НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ -

отрасль геологии, занимающаяся детальным изучением месторождений и залежей нефти и газа в начальном (естественном) состоянии и в процессе разработки для определения их народнохозяйственного значения и рационального использования недр.

Цели нефтегазопромысловой геологии -

- геологическое обоснование эффективной организации добычи нефти и газа и обеспечение рационального использования и охраны недр и окружающей среды.

Основная цель разбивается на ряд компонент -

- **промыслово-геологическое моделирование залежей**;
- **подсчет запасов** нефти, газа и конденсата;
- **геологическое обоснование системы разработки** нефтяных и газовых месторождений;
- **геологическое обоснование мероприятий** по повышению эффективности разработки и нефте-, газо- или конденсатоотдачи;
- **обоснование комплекса наблюдений** в процессе разведки и разработки.

Другой вид компонент - ***сопутствующие цели***, которые направлены на более эффективное достижение цели. К ним относятся:

- **охрана недр** нефтяных и газовых месторождений;
- **геологическое обслуживание процесса бурения** скважин;
- **совершенствование собственной методологии и методической базы.**

МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ ГЕОЛОГО - ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ

- изучение керна, шлама, проб нефти, газа и воды
- исследование скважин геофизическими методами (ГИС)
- изучение технического состояния скважин
- контроль за изменением характера насыщения пород -
- гидродинамические методы исследования скважин
- наблюдения за работой добывающих и нагнетательных скважин.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ НАБЛЮДЕНИЕ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

В процессе бурения скважин необходимо:

1) **отбирать керны** для уставления стратиграфической и литологической характеристик пород, изучения коллекторских свойств продуктивных горизонтов и содержания в них нефти, газа и воды;

2) **изучать разрез скважины** в целом путем промыслово-геофизических и косвенных наблюдений с целью установления стратиграфической последовательности залегания пород , их толщины и фациальной характеристики, а также положения нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов и их взаимных соотношений;

3) **определять свойства и качества нефти, газа и воды,** обнаруженных при бурении, а также производительность вскрытых пластов путем опробования, если для этого имеются технические возможности;

4) **изучать особенности бурения скважины** путем наблюдения за появлением признаков нефти, газа и воды, появлением обвалов, нарушением циркуляции в связи с уходом глинистого раствора и т. д.

ОТБОР И ИЗУЧЕНИЕ ОБРАЗЦОВ ПОРОД В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Отбор образцов пород. Отобранный керн поднимают на поверхность и всесторонне изучают.

Выбор интервала.

В поисковых и разведочных скважинах отбор керна ведется в интервалах с ожидаемой нефтегазоносностью отложений, либо при появлении нефтегазопроявлений в процессе бурения

В эксплуатационных скважинах Керн берут лишь в единичных скважинах в интервале продуктивного горизонта для его детального изучения.

Помимо указанного выше, скважины могут быть пробурены со специальными целями: *опорные скважины* - для изучения геологического строения недр; в них обязательно проводится сплошной отбор керна;

оценочные скважины - для изучения строения продуктивных горизонтов и содержания в них нефти; в этом случае обязательным является сплошной отбор керна по всей толщине продуктивного горизонта.

ИЗУЧЕНИЕ ОБРАЗЦОВ ПОРОД ПОЛУЧЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

При изучении керна необходимо получить следующую информацию:

- наличие признаков нефти и газа;
- литологическую характеристику пород и их стратиграфическую принадлежность;
- коллекторские свойства пород;
- структурные особенности пород и возможные условия их залегания.

Пластовые флюиды

ФИЗИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТИ И ГАЗА В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕЖИ

Свойства и состояние углеводородов (УВ) зависят от их состава, давления и температуры. В залежах они могут находиться в жидком и газообразном состоянии или в виде газожидкостных смесей.

По физическому состоянию в поверхностных условиях УВ от CH_4 до C_4H_{10} - газы; от C_5H_{12} до $C_{16}H_{34}$ - жидкости и от $C_{17}H_{34}$ до $C_{35}H_{72}$ и выше - твердые вещества, называемые парафинами и церезинами.

ФИЗИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТИ И ГАЗА В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕЖИ

При большом количестве газа в пласте он может располагаться над нефтью в виде ***газовой шапки*** в повышенной части структуры. Если же количество газа в залежи по сравнению с количеством нефти мало, а давление достаточно высокое, ***газ полностью растворяется в нефти*** и тогда газонефтяная смесь находится в пласте в жидком состоянии.

Н Е Ф Т Ь

Природная смесь, состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой, нафтеновой и ароматической групп, которые в пластовых и стандартных условиях находятся в жидкой фазе.

Кроме углеводородов (УВ) в нефтях присутствуют сернистые, азотистые, кислородные соединения, металлоорганические соединения.

КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ
по углеводородному составу

Метановые
(более 50 %)
Нафтеновые
(более 50 %)
Ароматические
(более 50 %)

КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ

по содержанию парафинов

Малопарафинистые

(не выше 1,5 %)

Парафинистые

(1,51 - 6,00 %)

Высокопарафинистые

(выше 6,00 %)

Содержание парафина в нефти иногда достигает 13 - 14 % и больше.

Нефтяной парафин - это смесь твердых УВ двух групп, резко отличающихся друг от друга по свойствам, - *парафинов* $C_{17}H_{36}$ - $C_{35}H_{72}$ и *церезинов* $C_{36}H_{74}$ - $C_{55}H_{112}$.

Температура плавления первых 27-71°С, вторых – 65-88°С. При одной и той же температуре плавления церезины имеют более высокую плотность и вязкость.

КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ

по содержанию серы

Малосернистая

(не выше 0,5 %)

Сернистая

(0,51 - 2,0 %)

Высокосернистая

(выше 2,0 %)

КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ

по содержанию смол

Малосмолистые

(меньше 5 %)

Смолистые

(5 - 15 %)

Высокосмолистые

(выше 15 %)

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

- **Газосодержание (газонасыщенность)** пластовой нефти - это объем газа растворенного в 1м^3 объема пластовой нефти: **G=Vг/Vпл.н. (м^3/м^3)**

Газосодержание пластовых нефтей может достигать 300-500 м3/м3 и более, обычное его значение для большинства нефтей 30-100 м3/м3. Вместе с тем известно большое число нефтей с газосодержанием не выше 8-10 м3/м3.

- **Давлением насыщения** пластовой нефти называется давление, при котором газ начинает выделяться из нее. Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и газа в залежи, от их состава, от пластовой температуры.

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

- **Коэффициент сжимаемости** (или объемной упругости) характеризует относительное приращение объема нефти при изменении давления на единицу. Для большинства пластовых нефтей = $(1\text{-}5)\cdot10^{-3}$ $МПа^{-1}$

  $\beta_н = (1/V)(\Delta V/\Delta p)$, где ΔV - изменение объема нефти, V - исходный объем нефти, Δp - изменение давления.

- **Объемный коэффициент пластовой нефти** показывает, какой объем занимает в пластовых условиях $1м^3$ дегазированной нефти:

  $b_н = V_{пл.н.}/V_{дег.} = p_н/p_{пл.н.}$, где $V_{пл.н.}$ - объем нефти в пл. усл., $V_{дег.}$-объем того же кол-ва нефти после дегазации при атмосферном давлении и $t=20^0C$, $p_{пл.н.}$-плотность нефти в пл. усл., p -плотность нефти в станд. усл.

- **Усадка нефти** -уменьшение объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность $U = (b_н\text{-}1)/b_н*100$

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

При подсчете запасов нефти объемным методом изменение объема пластовой нефти при переходе от пластовых условий к поверхностным учитывают с помощью так называемого *пересчетного коэффициента.*

- **Пересчетный коэффициент** $\theta = 1/b = V_{дег}/V_{п.н.} = \rho_{п.н.}/\rho_{н}$

- **Коэффициент теплового расширения αн** показывает, на какую часть ΔV первоначального объема Vo изменяется объем нефти при изменении температуры на 1 °C

  $\alpha_н = (1/Vo)\ (\Delta V/\Delta t)$.

  Размерность $\alpha_н$ - 1/°C.

Для большинства нефтей значения коэффициента теплового расширения колеблются в пределах (1-20) *10-4 1/°C.

Колориметрические свойства нефти зависят от содержания в ней окрашенных веществ (смол, асфальтенов).

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

- **Под плотностью пластовой нефти** понимается масса нефти, извлеченной из недр с сохранением пластовых условий, в единице объема. Она обычно в 1,2-1,8 раза меньше плотности дегазированной нефти, что объясняется увеличением ее объема в пластовых условиях за счет растворенного газа. Известны нефти, плотность которых в пласте составляет всего 0,3-0.4 г/см^3. Ее значения в пластовых условиях могут достигать 1.0 г/см^3

По плотности пластовые нефти делятся на:

•легкие с плотностью менее 0,850 г/см3;

•тяжелые с плотностью более 0,850 г/см3.

Легкие нефти характеризуются высоким газосодержанием, тяжелые - низким.

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

- **Вязкость пластовой нефти μн,** определяющая степень ее подвижности в пластовых условиях, также существенно меньше вязкости ее в поверхностных условиях. Это обусловлено повышенными газосодержанием и пластовой температурой.

Давление оказывает небольшое влияние на изменение вязкости нефти в области выше давления насыщения. В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости дегазированной нефти.

Вязкость зависит также от плотности нефти: легкие нефти менее вязкие, чем тяжелые. Вязкость нефти измеряется в мПа · с

По вязкости нефти делятся на:

незначительной вязкостью - μн < 1 мПа · с;

маловязкие - 1<μн≤5 мПа · с;

с повышенной вязкостью - 5<μн ≤25 мПа · с;

высоковязкие - μн > 25 мПа · с.

ГОРЮЧИЙ ГАЗ *(ГАЗ)*

Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных УВ.

Основным компонентом является метан **CH_4**.

Наряду с метаном в состав природных газов входят более тяжелые УВ, а также неуглеводородные компоненты: азот N, углекислый газ CO_2, сероводород H_2S, гелий He, аргон Ar.

В природных условиях находится в газообразной фазе в виде отдельных скоплений либо в растворенном в нефти или воде состоянии, а в стандартных условиях – только в газообразной фазе.

Природные газы подразделяют на следующие группы.

- Газ чисто газовых месторождений, представляющий собой сухой газ, почти свободный от тяжелых УВ.
- Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений, - смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат состоит из C_5+высш.
- Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные газы). Это физические смеси сухого газа, пропанбутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.

По товарным качествам нефтяные газы условно подразделяются на **сухие, полужирные и жирные**

В **сухих газах** содержание бензина на 1 $м^3$ газа до 75г. в их составе 90% метана, 3-6% более тяжелых УВ, 15-30% углекислого газа. Плотность их по воздуху 0,75

В **полужирных газах** на 1 м3 газа приходится 75-150 г. бензина; в них содержится метана около 73%, 22% высших УВ, около 5% углекислого газа; плотность по воздуху 0,9-1.

Жирные газы с содержанием бензина свыше 150 г. на 1м3 газа состоит из 32-55% метана, 28-68% высших УВ; плотность по воздуху 1,15-1,4.

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

Химический состав природного газа определяет его физические свойства. Основными параметрами, характеризующими физические свойства газов, являются ***плотность, вязкость, критическое давление и температура, диффузия, растворимость*** и др.

- **Плотность газа ($\rho_г$)** – масса 1м^3 газа при температуре 0^{0}С и давлении 0,1МПа. (кг/м^3); $\rho_г = M/V_м$

  где Vм - объем 1 моля газа при стандартных условиях,

  М – молекулярная масса компонента.

На практике пользуются *относительной плотностью* газа (по отношению к воздуху), под которой понимают отношение массы единицы объема газа к массе единицы объема воздуха при одинаковых температуре и давлении.

Плотность нефтяных газов колеблется от 0,554 для метана до 3,459 для гептана и выше.

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

- **Молекулярная масса** природного газа $$M = \sum_{i=1}^{n} M_i X_i$$

где *Mi* - молекулярная масса i-го компонента; Xi - объемное содержание i-го компонента, (доли ед).

Для реальных газов обычно *M* = 16-20.

- **Вязкость или внутреннее трение -** сопротивление перемещению частиц под влиянием приложенной силы. Вязкость газов очень мала и не превышает $1*10^{-5}$Па, с повышением давления она увеличивается.

Различают вязкость *динамическую* и *кинематическую*.

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

Динамическая вязкость – сила сопротивления перемещению слоя газа или жидкости площадью 1см^2 на 1см со скоростью 1см/сек; измеряется в пуазах.

Динамическая вязкость нефтяного газа незначительна, возрастает с повышением температуры.

Кинематическая вязкость – отношение динамической вязкости к удельному весу, измеряется в стоксах.

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

- **Коэффициент сверхсжимаемости Z** реальных газов – это отношение объемов равного числа молей реального V и идеального $V_и$ газов при одинаковых термобарических условиях: $Z = V/V_и$

Значения коэффициентов сверхсжимаемости наиболее надежно могут быть определены на основе лабораторных исследований пластовых проб газов.

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

- **Критической называется температура, выше которой газ не может быть превращен в жидкость ни при каком давлении.** Для метана критическая температура – 82,1^{0}С. В недрах земной коры уже на небольшой глубине температура выше 0^{0}С. Поэтому в земной коре метан не может быть в жидком состоянии. Гомологи метана (этан, пропан, бутан и др.) в условиях земной коры могут находится в жидком состоянии при *давлении выше критического*, т.е. давлении, ниже которого, как бы ни была низка температура, газ не переходит в жидкое

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

- **Критическим давлением называется давление, соответствующее критической точке перехода газа в жидкое состояние.** С приближением значений давления и температуры к критическим свойства газовой и жидкой фаз становятся одинаковыми, поверхность раздела между ними исчезает и плотности их уравниваются. С появлением в системе двух и более компонентов в закономерностях фазовых изменений возникают особенности. *Критическая температура смеси* находится между критическими температурами компонентов, а *критическое давление смеси* всегда выше, чем критическое давление любого компонента.

Для определения коэффициента *сверхсжимаемости Z* реальных газов, представляющих собой многокомпонентную смесь, находят средние из значений критических давлений и температур каждого компонента. Эти средние называются **псевдокритическим давлением Рпкр** и **псевдокритической температурой Тпкр**

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

- **Влагосодержание природных газов** связано с тем, что природные газы и газоконденсатные смеси контактируют с пластовыми водами различных форм и вследствие чего содержат определенное количество паров воды.

Концентрация водяных паров в газе зависит от его состава, давления, температуры.

Отношение количества водяных паров (в долях единицы или процентах), находящихся в газе, к максимально возможному содержанию водяных паров в том же газе при тех же условиях называют относительной влажностью газа. Она характеризует степень насыщения газа водяным паром.

Количество водяных паров, находящихся в единице объема или массы газа (г/м3 или г/кг), называют абсолютной влажностью.

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

- **Объемный коэффициент пластового газа bг - отношение объема газа в пластовых условиях Vпл.г к объему того же количества газа Vст, который он занимает в стандартных условиях:**

$$b_г = V_{пл.г}/V_{ст} = Z(P_{ст} \cdot T_{пл}/(P_{пл} \cdot T_{ст})$$, (уравнение Клайперона – Менделеева)

где Рпл, Тпл, Рст, Тст - давление и температура соответственно в пластовых и стандартных условиях.

Значение величины **bг** имеет большое значение, так как объем газа в пластовых условиях на два порядка (примерно в 100 раз) меньше, чем в стандартных условиях.

- **Диффузия** – явление взаимного проникновения одного вещества в другое (при их соприкосновении), обусловленное движением молекул. Вызывается она в основном разностью концентраций газа в смежных частях горных пород и протекает в направлении от большей концентрации к меньшей.

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

- **Растворимость –** Закон Генри: **объем газа, растворенного в единице объема жидкости, прямо пропорционален давлению, если температура остается постоянной, а жидкость и газ не действуют друг на друга химически.**
- **Коэффициент растворимости –** количество газа, растворенного в жидкости при давлении 1 кг/см^2.

Жирные газы лучше растворяются в нефти, чем сухие. Коэффициент растворимости меняется в зависимости от изменения давления.

Для сухих газов зависимость между давлением и количеством растворенного газа выражается прямой линией (линейная зависимость). Коэффициент растворимости в этих же пределах является постоянным.

В более легких нефтях углеводородные газы растворяются лучше, чем в тяжелых. Коэффициент растворимости газа в нефти колеблется в пределах 0,25-2,0; он меняется в зависимости от состава газа, состава нефти и температуры. С повышением температуры способность газов растворяться в жидкости снижается.

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

Растворимость УВ газов в нефти примерно в 10 раз больше, чем в воде.

Выделение растворенного в нефти газа происходит в обратном порядке, с понижением давления. Сначала выделяются сухие (труднорастворимые) газы, затем тяжелые (легкорастворимые).

- Давление при котором начинает выделяться газ называется **давлением насыщения**

- **Газовый фактор** – количество газа, добываемого на 1 тонну нефти ($м^3/т$)

К О Н Д Е Н С А Т

Природная смесь в основном легких углеводородных соединений, находящихся в газе в растворенном состоянии при определенных термобарических условиях и переходящих в жидкую фазу при снижении давления ниже давления конденсации.

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ КОНДЕНСАТА

В пластовых условиях конденсат обычно весь растворен в газе. Различают конденсат *сырой* и *стабильный*

Сырой конденсат представляет собой жидкость, которая выпадает из газа непосредственно в промысловых сепараторах при давлении и температуре сепарации. Он состоит из жидких при стандартных условиях УВ. т.е. из пентанов и высших (C_5+высш), в которых растворено некоторое количество газообразных УВ-бутанов, пропана и этана, а также H_2S и других газов.

Стабильный конденсат состоит только из жидких УВ - пентана и высших (C_6+высш) Его получают из сырого конденсата путем дегазации последнего. Температура выкипания основных компонентов конденсата находится в диапазоне 40-200°С. Молекулярная масса 90-160. Плотность стабильного конденсата в стандартных условиях изменяется от 0,6 до 0,82 г/см^3 и находится в прямой зависимости от компонентного углеводородного состава.

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ КОНДЕНСАТА

Газы газоконденсатных месторождений делятся на газы с низким содержанием конденсата (до 150см^3/м^3), средним (150-300 см^3/м^3), высоким (300-600 см^3/м^3) и очень высоким (более 600 см^3/м^3).

- **Давление начала конденсации** - давление, при котором конденсат выделяется в пласте из газов в виде жидкости.

- **Газоконденсатный фактор** - количество газа (м^3), из которого добывается 1м^3 конденсата. Значение г.к. фактора колеблется для разных месторождений от 1500 до 25000 м^3/м^3

- **Плотность.** В стандартных условиях изменяется от 0,6 до 0,82 г/см^3 и находится в прямой зависимости от углеводородного состава.

ГАЗОГИДРАТЫ

представляют собой твердые соединения, в которых молекулы газа при определенных давлении и температуре заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды с помощью водородной связи.

Условия образования гидратов определяются составом газа, состоянием воды, внешними давлением и температурой.

Обратное снижение давления (или повышение температуры при неизменном давлении) сопровождается разложением гидрата на газ и воду.

Плотность гидратов природных газов составляет от 0,9 до 1,1 г/см3.

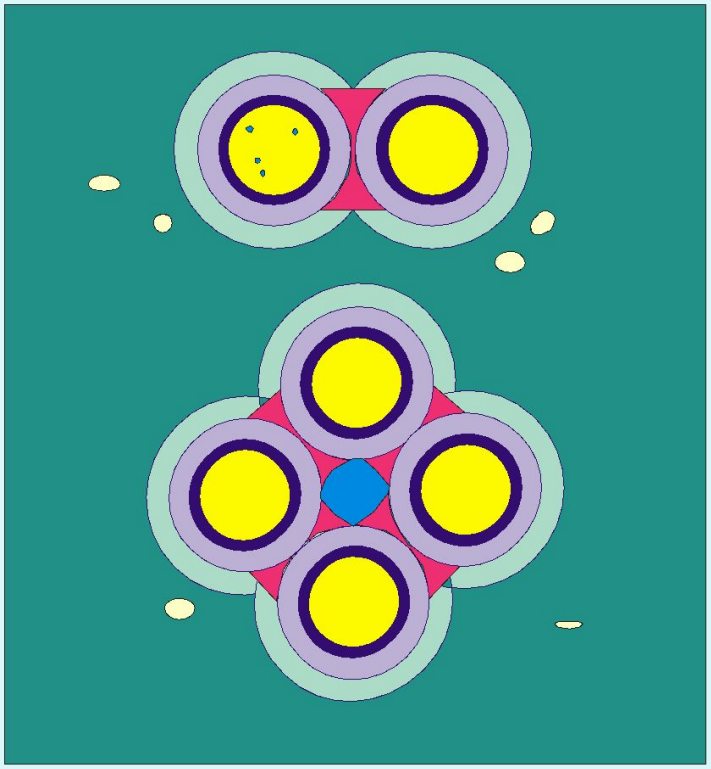
Газогидратные залежи – это залежи, содержащие газ, находящийся частично или полностью в гидратном состоянии

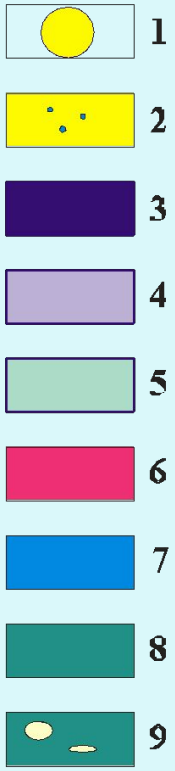
ВОДА – неизменный спутник нефти и газа

В месторождении она залегает в тех же пластах, что и нефтяная или газовая залежь, а также в собственно водоносных пластах (горизонтах). В процессе разработки вода может внедряться в нефтяную или газовую залежь, продвигаясь по нефтегазоносному пласту, или поступать в скважины из других водоносных горизонтов. В соответствии с принятой технологией разработки вода может закачиваться в залежь и перемещаться по пластам.

ПЛАСТОВЫЕ ФЛЮИДЫ. (вода)

ФОРМЫ ЗАЛЕГАНИЯ ВОДЫ В ПОРОДАХ





1 – МИНЕРАЛЬНЫЕ ЧАСТИЦЫ ПОРОД

2 – МИНЕРАЛЫ С ВКЛЮЧЕНИЯМИ ВОДЫ

3 - АДСОРБИРОВАННАЯ ВОДА

4 - ЛИТОСОРБИРОВАННАЯ ВОДА

5 - КАПИЛЛЯРНАЯ ВОДА

6 - СТЫКОВАЯ ВОДА

7 - СОРБЦИОННО-ЗАМКНУТАЯ ВОДА

8 - СВОБОДНАЯ ГРАВИТАЦИОННАЯ ВОДА

9 - ПАРООБРАЗОВАНИЕ В СВОБОДНОЙ ВОДЕ

ВИДЫ ВОД НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Воды нефтяных и газовых месторождений делятся на **собственные, чуждые и техногенные** (искусственно введенные в пласт).

К **собственным** относятся остаточные и пластовые напорные воды, залегающие в нефтегазоносном пласте (горизонте). Они подразделяются на *контурные* (краевые), *подошвенные* и *промежуточные.*

Контурными называются воды, залегающие за внешним контуром нефтеносности залежи.

Подошвенной называется вода, залегающая под ВНК (ГВК)

К *промежуточным* относятся воды водоносных пропластков, иногда залегающих внутри нефтегазоносных пластов.

ВИДЫ ВОД НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

К **чужим** (посторонним) относятся воды *верхние* и *нижние*, *грунтовые*, *тектонические.*

Верхними называются воды водоносных горизонтов (пластов), залегающих выше данного нефтегазоносного, а ***нижними*** – воды всех горизонтов (пластов) залегающих ниже его.

К **грунтовым** относится гравитационная вода первого от поверхности земли постоянного горизонта (расположенного на первом водоупорном слое), имеющая свободную поверхность

Тектоническими называются воды, циркулирующие в зонах нефтегазоносности по дизъюнктивным нарушениям. Эти воды могут проникать в нефтегазоносные пласты и вызывать обводнение скважин при разработке залежей.

ВИДЫ ВОД НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Искусственно введенными или техногенными, называются воды, закаченные в пласт для поддержания пластового давления, а также попавшие при бурении скважин (фильтрат промывочной жидкости) или при ремонтных работах.

СХЕМА ЗАЛЕГАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

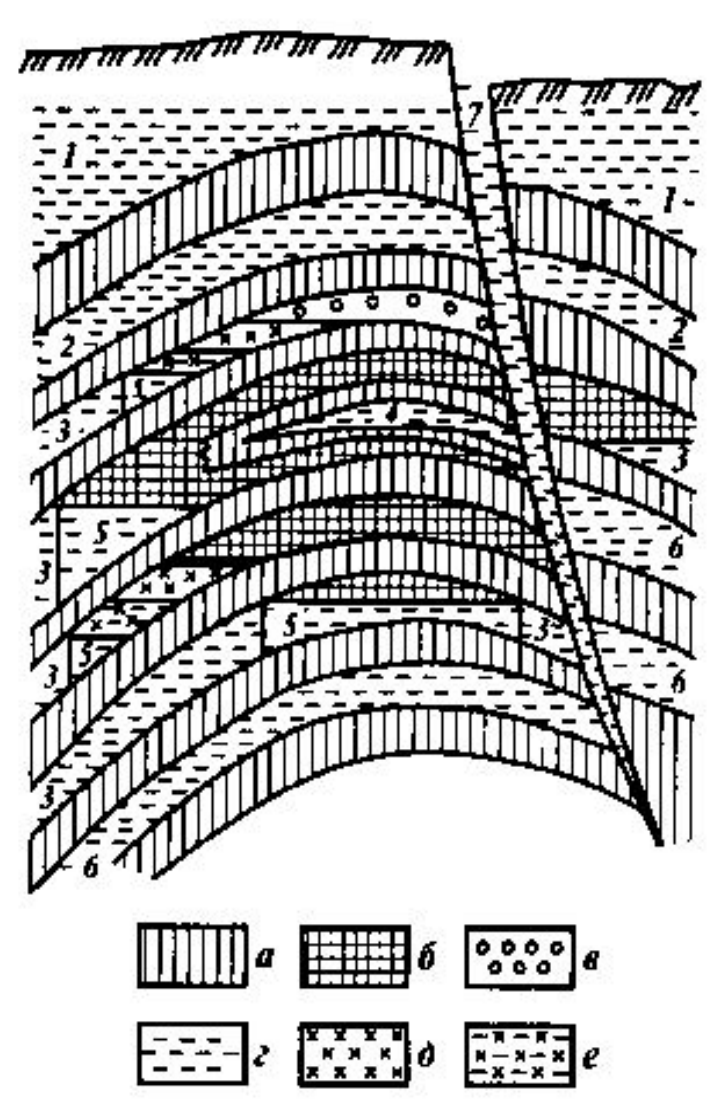


Схема залегания подземных вод нефтегазового месторождения:

а - непроницаемые породы,

б - нефть,

в - газ,

вода г - минерализованная,

д - конденсационная,

е - смешанная конденсационная и минерализованная,

виды вод: 1 - грунтовые,

2 - верхние пластовые,

3 - краевые или контурные,

4 - промежуточные,

5 - подошвенные,

6 - нижние пластовые,

7 - тектонические

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД

- **Минерализация воды –** суммарное содержание растворенных солей, ионов и коллоидов (г/100 или г/л раствора). Меняется от менее 1г/л (пресные воды) до 400 г/л и более (крепкие рассолы).

Минерализация и химический состав вод определяют их физические свойства (плотность, вязкость, поверхностное натяжение, электропроводность и др.).

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД

- **Газосодержание –** не превышает 1,5–2,0, обычно равно 0,2-0,5 $м^3/м^3$

- **Растворимость газов в воде** значительно ниже их растворимости в нефти.

- **Сжимаемость воды** – обратимое изменение объема воды, находящейся в пластовых условиях, при изменении давления. Коэффициент сжимаемости колеблется в пределах $(3\text{-}5)10^{-4}МПа^{-1}$.

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД

- **Объемный коэффициент** пластовой воды нефтяных и газовых месторождений зависит от минерализации, химического состава, газосодержания, пластовых давлений и температуры. Колеблется от 0,8 до 1,2.

- **Плотность** пластовой воды зависит от ее минерализации, пластовых давления и температуры.

- **Вязкость** (способность воды сопротивляться) зависит от температуры, а также от минерализации и химического состава. Газосодержание и давление оказывают меньшее влияние. (0,2-1,5 мПас)

- **Поверхностное натяжение,** т.е. свойство противодействовать нормальным силам, приложенным к ее поверхности и стремящимся изменить ее форму, в значительной степени зависит от химического состава.

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД

- **Электропроводность** зависит от минерализации. Пресные воды плохо проводят или почти не проводят электрический ток. Минерализованные воды относятся к хорошим проводникам. Мерой электропроводности служит удельное электрическое сопротивление, за единицу измерения которого принят 1 Ом · м.

- **Водонефтяной фактор** – количество воды приходящийся на 1т добытой нефти.