормальное напряжение.

Из формулы связи между горным давлением по вертикали p_z , средним нормальным напряжением σ и пластовым давлением p следует, что при $p_z = \text{const}$:

$$p_z = \sigma + p \quad (3)$$

Учитывая (2) и (4), получим

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} = - \frac{\partial p}{\partial t} \quad (4)$$

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \frac{\partial m}{\partial \sigma} \frac{\partial \sigma}{\partial t} = -\beta_c \frac{\partial \sigma}{\partial t} = \beta_c \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5)$$

Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

Упругий режим

Дифференциальное уравнение упругого режима

Плотность фильтрующейся в пласте жидкости в первом приближении линейно зависит от давления p ,

$$\rho = \rho_0 [1 + \beta_{жс} (p - p_0)] \quad (6)$$

$\beta_{жс}$ - сжимаемость жидкости; ρ_0 - плотность жидкости при начальном давлении.

Из (6) имеем

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} = \rho_0 \beta_{жс} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (7)$$

Используя закон Дарси и считая проницаемость k и вязкость жидкости μ не зависящими от координаты, имеем

$$\operatorname{div} \rho v = - \frac{k}{\mu} \operatorname{div} \rho \cdot \operatorname{grad} p \quad (8)$$

Подставим (5), (7) и (8) в (1) и получим следующее выражение:

$$\rho \beta_c \frac{\partial p}{\partial t} + m \rho_0 \beta_{жс} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{\mu} \operatorname{div} \cdot \rho \cdot \operatorname{grad} p \quad (9)$$

Учитывая незначительную сжимаемость жидкости ($\rho \approx \rho_0$) получим дифференциальное уравнение упругого режима в следующем виде

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \chi \operatorname{div} \cdot \operatorname{grad} p \quad (10)$$

$$\chi = \frac{k}{\mu \beta}$$

пьезопроводность

$$\beta = \beta_c + m \beta_{жс}$$

Упругость пласта

Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

Режим растворенного газа

При уменьшении давления ниже давления насыщения в разрабатываемом пласте развивается **режим растворенного газа**. Выделяющийся из нефти газ, расширяясь со снижением давления, способствует вытеснению нефти из пласта. Если произошло отделение газа от нефти в пласте в целом и образовалась газовая шапка, режим растворенного газа сменяется **газонапорным**.

Для расчетов разработки пластов при режиме растворенного газа используют формулу закона Генри обычно в следующем виде:

$$V_{gp} = \alpha_0 V_H p$$

V_{gp} — объем газа, растворенного в нефти, приведенный к стандартным (атмосферным) условиям;

α_0 — коэффициент растворимости;

V_H — объем нефти в пластовых условиях вместе с растворенным в ней газом;

p — абсолютное давление

Для реального газа необходимо учитывать коэффициент его сверхсжимаемости $z = z(p, T)$. При изотермическом процессе уравнение состояния реального газа можно представить в виде

$$\frac{p}{\rho_2 z} = \frac{p_{am}}{\rho_{2am} z_{am}}$$

$\rho_2, z, \rho_{2am}, z_{am}$

- соответственно плотность и коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовом и атмосферном давлениях.

Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

Режим растворенного газа

При рассмотрении разработки элемента пласта в целом (при $r_c \leq r \leq r_k$) введем некоторую среднюю насыщенность пласта жидкой углеводородной фазой, равную $\bar{s}_{жс}$. Пусть эта насыщенность существует в некотором сечении пласта, близком к контуру при давлении в этом сечении, равном \bar{P} . Тогда для массового дебита нефти, притекающей к скважине, имеем выражение

$$q_{нс} = \frac{2\pi r h \rho_n k_n(s_{жс})}{\mu_n} \cdot \frac{\partial p}{\partial r} \quad (1)$$

Массовый дебит газа

$$q_{гс} = 2\pi h \left[\frac{k_2(s_{жс})\rho_2}{\mu_2} + \frac{k_n(s_{жс})\alpha_0 P \rho_n}{\mu_n} \right] r \frac{\partial p}{\partial r} \quad (2)$$

Для газового фактора в элементе пласта в целом получаем выражения

$$\Gamma = \frac{\bar{P}}{\rho_n} [\psi(\bar{s}_{жс})\mu_0 + \alpha_0] \quad (3)$$

$$\psi(\bar{s}_{жс}) = \frac{k_2(\bar{s}_{жс})}{k_n(\bar{s}_{жс})} \quad \mu_0 = \frac{\mu_n}{\mu_2}$$

Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

Режим растворенного газа

Имеем следующие выражения для масс нефти и газа в пласте радиусом r_K

$$M_H = \rho_H V_H \quad M_2 = \alpha_0 \bar{p} V_H \rho_H + \rho_2 V_2 \quad V = V_H + V_2 \quad (4)$$

V_H и V_2 — объемы соответственно нефти и газа.

Из (4) получаем

$$\Delta M_2 = \alpha_0 \Delta \bar{p} V_H \rho_H + \alpha_0 \bar{p} \Delta V_H \rho_H + \Delta(\rho_2 V_2) \quad \Delta M_H = \rho_H \Delta V_H \quad (5)$$

На основе уравнения материального баланса получим следующее выражение для газового фактора:

$$\Gamma = \frac{\Delta M_2}{\Delta M_H} = \Delta \bar{p} \frac{V_H}{\Delta V_H} + \alpha_0 \bar{p} + \frac{\Delta(\rho_2 V_2)}{\rho_H \Delta V_H} \quad (6)$$

Учитывая, что

$$\bar{s}_{жс} = V_H / V \quad \Delta \bar{s}_{жс} = \Delta V_H / V \quad 1 - s_{жс} = V_2 / V \quad (7)$$

имеем

$$\Gamma = \alpha_0 \bar{s}_{жс} \frac{\Delta \bar{p}}{\Delta \bar{s}_{жс}} + \alpha_0 \bar{p} + \frac{\Delta(\rho_2 V_2)}{\rho_H \Delta \bar{s}_{жс} V}$$

Разработка нефтяных месторождений при естественных

Режим растворенного газа

Считая процесс разработки пласта изотермическим и не учитывая сверхсжимаемость газа ($\rho_g = c\bar{p}$) получим из (8), устремляя $\Delta\bar{s}_{жс}$ и $\Delta\bar{p}$ к нулю

$$\frac{d\bar{s}_{жс}}{d\bar{p}} = \frac{\alpha_0 \bar{s}_{жс} \rho_n + c(1 - \bar{s}_{жс})}{c\bar{p}[\psi(s_{жс})\mu_0 + 1]} \quad (9)$$

Решая уравнение (9), получим зависимость средней насыщенности жидкостью $\bar{s}_{жс}$ от среднего давления \bar{p} и затем — все остальные показатели разработки. При этом, поскольку в случае режима растворенного газа плотность нефти в пластовых условиях в процессе разработки значительно увеличивается вследствие выделения из нефти газа, во время подсчета нефтеотдачи следует учитывать изменение плотности нефти.

Пусть L_2 — масса дегазированной нефти, а L_1 — масса газа растворенного в нефти. Объем нефти в пластовых условиях равен V_n . Тогда

$$\frac{L_1}{\rho_{1k}} + \frac{L_2}{\rho_2} = V_n \quad \frac{L_1}{L_2} = \alpha\bar{p} \quad (10)$$

$$\rho_n = \frac{L_1 + L_2}{\frac{L_1}{\rho_{1k}} + \frac{L_2}{\rho_2}} = \frac{1 + \alpha\bar{p}}{\frac{1}{\rho_2} + \frac{\alpha\bar{p}}{\rho_{1k}}} \quad (11)$$

где ρ_{1k} — кажущаяся плотность растворенного в нефти газа; ρ_2 — плотность дегазированной нефти. Тогда плотность нефти в пластовых условиях

Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

Газонапорный режим

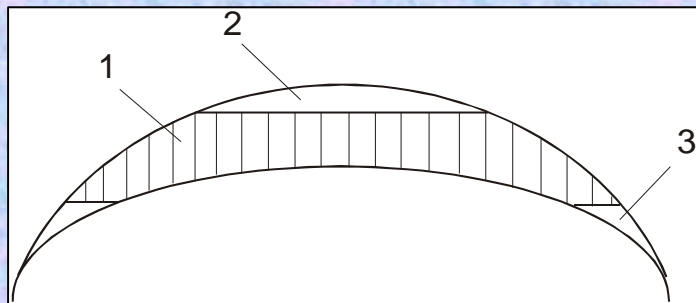


Схема нефтяного месторождения с вторичной газовой шапкой:

1 – нефть; 2 – газовая шапка; 3 – законтурная вода.

Газ, выделяясь из нефти, всплывает под действием сил гравитации в газовую шапку (рис.)

Объем пласта охваченный процессом разработки:

$$V_{он} = m(1 - s_{св})\eta_2 V_{пл} \quad (1)$$

$V_{пл}$ — общий объем пласта

Изменение среднего пластового давления \bar{p} определим, используя соотношения, вытекающие из уравнения материального баланса веществ в пласте в целом.

N_1 — полная масса газа в пласте, включая свободный газ и газ, растворенный в нефти; N_2 — полная масса дегазированной нефти в пласте;

L_1 — масса газа, растворенного в нефти; G_1 — полная масса свободного газа.

$$N_1 = G_1 + L_1 \quad N_2 = L_2 \quad (2)$$

Из закона Генри

$$\frac{L_1}{L_2} = \alpha \bar{p} \quad (3)$$

Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах

Газонапорный режим

Для получения замкнутой системы соотношений материального баланса применим соотношение для суммы объемов компонентов в пласте в виде

$$\frac{G_1}{\rho_1} + \frac{L_2}{\rho_2} + \frac{L_1}{\rho_{1к}} = V_{on} \quad (4)$$

где ρ_1 и ρ_2 — плотность соответственно газа в пласте и дегазированной нефти; $\rho_{1к}$ — кажущаяся плотность растворенного в нефти газа. К соотношениям (2) — (4) необходимо добавить уравнение состояния реального газа в виде

$$\frac{\bar{p}}{\rho_1} = \frac{p_{ам} \varphi}{\rho_{1ам}} \quad (5)$$

В итоге имеем полную систему соотношений для определения \bar{p} . Будем считать процесс разработки пласта при газонапорном режиме изотермическим. Для некоторого упрощения задачи усредним также отношение коэффициентов сверхсжимаемости газа φ , положив $\varphi = \varphi_{ср}$. Величины N_1 и N_2 определяют следующим образом:

$$N_1 = N_{01} - \int_0^t \rho_{1ам} q_{1ам} dt$$

$$N_2 = N_{02} - \int_0^t \rho_2 q_2 dt$$

N_{01} и N_{02} — начальные массы соответственно газа и дегазированной нефти в пласте;
 $q_{1ам}$ — текущая объемная добыча газа, замеренная при атмосферных условиях; q_2 — текущая добыча дегазированной нефти.

Разработка нефтяных месторождений при естественных

Газонапорный режим

Масса свободного газа в пласте

$$G_1 = N_1 - N_2 \alpha \bar{p} \quad (6)$$

Объем газовой шапки в каждый момент времени разработки пласта

$$V_1 = \frac{p_{am} \varphi}{\rho_{1am}} \left(\frac{N_1}{\bar{p}} - N_2 \alpha \right) \quad (7)$$

Из рассмотрения основных закономерностей разработки нефтяных месторождений при естественных режимах следует, что такая разработка в большинстве случаев не может быть эффективной. Так, разработка нефтяных месторождений при упругом режиме во многих случаях приводит к значительному снижению пластового давления и, как следствие, к уменьшению перепадов давления и дебитов скважин. Поддержание высоких темпов разработки в условиях падения пластового давления требует бурения слишком большого числа скважин. Только в особых случаях разработки небольших месторождений при очень «активной» законтурной воде запасы месторождений могут быть выработаны при допустимом снижении пластового давления.

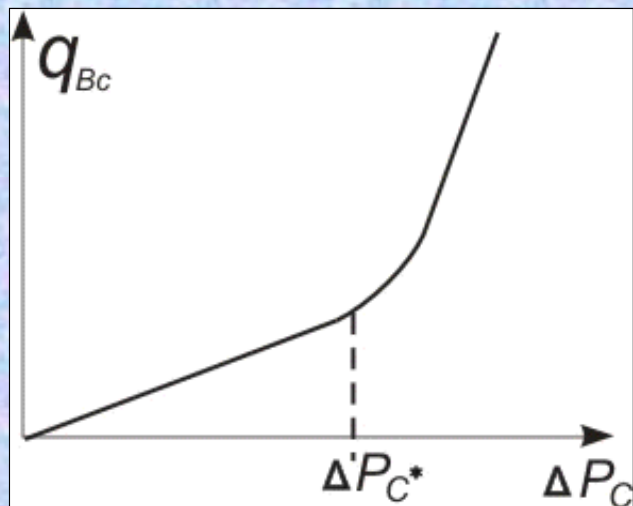
РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАВОДНЕНИЯ

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

Заводнение нефтяных месторождений применяют с целью вытеснения нефти водой из пластов и поддержания при этом пластового давления на заданном уровне.

Наиболее часто применяемые виды заводнения: **внутриконтурное** при рядных или блоково-рядных и площадных схемах расположения скважин и **законтурное**. Используют также **очаговое** и **избирательное** заводнение.

Давление на устье нагнетательных скважин в процессе заводнения пластов поддерживают обычно на уровне 5 — 10 МПа, а в ряде случаев — 15 — 20 МПа



$$\Delta p_c = p_c - p_k = \Delta p_{c*}$$

При незначительных значениях перепада давления зависимость близка к линейной, но при некотором перепаде давления Δp_{c*} , расход $q_{вс}$ начинает резко увеличиваться

Рис. Зависимость расхода воды, закачиваемой в нагнетательную скважину, от перепада давления

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Основные показатели разработки

Если $Q_{вз}$ — полный расход воды, закачиваемой в разрабатываемый пласт или месторождение в целом в единицу времени, $q_в$ — количество добываемой из пласта или месторождения воды в единицу времени (дебит воды), а $q_н$ — дебит нефти, то имеем следующие выражения:

$$Q_{вз} = \int_0^t q_{вз}(t) dt$$

Накопленное количество закачанной в пласт воды к моменту времени

$$Q_н = \int_0^t q_н(t) dt$$

Накопленное количество добытой из пласта нефти за тот же период времени

$$Q_в = \int_0^t q_в(t) dt$$

Накопленное количество добытой из пласта воды

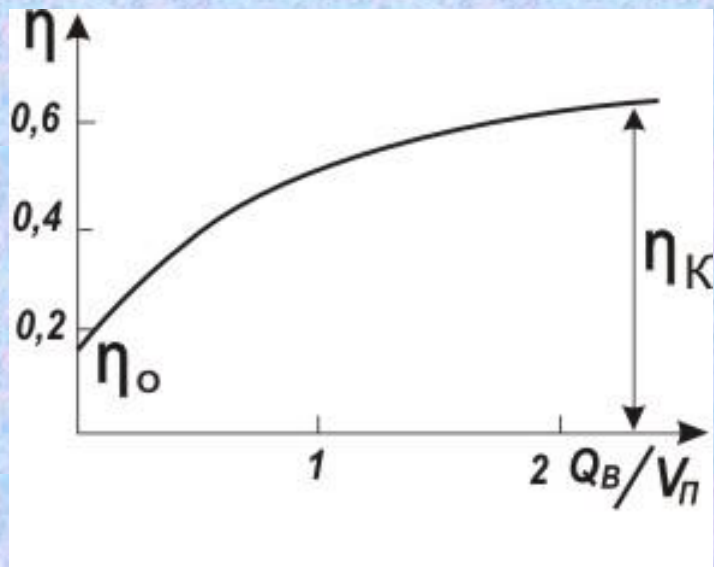
Текущая нефтеотдача

$$\eta = Q_н / G$$

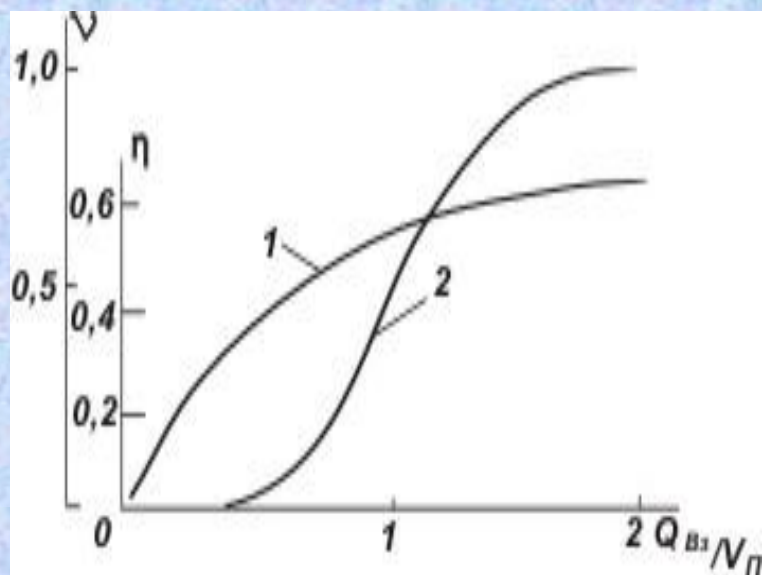
Конечная нефтеотдача

$$\eta_к = N / G$$

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения



Текущую нефтеотдачу $\eta = Q_H / G$ при разработке заводняемых месторождений выражают обычно в виде зависимости η от Q_v / V_n или η от $Q_{вз} / V_n$ (V_n — поровый объем пласта; G — геологические запасы нефти). Типичная зависимость $\eta = \eta(Q_v / V_n)$, получаемая при разработке пластов, содержащих маловязкую нефть (вязкостью $1 - 5 \cdot 10^{-3}$ МПа·с) с применением заводнения показана на рисунке.



$$v = \frac{q_v}{q_v + q_H} = \frac{q_v}{q_{ж}}$$

Зависимость текущей нефтеотдачи и обводненности продукции от отношения $Q_{вз} / V_n$ в случае, когда заводнение применяют с начала разработки месторождения

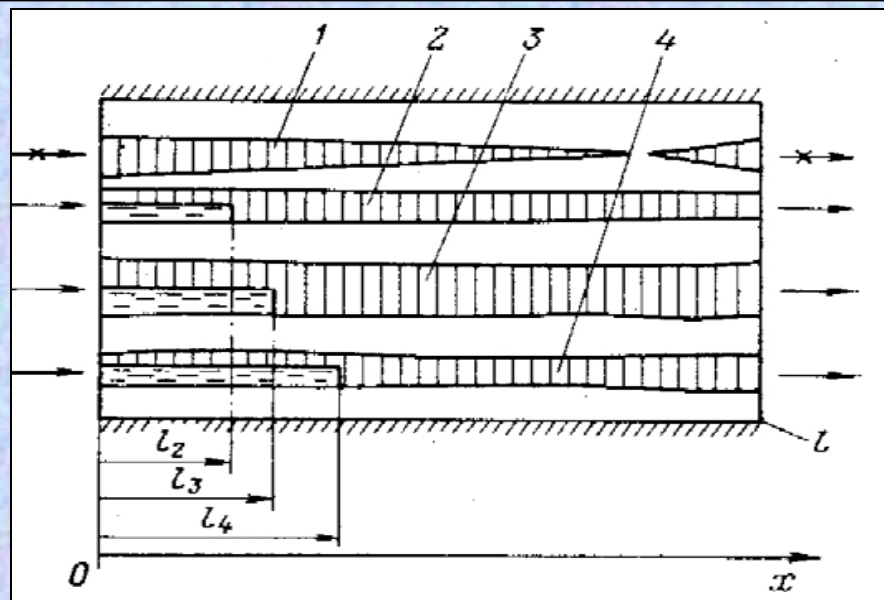
Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Коэффициент текущей нефтеотдачи η равен произведению коэффициента извлечения нефти из недр или, в случае заводнения, коэффициента вытеснения нефти водой η_1 на коэффициент η_2 охвата пласта процессом вытеснения.

$$\eta = \eta_1 \eta_2$$

Коэффициентом вытеснения нефти водой η_1 при разработке нефтяных месторождений с применением заводнения называется отношение извлеченной из пласта нефти к ее запасам, первоначально находившимся в части пласта, подверженной воздействию заводнением.

Коэффициентом охвата пласта воздействием η_2 называется отношение запасов нефти, первоначально находившихся в части пласта, подверженной воздействию заводнением, к геологическим запасам нефти в пласте.



$$G = G_1 + G_2 + G_3 + G_4$$

$$G_{\text{охв}} = G_2 + G_3 + G_4$$

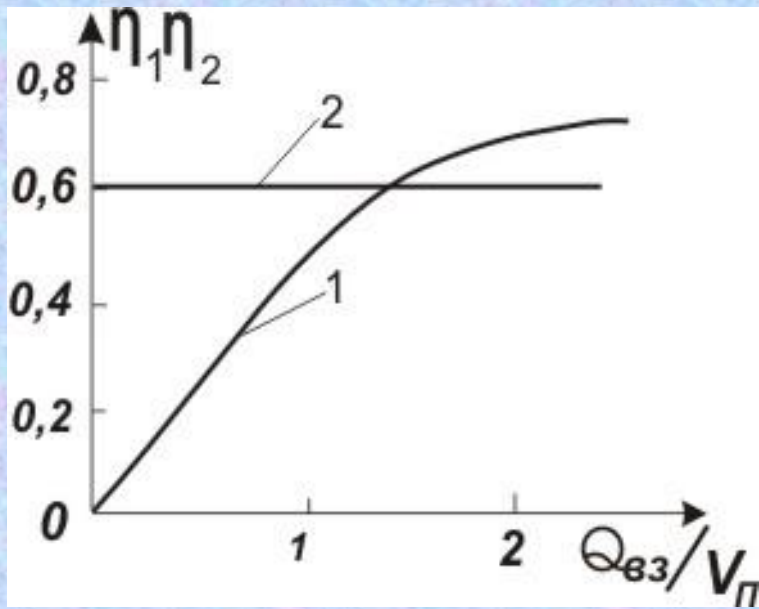
$$\eta = \frac{Q_H}{G} = \frac{Q_H}{G_{\text{охв}}} \cdot \frac{G_{\text{охв}}}{G} = \eta_1 \eta_2$$

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

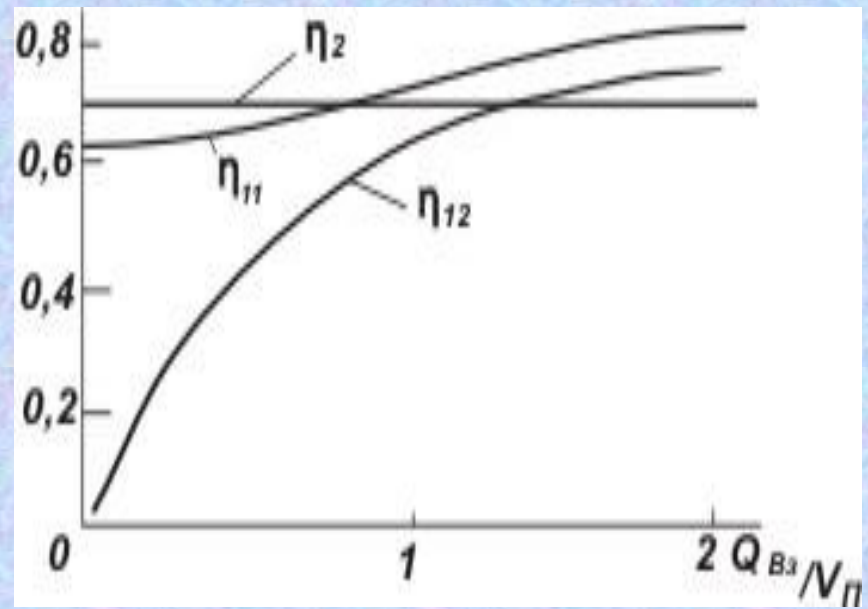
$$G_{зав} = G_{02} + G_{03} + G_{04}$$

$$\eta = \frac{Q_H}{G} = \frac{Q_H}{G_{зав}} \cdot \frac{G_{зав}}{G_{охв}} \cdot \frac{G_{охв}}{G} = \eta_{11}\eta_{12}\eta_2$$

- η_{11} — коэффициент вытеснения нефти водой из заводненной области пласта
- η_{12} — коэффициент заводнения



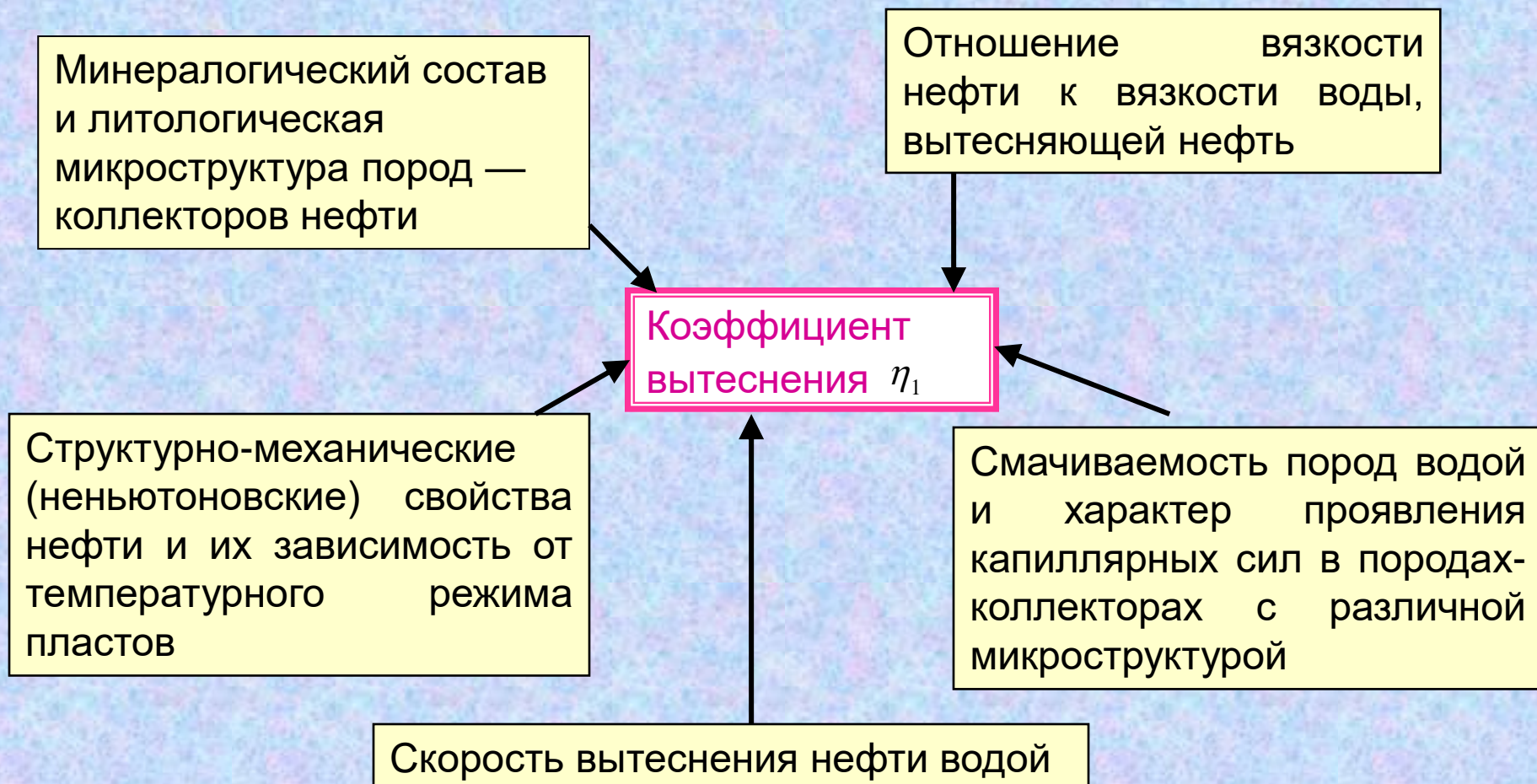
Зависимость η_1 (1) и η_2 (2) от $Q_{вз}/V_{п}$



Зависимость η_{11}, η_{12} и η_2 от $Q_{вз}/V_{п}$

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Коэффициент вытеснения зависит от следующих факторов



Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Коэффициент охвата пластов воздействием при заводнении зависит от следующих факторов:

Физические свойства и геологическая неоднородность разрабатываемого нефтяного пласта в целом (макронеоднородность пласта)

Параметры системы разработки месторождения (расположение скважин, расстояния между скважинами добывающими и нагнетательными, отношение числа нагнетательных к числу добывающих скважин)

Давления на забоях нагнетательных и добывающих скважин, методы воздействия на призабойную зону и совершенство вскрытия пластов

Коэффициент охвата пластов воздействием
 η_2

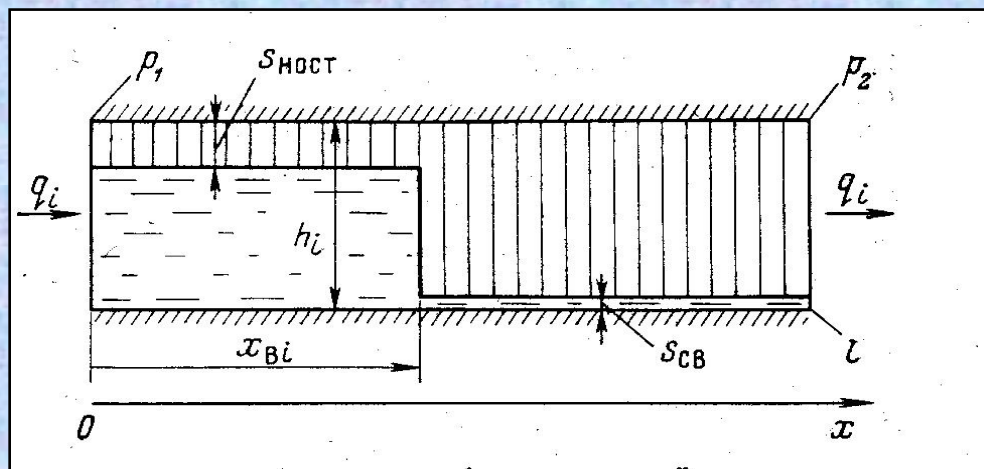
Способы и технические средства эксплуатации скважин

Методы управления процессом разработки месторождения путем частичного или без изменения системы разработки

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ СЛОИСТОГО ПЛАСТА НА ОСНОВЕ МОДЕЛИ ПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Рассмотрим процесс поршневого вытеснения нефти водой из одного прямолинейного слоя (пропластка) толщиной h_i и длиной l , пористостью m и k_i проницаемостью



В соответствии с моделью поршневого вытеснения нефти водой остаточная нефтенасыщенность в заводненной области слоя остается постоянной, равной $S_{ност}$. Фронт вытеснения занимает в момент времени t положение $x_{vi} = x_{vi}(t)$. Ширина пропластка, измеряемая в направлении, перпендикулярном к плоскости чертежа, равная ширине всего пласта, составляет b . При постоянном перепаде давления на входе в пропласток и на выходе из него расход закачиваемой воды q_i будет изменяться со временем.

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

Суммарный объем воды $Q_{вzi}$, вошедший в область пропластка при $0 \leq x \leq x_{vi}$ можно определить по формуле

$$Q_{вzi} = mbh_i (1 - s_{ност} - s_{св}) x_{vi} \quad (1)$$

Дифференцируя выражение (1) по времени t , получим следующую формулу для расхода воды, поступающей в i -й пропласток:

$$q_{вzi} = mbh_i (1 - s_{ност} - s_{св}) \frac{dx_{vi}}{dt} \quad (2)$$

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

Согласно обобщенному закону Дарси, т. е. с учетом того, что фазовые проницаемости для воды и нефти соответственно составляют $k_{\phi в} = k k_в$, $k_{\phi н} = k k_н$ ($k_в$ и $k_н$ — постоянные относительные проницаемости), можно получить для расхода воды следующее выражение:

$$q_{вzi} = \frac{k_i k_в b h_i (p_1 - p_{ви})}{\mu_в x_{ви}(t)} \quad (3)$$

При рассмотрении процессов вытеснения нефти водой принимают, что нефть и вода — несжимаемые жидкости.

Аналогично формуле (3), можно написать для дебита нефти, получаемой из того же i -го пропластка, выражение

$$q_{ни} = \frac{k_i k_н b h_i (p_{ви} - p_2)}{\mu_н (l - x_{ви})} \quad (4)$$

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

Из выражений (3) и (4), исключая из них давление на фронте вытеснения p_{vi} , получим

$$q_{vzi} = q_{ni} = \frac{k_i b h_i \Delta \bar{p}}{\frac{\mu_n}{k_n} l - \left(\frac{\mu_n}{k_n} - \frac{\mu_v}{k_v} \right) x_{vi}(t)} \quad (5)$$

$\Delta \bar{p} = p_1 - p_2$

Приравнявая (2) и (5), получим следующее дифференциальное уравнение относительно $x_{vi}(t)$:

$$\left[\frac{\mu_n}{k_n} l - \left(\frac{\mu_n}{k_n} - \frac{\mu_v}{k_v} \right) x_{vi} \right] \frac{dx_{vi}}{dt} = \frac{k_i \Delta \bar{p}}{m(1 - s_{ност} - s_{св})} \quad (6)$$

Интегрируя (6) и учитывая, что $x_{vi} = 0$ при $t=0$ приходим к следующему квадратному уравнению относительно x_{vi} :

$$\frac{\mu_n}{k_n} l x_{vi} - \left(\frac{\mu_n}{k_n} - \frac{\mu_v}{k_v} \right) \frac{x_{vi}^2}{2} = \frac{k_i \Delta \bar{p} t}{m(1 - s_{ност} - s_{св})} \quad (7)$$

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

Решая квадратное уравнение (7), получаем окончательные формулы для определения x_{vi} в пропластке с проницаемостью k в любой момент времени

$$x_{vi}(t) = \frac{\mu_n l (1 - \sqrt{1 - \varphi k_i t})}{k_n \left(\frac{\mu_n}{k_n} - \frac{\mu_v}{k_v} \right)}$$

$$\varphi = \frac{2\Delta\bar{p} \left(\frac{\mu_n}{k_n} - \frac{\mu_v}{k_v} \right)}{m(1 - s_{ност} - s_{св}) \frac{\mu_n}{k_n} \frac{l^2}{2}} \quad (8)$$

Для того чтобы получить формулу для определения времени t_* обводнения i -го пропластка с проницаемостью k_i , положим в первой формуле тогда

$$t_* = \frac{m(1 - s_{ност} - s_{св}) \left(\frac{\mu_n}{k_n} + \frac{\mu_v}{k_v} \right) l^2}{2\Delta\bar{p} k_*} \quad (9)$$

Из формулы (9) следует, что пропласток с очень большой проницаемостью обводнится в самом начале процесса вытеснения нефти водой из слоистого пласта.

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

Рассмотрим процесс вытеснения нефти водой из слоистого пласта. Для удобства сложим мысленно все пропластки этого пласта в один «штабель», причем таким образом, чтобы абсолютная проницаемость пропластков изменялась последовательно начиная с наименьшей и кончая самой высокой.

Согласно вероятностно-статистической модели слоисто-неоднородного пласта, суммарную толщину \bar{h} пропластков, проницаемость самого проницаемого которых не ниже, чем некоторое значение, равное k , можно установить в соответствии с формулой закона распределения проницаемости следующим образом:

$$\bar{h}/h = F(k) \quad (10)$$

h — общая толщина всех пропластков в «штабеле»

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

Формулу (10) можно представить в дифференциальном виде через плотность распределения следующим образом:

$$\frac{d\bar{h}}{h} = F'(k)dk = f(k)dk \quad (11)$$

$f(k)$ — плотность вероятностно-статистического распределения абсолютной проницаемости

Считая, что в некоторые слои толщиной Δh и проницаемостью k . поступает вода с расходом Δq из формул (7) и (8) получим

$$\Delta q = \frac{bk_H \Delta \bar{p} k \Delta h}{\mu_H l \sqrt{1 - \phi k t}} \quad (12)$$

С учетом (11) из (12), заменяя конечные приращения соответствующих величин их дифференциалами и опуская индекс , найдем

$$dq = \frac{bk_H \Delta \bar{p} h k f(k) dk}{\mu_H l \sqrt{1 - \phi k t}} \quad (13)$$

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

К моменту времени $t = t_*$, когда обводняются все слои с проницаемостью $k \geq k_*$ можно добывать нефть лишь из слоев с проницаемостью $k \leq k_*$.

$$q_H(t) = \frac{bk_H h \Delta \bar{p}}{\mu_H l} \int_0^{k_*} \frac{kf(k)dk}{\sqrt{1-\phi kt}} \quad (14)$$

Дебит воды $q_B(t)$ можно определить также по формуле

$$q_B(t) = \frac{bk_B h \Delta \bar{p}}{\mu_B l} \int_{k_*}^{\infty} kf(k)dk \quad (15)$$

С помощью приведенных формул можно, задаваясь последовательно значениями времени $t = t_*$ по (9) определять k . Затем, предполагая, что плотность вероятностно-статистического распределения абсолютной проницаемости известна, можно определить, проинтегрировав (14) и (15),

$$q_H, \quad q_B \quad \text{и} \quad q = q_{ж} = q_H + q_B.$$

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

Когда задано условие постоянства расхода $q_{вз}$ закачиваемой в слоистый пласт воды, получают несколько иные соотношения для определения дебитов нефти и воды, а также перепада давления, который в данном случае будет изменяться с течением времени. Если $q_{вз} = const$, справедливы формулы (5) и (6), следует при этом учитывать, что перепад давления $\Delta\bar{p}$ — функция времени, т. е. $\Delta\bar{p} = \Delta\bar{p}(t)$

Введем функцию ψ

$$\psi = \Lambda \int_0^t \Delta\bar{p}(t) dt$$

$$\Lambda = \frac{2 \left(\frac{\mu_n}{k_n} - \frac{\mu_v}{k_v} \right) k_n^2}{m(1 - s_{норм} - s_{св}) \mu_n^2 l^2} \quad (16)$$

Из формулы (5), если ее записать относительно дифференциалов расхода q и толщины пласта h , с учетом (16) получим

При постоянном расходе закачиваемой в слоистый пласт воды к некоторому моменту времени $t = t_*$ часть слоев окажется полностью обводненной и из них будет добываться только вода, из другой же части будут добывать безводную нефть.

$$dq_{вз} = \frac{bk_n \Delta\bar{p}(t) k dh}{\mu_n l \sqrt{1 - \psi k}} \quad (17)$$

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой

Полный расход закачиваемой во всю толщу слоистого пласта воды $Q_{вз}$ можно определить в результате интегрирования выражения (17) и прибавления к правой его части интеграла, учитывающего приток воды из обводнившихся слоев.

$$Q_{вз} = \frac{bk_H \Delta \bar{p}(t)}{\mu_H l} \int_0^{k_*} \frac{kf(k)dk}{\sqrt{1-\psi k}} + \frac{bk_в \Delta \bar{p}(t)}{\mu_в l} \int_{k_*}^{\infty} kf(k)dk \quad (18)$$

Для определения $\Delta \bar{p}(t)$ следует задаться значением проницаемости k_* , по формуле (9) определить время обводнения слоя $t = t_*$, после чего для данного t_* вычислить ψ . Затем определяют интегралы, входящие в формулу (18), и $\Delta \bar{p}(t)$ при заданном $Q_{вз}$

Вычислительные операции повторяют при других меньших значениях k_* для получения зависимости $\Delta p(t)$

Дебит нефти находят по формуле

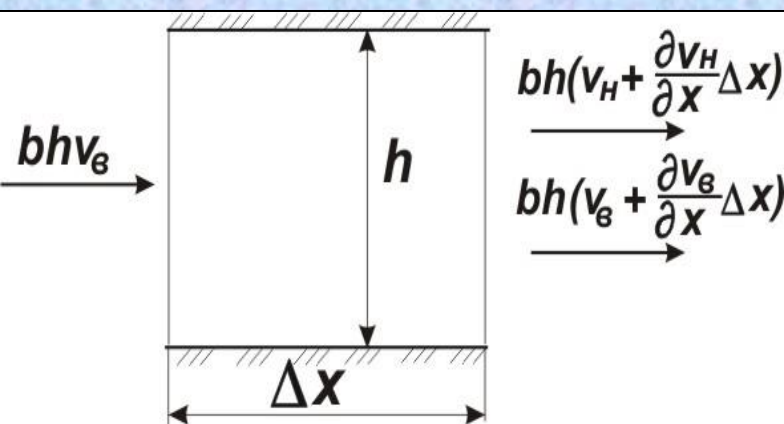
$$q_H(t) = \frac{bk_H \Delta \bar{p}(t)}{\mu_H l} \int_0^{k_*} \frac{kf(k)dk}{\sqrt{1-\psi k}} \quad (19)$$

Дебит воды

$$q_в(t) = \frac{bk_в \Delta \bar{p}(t)}{\mu_в l} \int_{k_*}^{\infty} kf(k)dk \quad (20)$$

РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ОДНОРОДНОГО ПЛАСТА НА ОСНОВЕ МОДЕЛИ НЕПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Все известные методики расчета процесса разработки нефтяных месторождений с учетом непоршневого характера вытеснения нефти водой основаны на теории совместной фильтрации неоднородных жидкостей.



Рассмотрим непоршневое вытеснение нефти водой в прямолинейном пласте. Выделим элемент длиной, Δx высотой h и шириной b в направлении, перпендикулярном к плоскости рисунка. В общем случае слева в элемент пласта поступают, а справа вытекают нефть и вода. При этом расход воды слева равен $bhv_в$, а справа $-bh\left(v_в + \frac{\partial v_в}{\partial x} \Delta x\right)$

Количество накопленной воды в элементе пласта составляет

$$bhm \frac{\partial s}{\partial t} \Delta x$$

- $v_в$ - скорость фильтрации воды;
- S - водонасыщенность пласта;
- t - время.

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

Согласно закону сохранения массы вещества, разность между скоростями входящей в элемент пласта воды и выходящей из него равна скорости накопления объема воды в элементе пласта.

$$bhv_v - bh \left(v_v + \frac{\partial v_v}{\partial x} \Delta x \right) = bhm \frac{\partial s}{\partial t} \Delta x$$

После сокращения соответствующих членов при устремлении $\Delta x \rightarrow 0$ имеем

$$\frac{\partial v_v}{\partial x} + m \frac{\partial s}{\partial t} = 0 \quad (1)$$

$$\frac{\partial v_n}{\partial x} - m \frac{\partial s}{\partial t} = 0 \quad (2)$$

Поскольку в пористой среде содержатся только нефть и вода, то насыщенность пористой среды нефтью $s_n = 1 - s$. Рассматривая аналогично предыдущему скорости проникновения нефти в элемент пласта и выхода из него, получим

Складывая уравнения (1) и (2), имеем

$$\frac{\partial}{\partial x} (v_n + v_v) = 0 \quad v_n + v_v = v(t) \quad (3)$$

Суммарная скорость фильтрации нефти и воды не изменяется по координате x , так как нефть и воду принимают за несжимаемые жидкости.

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

Скорости фильтрации воды и нефти подчиняются обобщенному закону Дарси

$$v_v = -\frac{kk_v(s)}{\mu_v} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} \quad v_n = -\frac{kk_n(s)}{\mu_n} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} \quad (4)$$

где k_v и k_n , μ_v и μ_n — относительные проницаемости, зависящие от водонасыщенности S и вязкости воды и нефти. Рассмотрим функцию $f(s)$, называемую функцией Бакли - Леверетта. При этом

$$f(s) = \frac{v_v}{v_v + v_n} = \frac{k_v(s)}{k_v(s) + \frac{\mu_v}{\mu_n} k_n(s)} \quad (5)$$

или

$$f(s) = \frac{v_v}{v(t)} \quad (6)$$

Из (6), дифференцируя v_v по x , получим

$$\frac{\partial v_v}{\partial x} = v(t) f'(s) \frac{\partial s}{\partial x} \quad (7)$$

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

После подстановки (7) в (1) получим одно дифференциальное уравнение первого порядка для определения s

$$v(t)f'(s)\frac{\partial s}{\partial x} + m\frac{\partial s}{\partial t} = 0 \quad (8)$$

Процесс вытеснения нефти водой из прямолинейного пласта можно представить, следя за изменением по пласту некоторой водонасыщенности. Если, например, в какой-то момент времени в некотором сечении пласта водонасыщенность составляла $s = s_1$, то спустя определенное время эта водонасыщенность будет и в конце пласта $s = const$, так как нефть постепенно извлекается из него и ее место занимает вода. Для указанного можно принять

$$ds = \frac{\partial s}{\partial x} dx + \frac{\partial s}{\partial t} dt = 0$$

или

$$\frac{\partial s}{\partial x} \frac{dx}{dt} + \frac{\partial s}{\partial t} = 0$$

(9)

(8) и (9) будут идентичными, если положить

$$\frac{dx}{dt} = \frac{f'(s)v(t)}{m} \quad (10)$$

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

Умножим и разделим (10) на bh и проинтегрируем, получим

$$bhmx = f'(s)Q_{вз}(t) \quad Q_{вз}(t) = \int_0^t bhv(t)dt \quad (11)$$

Обозначим

$$\xi = \frac{bhmx}{Q_{вз}(t)} \quad (12)$$

$$\xi = f'(s) \quad (13)$$

Чтобы установить положение фронта вытеснения нефти водой и водонасыщенность на фронте вытеснения, рассмотрим материальный баланс закачанной в пласт воды. Если к моменту времени t в пласт закачан объем воды, равный $Q_{вз}(t)$, длина фронта вытеснения составит x_e , насыщенность пласта связанной водой $s = s_{св}$, то

$$Q_{вз}(t) = bhm \int_0^{x_e} s(x)dx - bhmx_e s_{св} \quad (14)$$

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

Введем следующие обозначения:

$$x = \frac{Q_{вз}}{bhm} \xi \quad x_{в} = \frac{Q_{вз}}{bhm} \xi_{в} \quad dx = \frac{Q_{вз}}{bhm} d\xi \quad (15)$$

Определим длительность безводного периода добычи нефти, т. е. момент времени $t = t_*$, когда фронт вытеснения $x_{в}$ достигнет конца пласта, и, следовательно, будет равен l . Будем считать, что к этому моменту времени в пласт закачено $Q_{вз} = Q_*(t_*)$ воды. Имеем из (15)

Из (16) определим $Q_*(t_*) = Q_{н*}$ и, следовательно t_* .

Величина $bhml$ равна объему V_n пор пласта.

Так как режим жесткий водонапорный, объем

закачанной в пласт воды к моменту времени $t = t_*$

равен объему добытой из пласта нефти $Q_{н*}$

к этому же моменту времени, т.е. $Q_*(t_*) = Q_{н*}$.

Безводная нефтеотдача J^{0I} , где $\eta_0 = \eta_{01}\eta_2$ -

коэффициент вытеснения нефти водой,

достигнутый в безводный период. Поэтому

$$\frac{bhml}{Q_*(t_*)} = f'(s_{в}) \quad (16)$$

$$\eta_0 = \frac{Q_{н*}\eta_2}{V_n(1-s_{св})} = \frac{\eta_2}{f'(s_{в})(1-s_{св})}$$

(17)

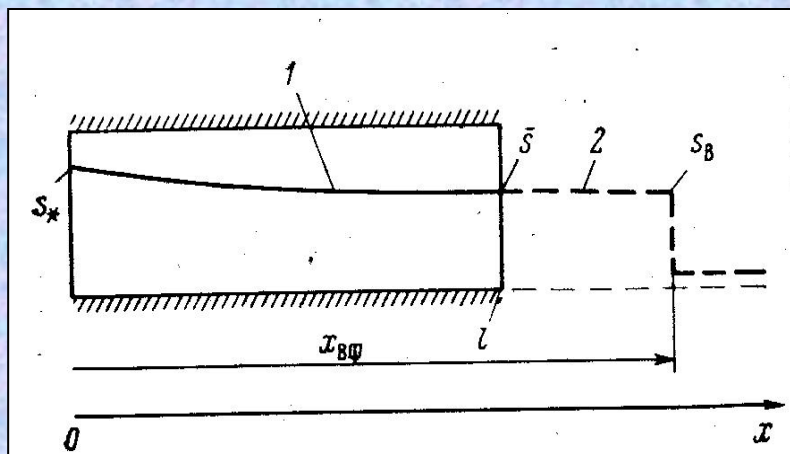
Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

Распределение водонасыщенности в пласте изменяется по мере продвижения вглубь пласта фронта вытеснения нефти водой таким образом, что значения S_e на фронте вытеснения x_ϕ и S_* на входе в пласт остаются неизменными. Таким образом, кривая распределения водонасыщенности как бы «растягивается», оставаясь подобной себе. Такое распределение некоторого параметра, будь то водонасыщенность или какой-либо другой параметр, называется автомодельным. Соответствующие решения задач также именуются автомодельными.

Полученные формулы позволяют рассчитать распределение водонасыщенности к моменту подхода воды к линии добывающих скважин, т. е. в безводный период разработки пласта.

Однако добыча нефти из пласта продолжается и после прорыва фронта вытеснения к концу пласта при $x = l$



Для определения текущей нефтеотдачи и обводненности продукции при $t > t_*$ т.е. в водный период разработки пласта, будем считать, что продвижение фронта вытеснения происходит и в водный период разработки пласта, но этот фронт распространяется вправо за пределы пласта (рис.). Водонасыщенность на таком фиктивном фронте вытеснения и в этом случае остается постоянной, равной S_e , а водонасыщенность при $x = l$ уже составит \bar{S} . Пусть в некоторый момент времени $t > t_*$ фиктивный фронт находится на расстоянии $x_{\phi\phi}$ от входа в пласт (см. рис.).

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

В соответствии с формулами (12) и (13) при $t > t_*$ можно написать

$$\frac{bhml}{Q_{вз}(t)} = f'(\bar{s}) \quad (18)$$

Из (16) и (18) получим \rightarrow

$$\frac{f'(\bar{s})}{f'(s_в)} = \frac{Q_*(t_*)}{Q_{вз}(t)} \quad (19)$$

По формуле (19) находим \bar{s} для различных значений времени t . Так, зная $Q_*(t_*)$ и $f'(s_в)$, определим вначале $f'(s)$, а затем по графику функции $f'(s)$ - значение S .

Дебиты нефти и воды в водный период разработки пласта составят

$$q_H = \frac{bhkk_H(\bar{s})}{\mu_H} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=l} \quad q_в = \frac{bhkk_в(\bar{s})}{\mu_в} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=l} \quad (20)$$

Отсюда для определения текущей обводненности продукции получим формулу

$$v = \frac{q_в}{q_в + q_H} = \frac{k_в(\bar{s})}{k_в(\bar{s}) + \frac{\mu_в}{\mu_H} k_H(\bar{s})} \quad (21)$$

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

Текущую нефтеотдачу в водный период разработки пласта можно определить следующим образом:

1) установлением объема накопленной добычи нефти по формуле

$$Q_H = \int_0^t q_H(t) dt$$

2) отнесением этого объема накопленной добычи нефти к первоначальному объему нефти в пласте, равному

$$bhm(1 - s_{cb})$$

Объем добытой из пласта нефти можно определять по изменению в нем водонасыщенности, учитывая, что режим разработки пласта жесткий водонапорный. Так, на основе равенства объема вошедшей в пласт воды объему вытесненной из него нефти имеем

$$\begin{aligned} Q_H &= bhm \left[\int_0^l s(x) dx - s_{cb} l \right] = qt \left[\int_0^l s d \left(\frac{bhm x}{qt} \right) - s_{cb} \frac{bhm l}{qt} \right] = \\ &= qt \left[\int_0^{\xi(l)} s d \xi - s_{cb} f'(\bar{s}) \right] = \frac{bhm l}{f'(\bar{s})} \left[\int_{s_*}^{\bar{s}} s f''(s) ds - s_{cb} f'(\bar{s}) \right] = \\ &= \frac{bhm l}{f'(\bar{s})} [\bar{s} f'(\bar{s}) - s_* f'(s_*) - f(\bar{s}) + f(s_*) - s_{cb} f'(\bar{s})] \end{aligned} \quad (22)$$

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой

Формула (22) должна быть справедлива для всех моментов времени $t > t_*$, когда. При этом водонасыщенность $s = s_*$ только на входе в пласт, т. е. при $\xi = 0$. Тогда, как следует из формулы (13), $f'(s_*) = 0$. Следовательно, из (22) получим

$$Q_H = \left[\bar{s} - s_{св} + \frac{1 - f(\bar{s})}{f'(\bar{s})} \right] \quad (23)$$

Из (23) вытекает, что текущая нефтеотдача пласта в период водной его эксплуатации

$$\eta = \frac{Q_H \eta_2}{V_n (1 - s_{св})} = \frac{\left[\bar{s} - s_{св} + \frac{1 - f(\bar{s})}{f'(\bar{s})} \right] \eta_2}{1 - s_{св}} \quad (24)$$

Таким образом, мы определили основные технологические показатели разработки элемента пласта — текущую нефтеотдачу (24) и обводненность (21) добываемой продукции.

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

ОПЫТ И ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАВОДНЕНИЯ

Промышленное применение заводнения нефтяных пластов было начато в 1948 г. при разработке девонских горизонтов Туймазинского нефтяного месторождения. К этому времени уже были известны опыты закачки воды в нефтяные пласты с целью пополнения пластовой энергии, проводившиеся в различных странах. Вначале использовали законтурное заводнение. При этом нагнетательные скважины бурили за внешним контуром нефтеносности, вдоль него. Добывающие скважины располагали также вдоль контура нефтеносности. Линии расположения нагнетательных скважин были удалены от первых рядов добывающих скважин на 1 — 6 км. Опыт разработки нефтяных месторождений с применением законтурного заводнения привел к следующим основным выводам.

1. Законтурное заводнение позволяет не только поддерживать пластовое давление на первоначальном уровне, но и превышать его.
2. Законтурное заводнение обеспечивает доведение максимального темпа разработки месторождений до 5 — 7% от начальных извлекаемых запасов, применение системы разработки с параметром плотности сетки скважин $20 — 60 \cdot 10^4$ м²/скв при высокой конечной нефтеотдаче, достигающей 0,50 — 0,55 в сравнительно однородных пластах, и при вязкости нефти в пластовых условиях порядка $1 — 5 \cdot 10^{-3}$ Па·с.

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Опыт и проблемы разработки месторождений с применением заводнения

3. При разработке крупных по площади месторождений с числом рядов добывающих скважин больше пяти законтурное заводнение оказывает слабое воздействие на центральные части, в результате чего добыча нефти из этих частей оказывается низкой. Отсюда вывод, что темп разработки крупных месторождений в целом не может быть достаточно высоким при законтурном заводнении.

4. Законтурное заводнение не позволяет воздействовать на отдельные локальные участки пласта с целью ускорения извлечения из них нефти, выравнивания пластового давления в различных пластах и пропластках.

5. При законтурном заводнении значительная часть воды, закачиваемой в пласт, уходит в водоносную область, находящуюся за контуром нефтеносности, не вытесняя нефть из пласта.

Указанные выводы о результатах законтурного заводнения нефтяных пластов вызвали дальнейшее усовершенствование разработки нефтяных месторождений и привели к целесообразности использования внутриконтурного заводнения, особенно крупных месторождений, с разрезанием пластов рядами нагнетательных скважин на отдельные площади или блоки.

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Опыт и проблемы разработки месторождений с применением заводнения

Использование систем разработки с внутриконтурным разрезанием позволило в 2 — 2,5 раза увеличить темпы разработки по сравнению с законтурным заводнением, существенно улучшить технико-экономические показатели разработки. Блочные рядные системы нашли широкое применение при разработке нефтяных месторождений во многих нефтедобывающих районах, и особенно в Западной Сибири.

Обширные фактические данные по разработке нефтяных месторождений с применением заводнения во многих случаях **подтверждают теоретические результаты**, получаемые на основе моделей **поршневого и непоршневого вытеснения** нефти водой, если модель пласта соответствует реальному пласту. Фактическое изменение пластового давления, добыча нефти и жидкости, зависимость текущей обводненности от нефтеотдачи согласуются с расчетными. Однако **проблема правильного выбора модели**, наиболее точно отражающей главные особенности разработки пласта, еще далека от своего полного разрешения. Модели разработки пластов, наиболее соответствующие действительности, могут быть построены лишь на основе тщательного изучения и учета свойств пласта и сопоставления результатов расчета процесса разработки пласта с фактическими данными. В последние годы в связи с ростом вычислительных возможностей ЭВМ получают большее развитие **детерминированные модели** пластов и процессов разработки. Их использование приводит к необходимости решения двумерных и трехмерных задач

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Опыт и проблемы разработки месторождений с применением заводнения

Основные проблемы воздействия на пласты заводнением

С увеличением отношения вязкостей нефти и воды в пластовых условиях $\mu_0 = \mu_n / \mu_v$ текущая нефтеотдача при одном и том же отношении объема закачанной в пласт воды Q к объему пор пласта V_n снижается.

Если $\mu_0 > 100$ заводнение нефтяных месторождений, осуществляемое путем закачки в пласты обычной воды, оказывается неэффективным, поскольку конечная нефтеотдача получается низкой (порядка 0,1).

Вторая проблема невозможности полного вытеснения нефти водой из заводненных областей пластов заключается в несмешиваемости нефти и воды.

Решить проблему полного вытеснения нефти из пластов можно либо обеспечив смешиваемость нефти с вытесняющим ее веществом, либо применив высокотемпературное воздействие на пласт.

Третья наиболее обширная проблема, возникшая в результате анализа и обобщения опыта разработки заводняемых нефтяных месторождений, — проблема обеспечения более полного охвата пластов процессом заводнения.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ



ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ
ПЛАСТОВ РАСТВОРИТЕЛЯМИ

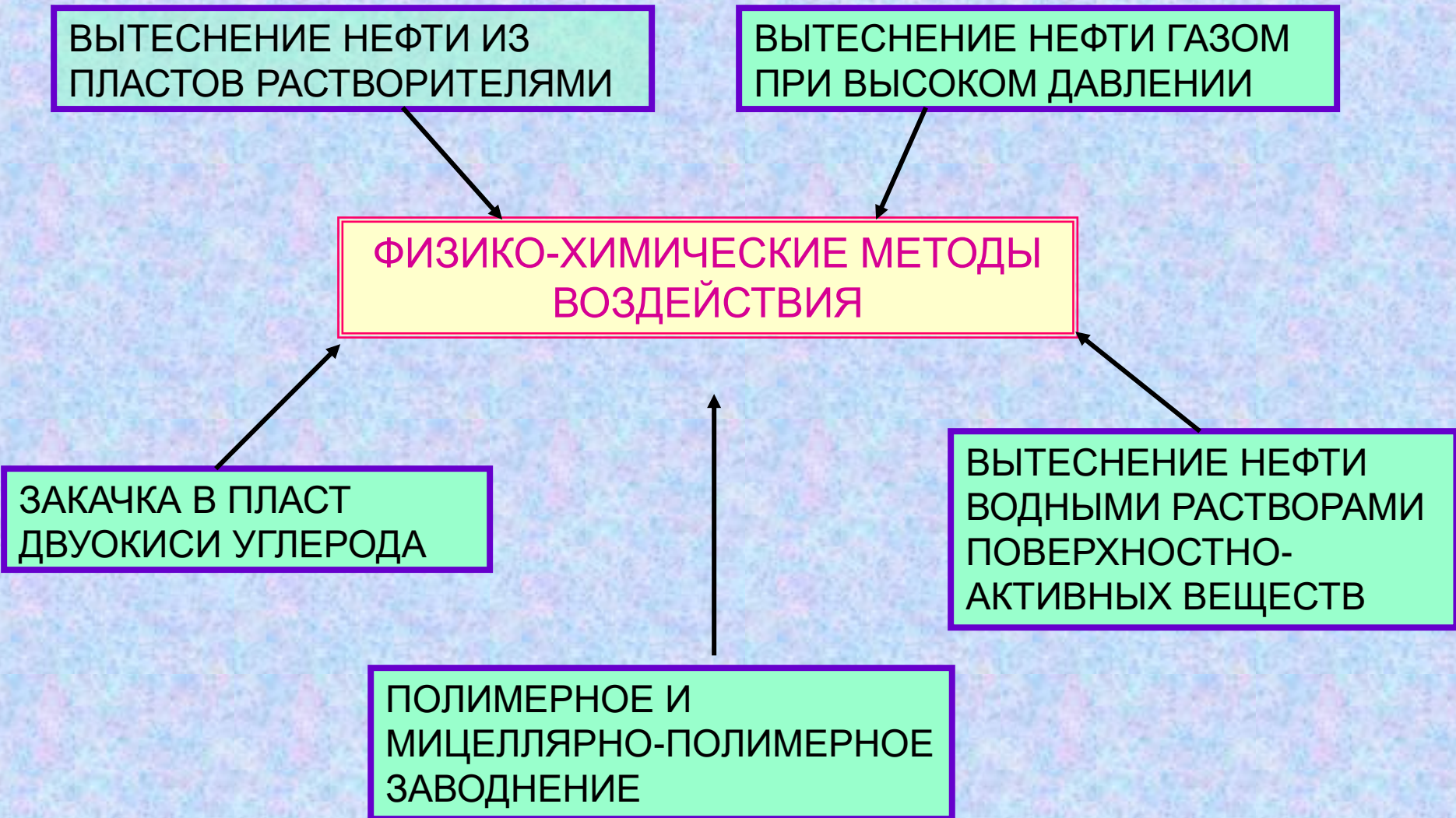
ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ГАЗОМ
ПРИ ВЫСОКОМ ДАВЛЕНИИ

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ
ВОЗДЕЙСТВИЯ

ЗАКАЧКА В ПЛАСТ
ДВУОКИСИ УГЛЕРОДА

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ
ВОДНЫМИ РАСТВОРАМИ
ПОВЕРХНОСТНО-
АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

ПОЛИМЕРНОЕ И
МИЦЕЛЛЯРНО-ПОЛИМЕРНОЕ
ЗАВОДНЕНИЕ



ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ РАСТВОРИТЕЛЯМИ И ГАЗОМ ПРИ ВЫСОКОМ ДАВЛЕНИИ

Главная причина невозможности достижения полного вытеснения нефти водой из пластов при их заводнении заключается в несмешиваемости вытесняемой и вытесняющей жидкостей, в результате чего образуется поверхность раздела между жидкостями и происходят капиллярные явления.

В 50-х и начале 60-х гг. было предложено в качестве веществ, смешивающихся с нефтью для ее вытеснения из пластов применять углеводородные растворители — сжиженный пропан, газовый конденсат, бензин и другие в виде пробок или оторочек, подвигаемых по пласту водой или сухим газом. Лабораторные опыты показали, что в процессе вытеснения нефти из пластов неограниченно смешивающимися с ней веществами — растворителями коэффициент вытеснения может быть доведен до 100%.

Физико-химические методы разработки нефтяных месторождений

Вытеснение нефти из пластов растворителями и газом при высоком давлении

Вытеснение нефти из пластов сухим газом в области полной смешиваемости его с углеводородами нефти получило название процесса вытеснения нефти из пластов газом **высокого давления.**

Если оторочка растворителя продвигается вследствие закачки в пласт воды, образуется область совместной фильтрации растворителя и воды как двух несмешивающихся жидкостей, в результате чего оторочка размазывается по обводненной области пласта. В этом случае в пласте существует и область смешения нефти и растворителя, и область несмешивающихся жидкостей.

Уравнение вытеснения из прямолинейного пласта нефти ее растворителем имеет следующий вид:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial c}{\partial x} \right) - w \frac{\partial c}{\partial x}$$

где $w = v/m$ — удельная концентрация растворителя в смеси нефть - растворитель; D — коэффициент диффузии; (v — скорость фильтрации; m — пористость).

Под коэффициентом диффузии D понимают комплексный коэффициент, учитывающий не только молекулярную и конвективную диффузии однородной жидкости в пористой среде, но и различие вязкостей вытесняющей и вытесняемой смешивающихся жидкостей.

Физико-химические методы разработки нефтяных месторождений

Вытеснение нефти из пластов растворителями и газом при высоком давлении

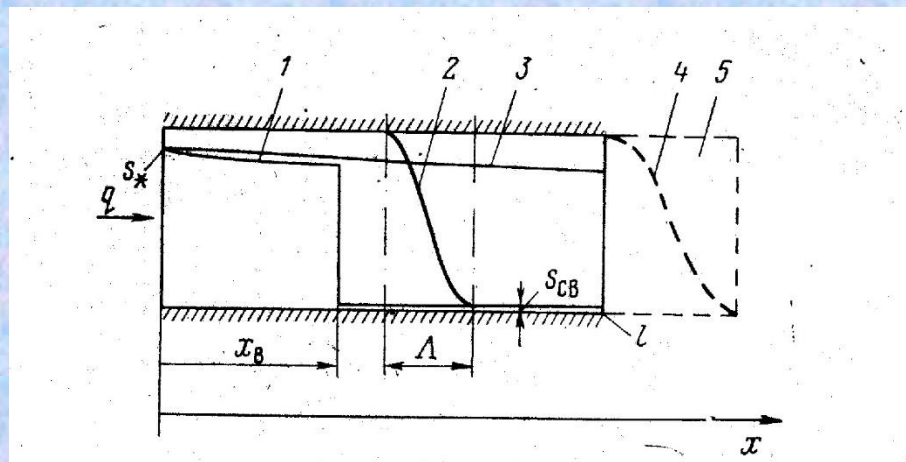


Рис. Схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта оторочкой растворителя, проталкиваемой водой:

1 — распределение водонасыщенности в момент времени t ; 2 — концентрация растворителя $c(x, t)$;

3 — распределение водонасыщенности в момент времени t_{**} ; 4 — фиктивная концентрация растворителя в момент времени t_{**} ;

5 — фиктивная область смешения растворителя и нефти

Для полного вытеснения нефти растворителем из части пласта, охваченной этим процессом, необходимо закачать такое количество растворителя, чтобы область смешения его ($c=0,5$) с нефтью переместилась за пределы пласта (см. рис.), т. е. на расстояние $x_{**} = l + \lambda$, а фронт вытеснения растворителя водой дошел бы до конца пласта, т. е., чтобы соблюдалось условие $x_B = l$. Тогда количество растворителя, затраченного на образование оторочки, будет равно количеству растворителя, оставшегося в областях заводнения и смешения.

Физико-химические методы разработки нефтяных месторождений

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ ДВУОКИСИ УГЛЕРОДА

К веществу, хорошо смешивающемуся с нефтью, относится двуокись углерода CO_2 , которую используют в качестве агента, закачиваемого в пласт для вытеснения нефти. Источники CO_2 - природные месторождения, содержащие часто смесь углекислого газа с углеводородами, отходы химических производств, дымовые газы крупных энергетических и металлургических установок.

Таким образом, двуокись углерода в жидком, газообразном или закритическом состоянии может быть использована как растворитель нефти с целью ее извлечения из недр. Известны несколько разновидностей технологии разработки нефтяных месторождений с закачкой CO_2 в пласты для вытеснения из них нефти.

Двуокись углерода нагнетают в неистощенный пласт в виде оторочки, продвигаемой по пласту закачиваемой в него водой. Другую разновидность используют в истощенных пластах с низким пластовым давлением порядка 1 МПа, когда CO_2 непрерывно закачивают в пласт в газообразном состоянии.

Вначале в пласт интенсивно закачивают CO_2 при резком ограничении или прекращении отбора нефти. Пластовое давление при этом повышается. Если позволяют пластовые, а также технические и экономические условия, давление в пласте доводят до давления полной смешиваемости CO_2 и нефти. При достижении заданного давления производят одновременно и закачку в пласт CO_2 , и отбор из него смеси углеводородов нефти и CO_2 .

Третья разновидность технологии разработки нефтяных пластов состоит в растворении CO_2 в воде, т. е. в получении так называемой карбонизированной воды и закачке ее в пласт для вытеснения из него нефти, как и при обычном заводнении.

Физико-химические методы разработки нефтяных месторождений

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ ВОДНЫМИ РАСТВОРАМИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

Если добавить к закачиваемой в пласт воде поверхностно-активное вещество (ПАВ), то можно существенно снизить поверхностное натяжение на контакте нефть — вода и сделать поверхность зерен горных пород-коллекторов более смачиваемой водой, т. е. увеличить ее гидрофильность.

Эффективность вытеснения нефти из пластов растворами ПАВ зависит от степени диспергирования нефти в заводненной области пласта, структуры порового пространства, доли нефти, оставшейся в виде пленок на зернах породы во всей остаточной нефти, характера физико-химического взаимодействия ПАВ и пород-коллекторов и т. д.

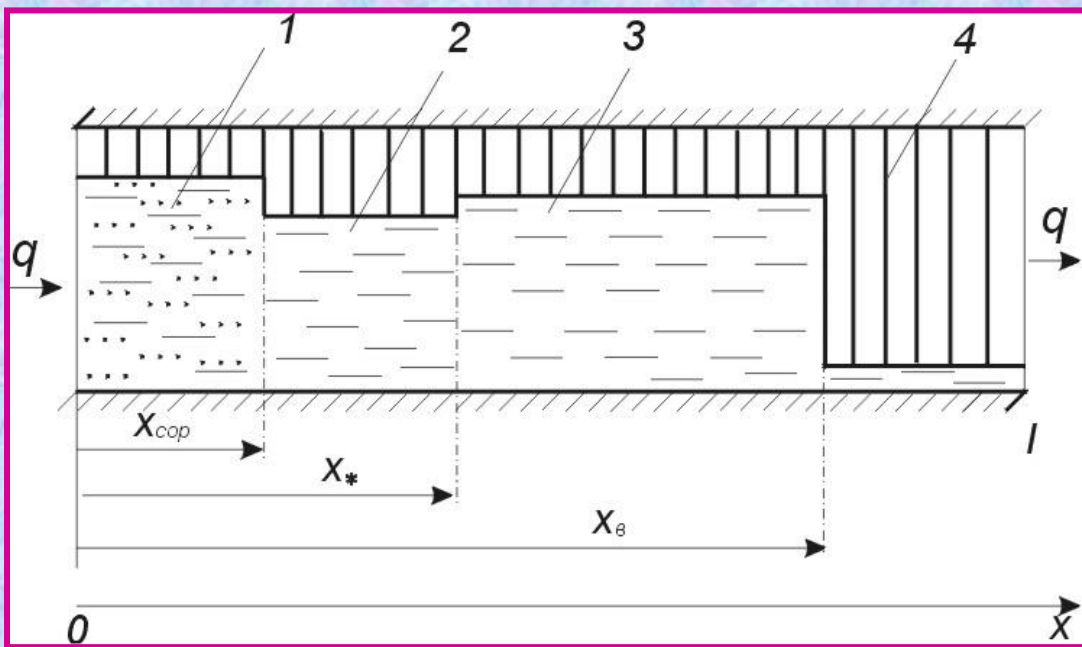


Рис. Схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта водным раствором ПАВ:

- 1 – область $0 \leq x \leq x_{cop}$
- 2- область $x_{cop} \leq x \leq x_*$
- 3 – область $x_* \leq x \leq x_в$
- 4 – область $x_в \leq x \leq l$

Физико-химические методы разработки нефтяных месторождений

Вытеснение нефти из пластов водными растворами ПАВ

При поршневом вытеснении нефти водным раствором ПАВ распределение водонасыщенности, нефтенасыщенности и концентрации ПАВ в некоторый момент времени t имеет вид, показанный на рис. ПАВ, адсорбируясь в пласте, занимает область $0 \leq x \leq x_{сор}$, где $x_{сор}$ — координата границы сорбировавшегося в пласте ПАВ или «фронта сорбции». Область $x_{сор} \leq x \leq x_*$ занята валом нефти, т. е. нефтью, дополнительно вытесненной из области $0 \leq x \leq x_{сор}$ под действием ПАВ. Область же $x_* \leq x \leq x_g$ занята нефтью и водой, не содержащей ПАВ. Таким образом, несмотря на то, что водный раствор ПАВ закачивают в рассматриваемый пласт с начала его разработки, вытеснение нефти и дополнительное ее извлечение из пласта происходят только в области $0 \leq x \leq x_{сор}$. На границе же $x = x_g$ нефть вытесняется обычной водой, которая очистилась от ПАВ в области $0 \leq x \leq x_{сор}$.

Согласно лабораторным экспериментальным данным, в 1 м^3 породы пласта может сорбироваться 2 — 5 кг ПАВ. Если $A = 2 \text{ кг} / \text{м}^3$, то при начальной концентрации ПАВ в закачиваемой воде $c = c_0 = 0,5 \text{ кг} / \text{м}^3$ согласно изотерме Генри $2 = 0,5/a$. Отсюда $a = 0,25 \text{ м}^3 / \text{м}^3$. При $m = 0,2$ и водонасыщенности в области $0 \leq x \leq x_{сор}$ $s = 0,65$ скорость фронта сорбции почти в 30 раз меньше истинной скорости движения воды в пористой среде.

ПОЛИМЕРНОЕ И МИЦЕЛЛЯРНО-ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Для уменьшения отношения вязкостей нефти и воды и, следовательно, увеличения нефтеотдачи используют водные растворы полимеров. В качестве такого полимера чаще всего применяют полиакриламид (ПАА). Молекулярное строение ПАА таково, что молекулы этого вещества схематично можно представить в виде длинных цепочек, состоящих из атомов углерода, водорода и азота. Молекулы полимера, продвигаясь в пористой среде, в водном растворе как бы «цепляются» за зерна этой среды, создавая дополнительное фильтрационное сопротивление и сорбируясь на зернах поверхности пород.

Полиакриламид выпускают в виде геля, твердых гранул или порошка. Обычно применяют следующую концентрацию ПАА в воде: по гелю 1 — 5%, по твердому полимеру (в виде гранул или порошка) 0,08 — 0,4%. Вследствие высокой сорбции ПАА доводят его концентрацию до значения, при котором вязкость водного раствора этого полимера составила бы $\mu_{ен} = 5 - 6\mu_в$, ($\mu_в$ — вязкость обычной воды). В этом случае фактор сопротивления R изменяется в пределах 5 — 10.

Считается, водный раствор ПАА целесообразно использовать для вытеснения нефти из пластов при ее вязкости $\mu_n = (10 - 30) \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$.

Среди физико-химических методов разработки нефтяных месторождений известен также **метод комплексного воздействия на нефтяной пласт** путем закачки в него смеси ПАВ, спиртов, растворителей нефти, воды и водного раствора ПАА. Этот метод получил название **метода мицеллярно-полимерного заводнения**.

ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Механизм переноса тепла в нефтяном пласте за счет конвекции имеет одну весьма важную особенность: зона с иной температурой, чем пластовая, т. е. охлажденная или нагретая перемещается в пласте со значительно меньшей скоростью, чем скорость движения воды в пористой среде. Это приводит к очень важному для разработки нефтяных месторождений эффекту, заключающемуся в том, что при закачке в пласт воды с температурой, отличающейся от пластовой, образующаяся при этом в пласте охлажденная или нагретая зона, в зависимости от отношения температуры закачиваемой воды к первоначальной пластовой, отстает от фронта вытеснения нефти водой.

Таким образом, в случае вытеснения нефти из пласта водой с температурой $T_2 > T_{пл}$, т. е. горячей водой, будет наблюдаться отставание теплового фронта от фронта вытеснения нефти. Нефть будет вытесняться сначала водой с пластовой температурой и только в зоне $0 \leq x \leq x_m$ — горячей водой. Дополнительную нефть можно добывать спустя некоторое время, когда «передняя координата» нефтяного вала x , достигнет конца пласта ($x = l$).

При закачке в пласт горячей воды или водяного пара из нефти при соответствующих условиях испаряются легкие фракции углеводородов и переносятся потоками пара и воды по пласту к забоям добывающих скважин, дополнительно способствуя увеличению извлечения нефти из недр.

Если в пласт нагнетают насыщенный пар, то по мере удаления от нагнетательной скважины в результате потерь тепла в кровлю и подошву пласта и влияния теплопроводности в горизонтальном направлении сухость пара будет непрерывно уменьшаться, так что на определенном расстоянии от нагнетательной скважины пар полностью сконденсируется и превратится в горячую воду. Однако важно отметить, что температура в области насыщенного пара будет близка к постоянной — она изменяется только вследствие увеличения или уменьшения давления при фильтрации пара.

ИЗВЛЕЧЕНИЕ НЕФТИ ИЗ НЕДР С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ

Исследования показали, что при развитии процесса внутрипластового горения в пористой среде пласта сгорает в основном тяжелый остаток нефти, получивший название кокса, так как более легкие фракции нефти испаряются перед областью горения в результате повышенной температуры и переносятся потоком газов вперед по пласту по направлению к

Внутрипластовое горение, осуществляемое путем нагнетания в пласт только воздуха, получило в теории и практике разработки нефтяных месторождений название **сухого внутрипластового горения**.

Внутрипластовое горение, осуществляемое путем закачки в пласт окислителя вместе с водой, получило название **влажное горение**. С увеличением водовоздушного отношения, область, где происходит окислительная реакция, расширяется. При этом влажное горение переходит в так называемое **сверхвлажное горение**.

Методы внутрипластового горения, особенно влажное горение, имеют весьма существенное преимущество перед способом воздействия на нефтяные пласты путем закачки в них теплоносителей, заключающееся, во-первых, в том, что, по сути дела ликвидированы тепловые потери во время движения нагнетаемого в пласт вещества на поверхности и в скважинах и, во-вторых, высокотемпературная зона при внутрипластовом горении может быть продвинута на значительно большие расстояния в пласте, чем при закачке в пласт теплоносителей.

Проектирование и регулирование разработки нефтяных месторождений

Постоянно действующие геолого-технологические модели нефтяных и газонефтяных месторождений

Под цифровой фильтрационной (гидродинамической) моделью (ФМ) понимают совокупность представления объекта в виде двухмерной или трехмерной сетки ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров геологической модели,

Программный комплекс ФМ должен осуществлять

Численное решение уравнений сохранения и фильтрации фаз или компонентов

Анализ фильтрационных течений и расчетных технологических показателей

Выбор мероприятий по регулированию процесса разработки

Редактирование модели при внесении новых данных