

Технология нефтегазового дела



Перечень основных дисциплин, входящих в курс «Технология нефтегазового дела»

- Геология нефти и газа
- Физика нефтяного и газового пласта
- Бурение нефтяных и газовых скважин
- Разработка и проектирование нефтяных и газовых месторождений
- Эксплуатация нефтяных и газовых скважин
- Сбор и подготовка скважинной продукции
- Переработка нефти и газа
- Транспорт и хранение нефти и газа

Извлечение нефти и газа из недр осуществляется с помощью скважин, которые являются каналом, соединяющим продуктивный пласт с поверхностью земли.

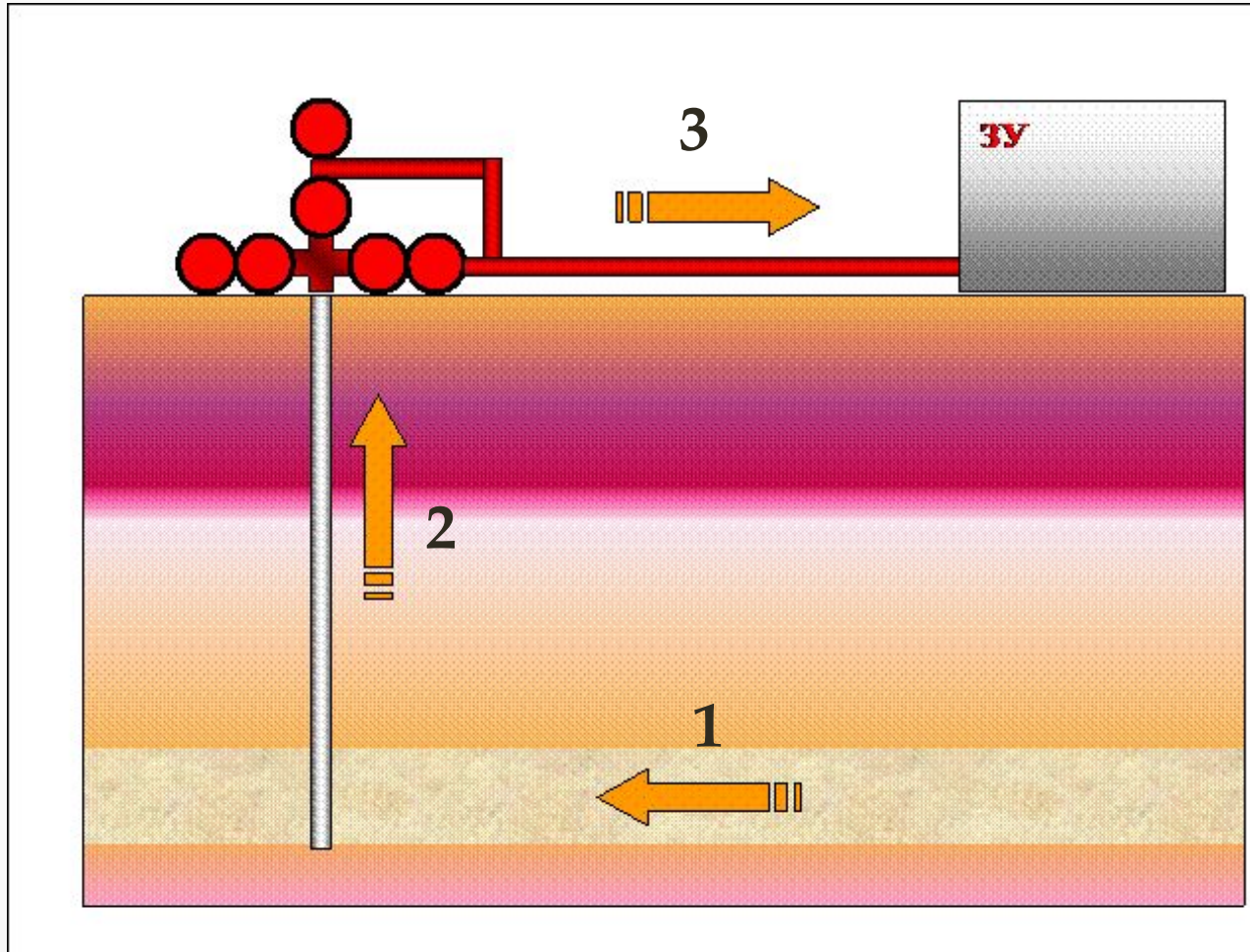


Скважина - цилиндрическая горная выработка, сооружаемая без доступа в нее человека и имеющая диаметр во много раз меньше длины.

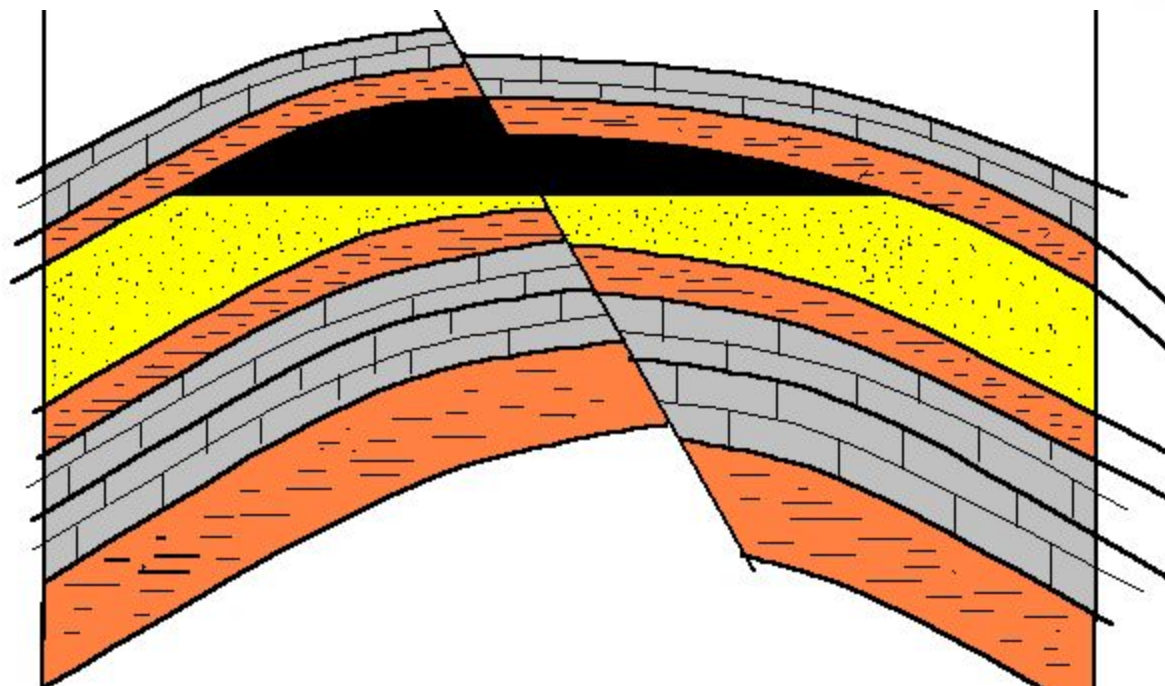
Весь процесс добычи нефти и газа включает три этапа:

- Первый - движение нефти и газа по пласту к скважинам, благодаря искусственно создаваемой разности давлений в пласте и на забоях скважин. Он называется **разработкой нефтяных и газовых месторождений**.
- Второй этап - движение нефти и газа от забоев скважин до их устьев на поверхности. Его называют **эксплуатацией нефтяных и газовых скважин**.
- Третий этап - **сбор продукции скважин и подготовка нефти и газа** к транспортированию потребителям. В ходе этого этапа нефть, а также сопровождающие ее попутный нефтяной газ и вода собираются, затем газ и вода отделяются от нефти, после чего вода закачивается обратно в пласт для поддержания пластового давления, а газ направляется потребителям. В ходе подготовки природного газа от него отделяются пары воды, коррозионно-активные (сероводород) и балластные (углекислый газ) компоненты, а также механические примеси.

Три основных этапа процесса добычи



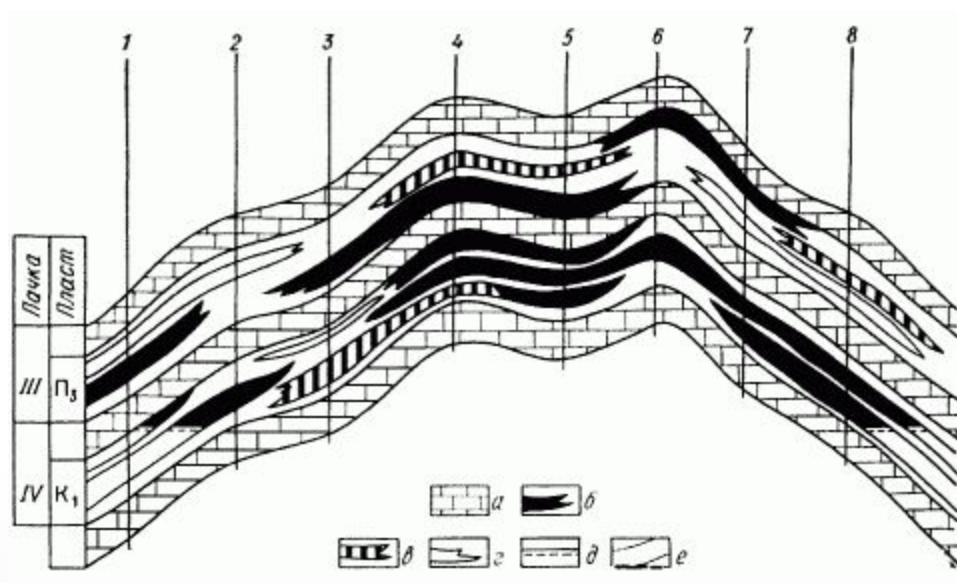
Геология нефти и газа

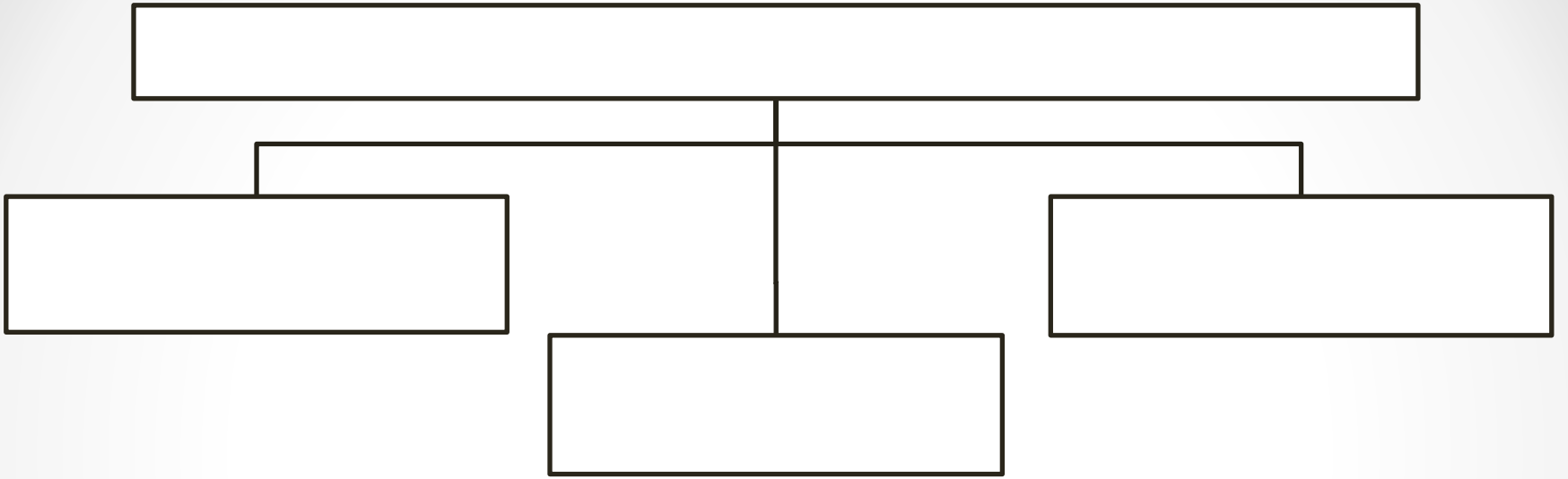


Перечень основных рассматриваемых вопросов

- Гипотезы происхождения нефти и газа
- Горные породы. Классификация горных пород по происхождению
- Формы и условия залегания осадочных горных пород
- Образование месторождений нефти и газа
- Методы поиска залежей нефти и газа
- Запасы нефти и газа. Классификация запасов по степени изученности и по народно-хозяйственному значению
- Условия залегания нефти, газа и воды в продуктивных пластах
- Источники пластовой энергии
- Силы, действующие в продуктивном пласте
- Естественные режимы работы залежей нефти и газа

Геология нефти и газа — прикладной раздел геологии, изучающий образования и скопления углеводородов в недрах земли, с целью научно обоснованного прогноза нахождения залежей нефти и газа, выбора рационального комплекса методов их поиска, разведки, подсчета запасов и оптимального режима разработки.

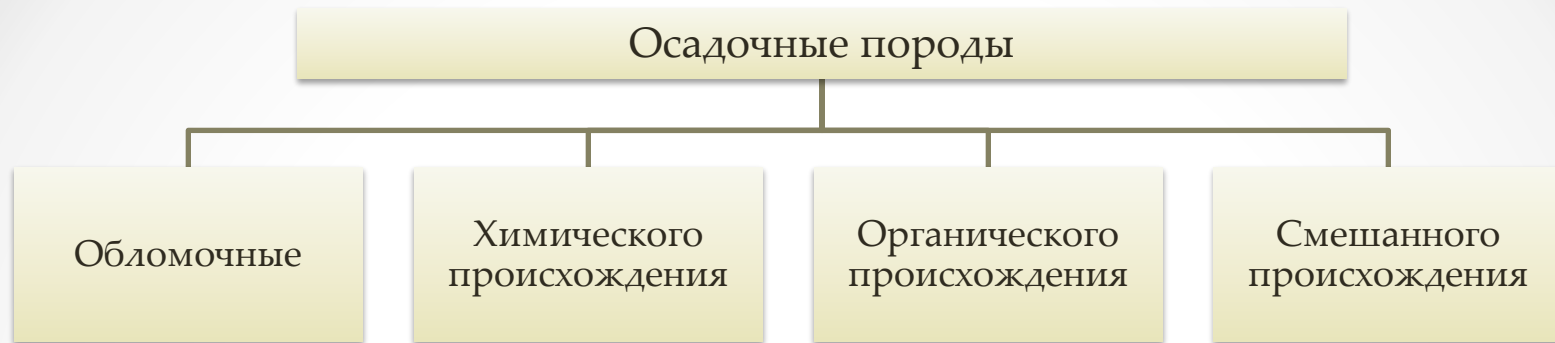




Магматические породы образовались в результате застывания магмы и имеют, в основном, кристаллическое строение. Животных и растительных остатков в них не содержится. Изверженные породы составляют основную массу земли. К ним относятся базальты и граниты.

Метаморфические породы образовались из магматических и осадочных пород под воздействием высоких температур и давлений в толще земной коры. К ним относятся сланцы, мрамор, яшмы и др.

Осадочные породы образовались в результате осаждения органических и неорганических веществ на дне водных бассейнов и поверхности материков.



Обломочные породы образовались в результате отложения мелких кусочков разрушенных пород. К ним относятся валуны, галечники, гравий, пески, песчаники, глины и др.

Породы химического происхождения образовались вследствие выпадения солей из водных растворов или в результате химических реакций в земной коре. Такими породами являются гипс, каменная соль, бурые железняки и др.

Породы органического происхождения являются окаменелыми останками животных и растительных организмов. К ним относятся известняки, мел и др.

Породы смешанного происхождения сложены из материалов обломочного, химического и органического происхождения. Представители данных пород – мергели, глинистые и песчаные известняки.

Формы и условия залегания осадочных горных пород

Благоприятными условиями для накопления и сохранения нефти и газа в горных породах являются:

- 1) наличие пустот (пор, трещин, каверн) в породе, которые могут занимать нефть и газ;
- 2) залегание пород в виде геологических структур, препятствующих рассеиванию нефти и газа.

Осадочные горные породы обычно залегают слоями, верхняя граница которых называется *кровлей*, а нижняя – *подошвой*.

Поры – это пустоты, образованные межзерновыми пространствами и представляющие собой сложные капиллярные системы.

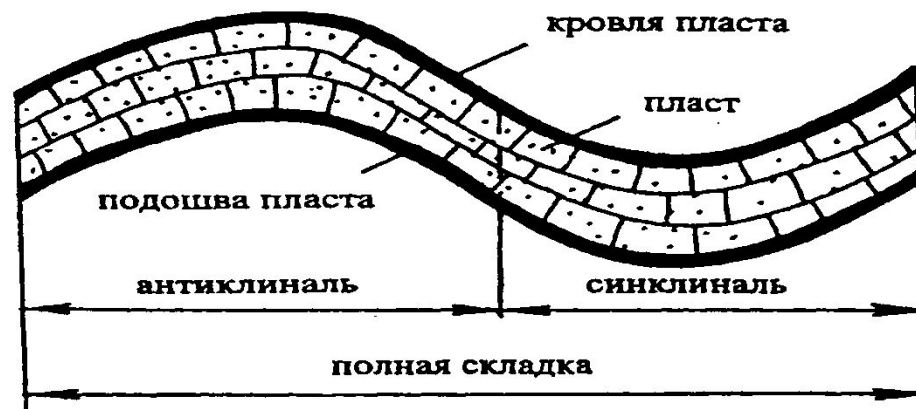
Трещины – пустоты, образовавшиеся в результате разрушения сплошности породы, как правило, под действием механических напряжений.

Каверны – пустоты значительного размера, образовавшиеся в результате выщелачивания горной породы. В отличие от пор в кавернах гравитационные силы преобладают над капиллярными силами. Обычно к кавернам относят пустоты с линейными размерами более 1-3 мм.

Пласты осадочных пород могут залегать не только горизонтально, но и в виде **складок**, образовавшихся в ходе колебательных, тектонических и горообразовательных процессов.

Изгиб пласта, направленный выпуклостью вверх, называется **антиклиналью**, а выпуклостью вниз – **синклиналью**.

Соседние антиклиналь и синклиналь в совокупности образуют **полную складку**.



По проницаемости горные породы делятся на: проницаемые (коллекторы) и непроницаемые (покрышки).

Коллекторы – это любые горные породы, которые могут вмещать в себя и отдавать жидкости и газы, а также пропускать их через себя при наличии перепада давления.

Покрышки – это практически непроницаемые горные породы. Обычно ими бывают породы химического или смешанного происхождения, не нарушенные трещинами. Чаще всего роль покрышек выполняют глины: смачиваясь водой, они разбухают и закрывают все поры и трещины в породе. Кроме того, покрышками могут быть каменная соль и известняки.

Образование месторождений нефти и газа

Природный газ и нефть скапливаются в пластах-коллекторах, представляющих собой **природные ловушки (резервуары)**, которые образовались в результате изгиба в залегании пласта, выклинивания или запечатывания его другими непроницаемыми породами.

Скопление нефти и газа, сосредоточенное в ловушке в количестве, достаточном для промышленной разработки, называется **залежью**.

Под **месторождением** нефти и газа понимается совокупность залежей, приуроченных к общему участку земной поверхности.

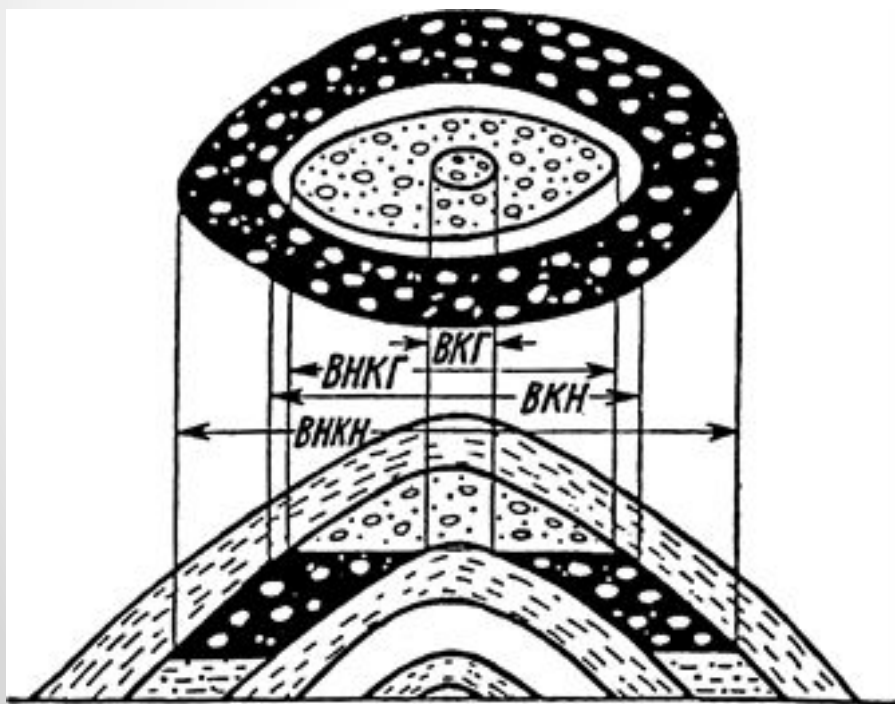


Схема газонефтяной пластовой залежи:

ВКГ – внутренний контур газоносности;

ВНКГ – внешний контур газоносности;

ВКН – внутренний контур нефтеносности;

Естественные режимы работы залежей нефти и газа

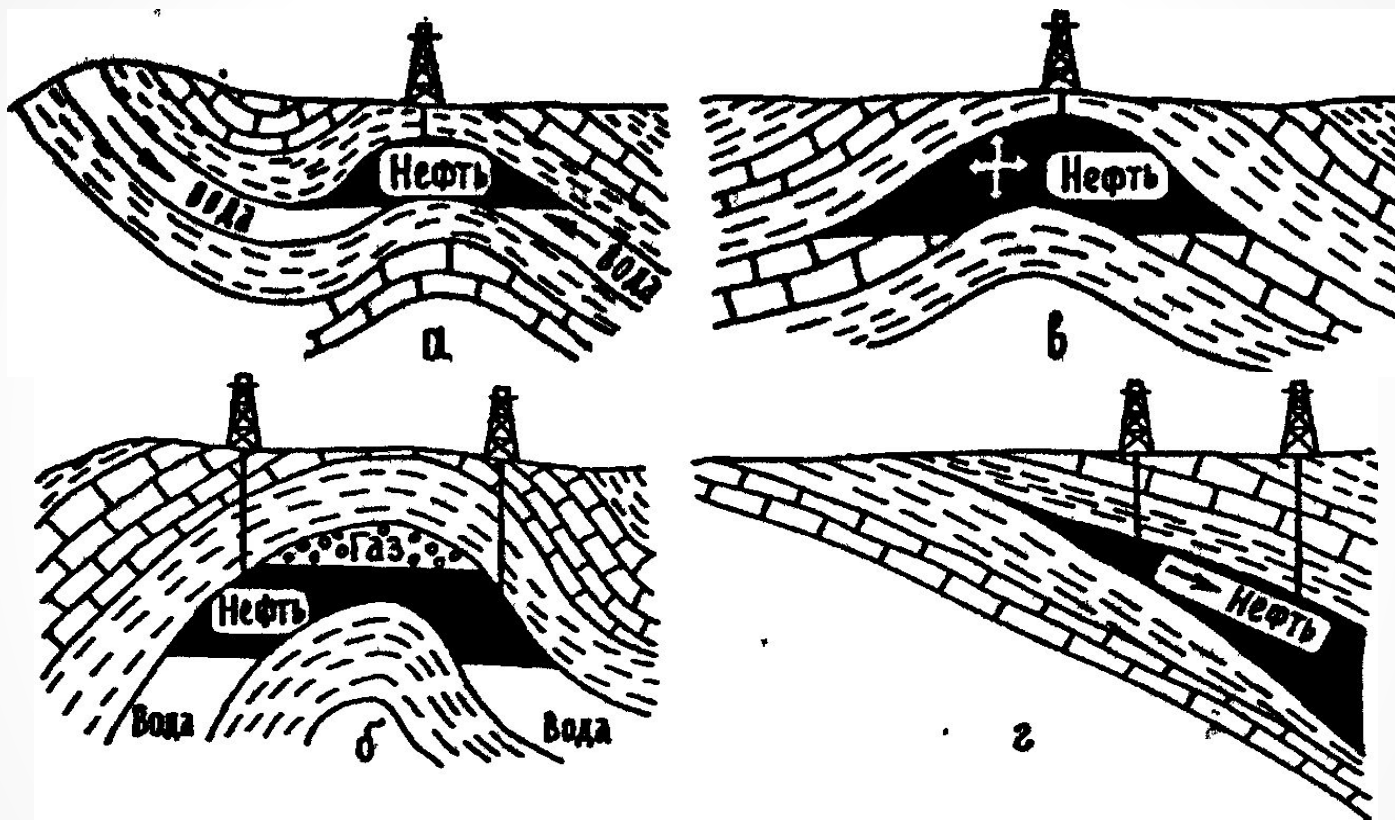
Жидкости и газы в пласте находятся под давлением, которое называется **пластовым**. Давление, которое существовало в пласте до начала разработки, называют **начальным пластовым давлением**. Его величину ориентировочно принимают равной гидростатическому давлению – давлению, создаваемому столбом воды высотой, равной глубине залегания продуктивного пласта.

Физическая сущность процесса движения нефти состоит в следующем. Течение жидкости будет происходить из зоны повышенного давления (давления в пласте – $P_{пл}$) в зону пониженного давления (давления на забое скважины – $P_{заб}$).

В зависимости от источника пластовой энергии, обеспечивающего перемещение нефти по пласту к скважинам, различают пять основных режимов работы залежей:

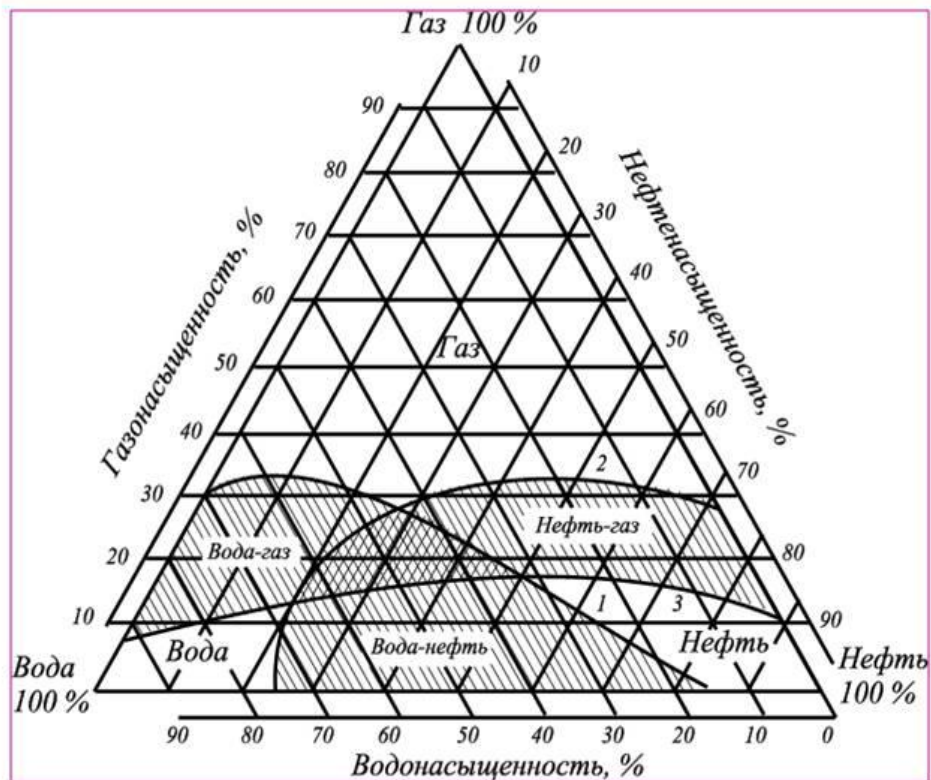
- водонапорный (жестководонапорный),
- упруговодонапорный,
- газонапорный (режим газовой шапки),
- режим растворенного газа
- гравитационный.

Типы режимов нефтяного пласта



- а) жестководонапорный; б) газонапорный;
в) растворенного газа; г) гравитационный

Физика нефтяного и газового пласта



Перечень основных рассматриваемых вопросов

- Физические свойства горных пород – коллекторов нефти и газа
- Физико–механические и тепловые свойства горных пород
- Состав и физико-химические свойства нефти и газа
- Состав и физико-химические свойства пластовых вод
- Фазовые состояния углеводородных систем
- Молекулярно-поверхностные явления на границе раздела фаз

Физика пласта — наука, изучающая физические свойства пород нефтяных и газовых коллекторов; свойства пластовых жидкостей, газов и газоконденсатных смесей; методы их анализа, а также физические основы увеличения нефте- и газоотдачи пластов.



Состав и физико-химические свойства нефти и газа

Нефть - это сложная природная смесь углеводородных веществ, которые находятся в ней в жидком, газообразном и твердом состояниях. Кроме углеводородов в нефти присутствуют в небольшом количестве кислород, сера, азот (0,5...8%), а также такие микрокомпоненты, как хром, никель, фосфор и другие (менее 0,02...0,03% по массе).

В нефти встречаются следующие группы углеводородов:

- **метановые** (парафиновые) с общей формулой $C_n H_{2n+2}$ (их содержание в нефтях колеблется до 20 %),
- **нафтеновые** – $C_n H_{2n}$ (их содержание в нефти составляет 25 - 75%),
- **ароматические** – $C_n H_{2n-6}$. Содержание ароматических углеводородов в нефти составляет 15 - 20 %.

Сырая нефть → трёхфазная система, содержащая нефть, растворённый газ, пластовую воду и механические примеси.

Товарная нефть → однофазная нефтяная система, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями, действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке (ГОСТ Р 51858–2002).

Если в углеводородах число атомов углерода n от 1 до 4, то они находятся **в газообразном состоянии**, от 5 до 16 – **в жидком**, от 17 и выше – **в твердом**. При этом, чем больше величина n , тем тяжелее углеводороды.

Различают нефти легкие (бензиновые) и тяжелые (топливные). Качество нефти во многом зависит от содержания в ней парафина, повышенное содержание которого в нефти приводит к повышению температуры застывания нефти и выпадению парафина, что значительно усложняет процессы добычи и перекачки нефти.

По содержанию парафина нефти делятся на:

- высокопарафинистые (свыше 6 %);
- парафинистые (от 1,5 до 6 %);
- беспарафинистые (до 1,5 %).

По содержанию серы различают:

- особо высокосернистая (свыше 3,5%)
- высокосернистые (1,8 - 3,5 %)
- сернистые (0,6 – 1,8 %);
- малосернистые (менее 0,6 %)

По содержанию смол:

- высокосмолистые (свыше 35 %)
- смолистые (18-35 %)
- малосмолистые (менее 18 %)

Природные углеводородные газы находятся в недрах земли или в виде самостоятельных залежей, образуя чисто газовые месторождения, либо в растворенном виде содержится в нефтяных залежах. Такие газы называются **нефтяными** или **попутными**, так как их добывают попутно с нефтью.

Углеводородные газы нефтяных и газовых месторождений представляют собой газовые смеси, состоящие главным образом из предельных углеводородов метанового ряда C_nH_{2n+2} , т. е. из метана CH_4 и его гомологов – этана C_2H_6 , пропана C_3H_8 , бутана C_4H_{10} и других, причем содержание метана в газовых залежах преобладает, доходя до 98-99 %.

Кроме углеводородных газов, газы нефтяных и газовых месторождений содержат углекислый газ, азот, а в ряде случаев сероводород и в небольших количествах редкий газ, такой как гелий, аргон и др.

Состав нефти определяет ее физические свойства, которые меняются в зависимости от факторов, воздействующих на нее: температуры, давления, наличия примесей.

Важнейшими свойствами нефти являются плотность, вязкость, давление насыщения нефти газом, газовый фактор нефти, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости и др.

Основной показатель товарного качества нефти – ее плотность. Легкие нефти наиболее ценные.

Вязкость нефти – это свойство жидкости оказывать сопротивление взаимному перемещению ее частиц при движении. Зависит она от силы взаимодействия между молекулами жидкости.

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.

Объемный коэффициент нефти – это отношение объема нефти в пластовых условиях к объему этой же нефти на поверхности после выделения из нее растворенного газа при нормальных условиях

Объем нефти **в пластовых условиях** увеличивается по сравнению с **объемом в нормальных условиях** в связи с повышенной температурой и большим количеством газа, растворенного в нефти.

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД - КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

Для определения характеристики нефтяного и газового пласта необходимо знать:

- 1) гранулометрический (механический) состав пород;
- 2) пористость;
- 3) проницаемость;
- 4) капиллярные свойства;
- 5) удельную поверхность;
- 6) механические свойства (упругость, пластичность, сопротивление разрыву, сжатию и другим видам деформаций);
- 7) тепловые свойства (теплоемкость, теплопроводность);
- 8) насыщенность пород водой, нефтью и газом в различных условиях.

Пористость – это наличие в горной породе пор, каверн и трещин, не заполненных твердым веществом. Пористость определяет способность породы вмещать в себя нефть, газ и воду. Пористость породы характеризуется коэффициентом полной (или абсолютной) пористости m_p .

Общая пористость – это весь объём пустот в породе.

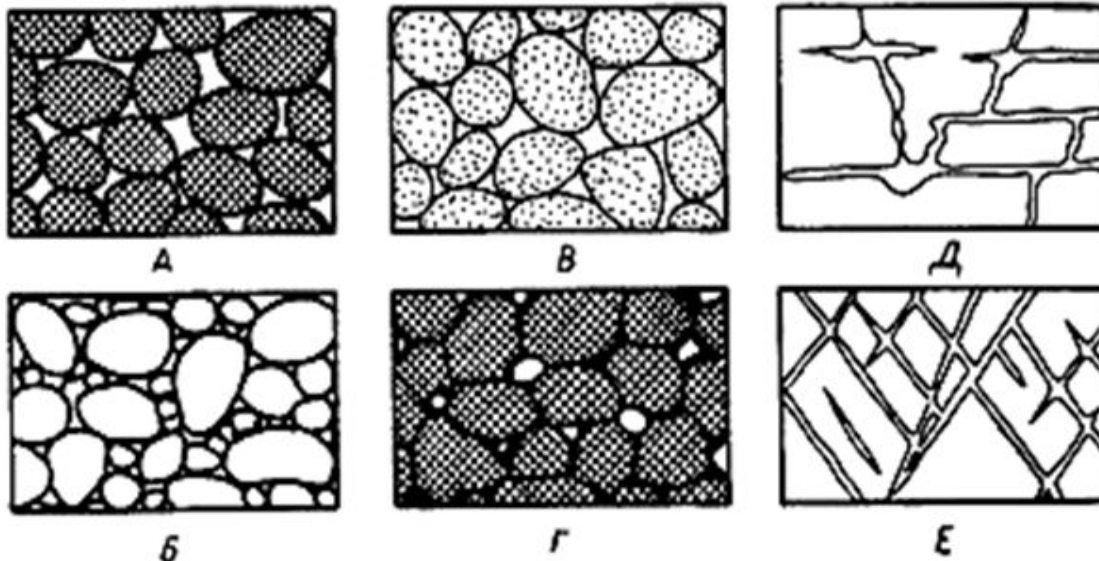
Открытая пористость – объём только взаимосвязанных поровых каналов, по которым может фильтроваться жидкость или газ.

Динамическая пористость – объём взаимосвязанных пор, по которым фильтруется жидкость или газ при заданном градиенте давления.

По величине поровые каналы нефтяных пластов условно разделяют на три группы:

- 1) *сверхкапиллярные* — размеры больше 0,5 мм;
- 2) *капиллярные* — от 0,5 до 0,0002 мм
- 3) *субкапиллярные* — меньше 0,0002 мм.

Поровые пространства горных пород



- А** – хорошо окатанный и отсортированный песок, имеющий высокую пористость;
Б – плохо отсортированный песок, имеющий низкую пористость;
В – хорошо отсортированная порода, зерна которой также пористы;
Г – хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена отложениями минерального вещества в пространстве между зёрнами;
Д – поровое пространство трещиноватых известняков, частично расширенное растворением; **Е** – порода, ставшая пористой вследствие возникновения трещин.

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

Абсолютная проницаемость — проницаемость пористой среды, заполненной лишь одной фазой, инертной к пористой среде. Она зависит от размера и структуры поровых каналов, но не зависит от насыщающего флюида, т.е. характеризует физические свойства породы.

Фазовая (эффективная) проницаемость — проницаемость породы для отдельно взятого флюида при наличии в ней многофазных систем. Фазовая проницаемость зависит от количественного содержания того или иного флюида в пласте, а также от его, их физико-химических свойств.

Коэффициентом водо-, нефте- или газонасыщенности называется отношение объема воды, нефти или газа, содержащихся в пустотном пространстве породы, к объему пустот:

$$S_B + S_H + S_G = 1,$$

Бурение нефтяных и газовых скважин



вопросов

- Понятие о скважине.
- Конструкция скважины.
- Классификация скважин.
- Виды скважин по назначению.
- Классификация способов бурения нефтяных и газовых скважин.
- Основное оборудование, применяемое в процессе бурения нефтяных и газовых скважин.
- Цикл строительства скважины.
- Промывка скважин.
- Виды буровых растворов и их основные параметры.
- Вскрытие нефтяных и газовых пластов.
- Перфорация скважин.
- Освоение скважин и пуск их в эксплуатацию.

Бурение – это сложный технологический процесс строительства ствола буровых скважин, состоящий из следующих основных операций:

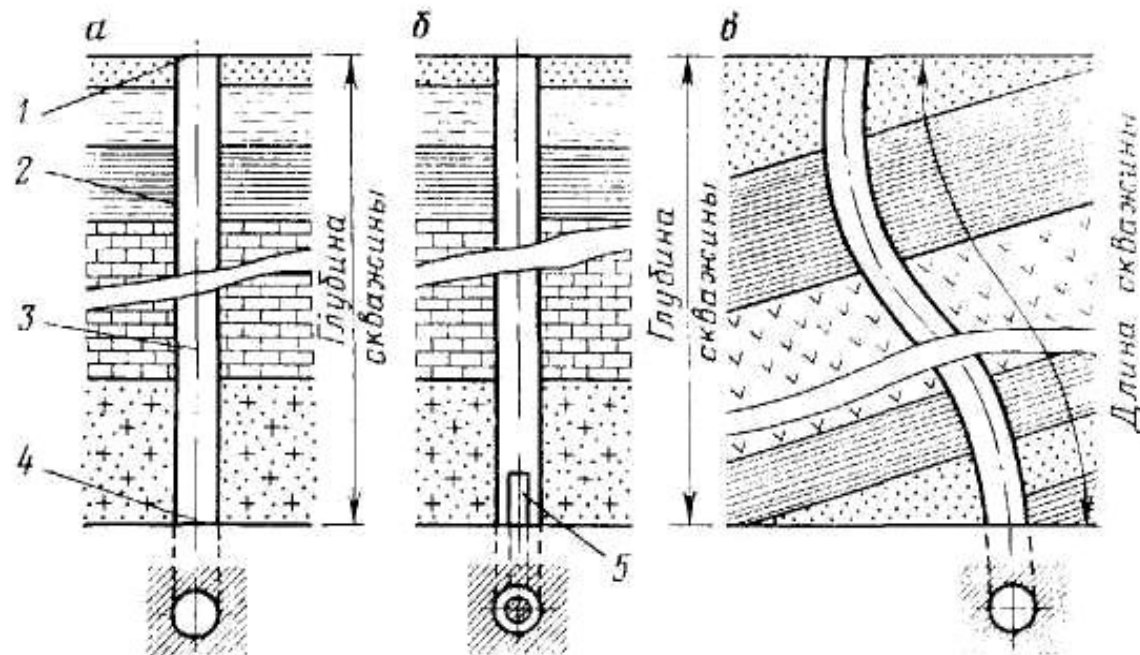
- 1) углубление скважин посредством разрушения горных пород буровым инструментом;
- 2) удаление выбуренной породы из скважины;
- 3) крепление ствола скважины в процессе ее углубления обсадными колоннами;
- 4) проведение комплекса геолого-геофизических работ по исследованию горных пород и выявлению продуктивных горизонтов;
- 5) спуск на проектную глубину и цементирование последней (эксплуатационной) колонны.



Конструкция скважины

Верхняя часть скважины называется **устьем**, дно – **забоем**, боковая поверхность – **стенкой**, а пространство, ограниченное стенкой – **стволом скважины**.

Длина скважины – это расстояние от устья до забоя по оси ствола, а **глубина** – проекция длины на вертикальную ось. Длина и глубина численно равны только у вертикальных скважин



Схемы скважин:

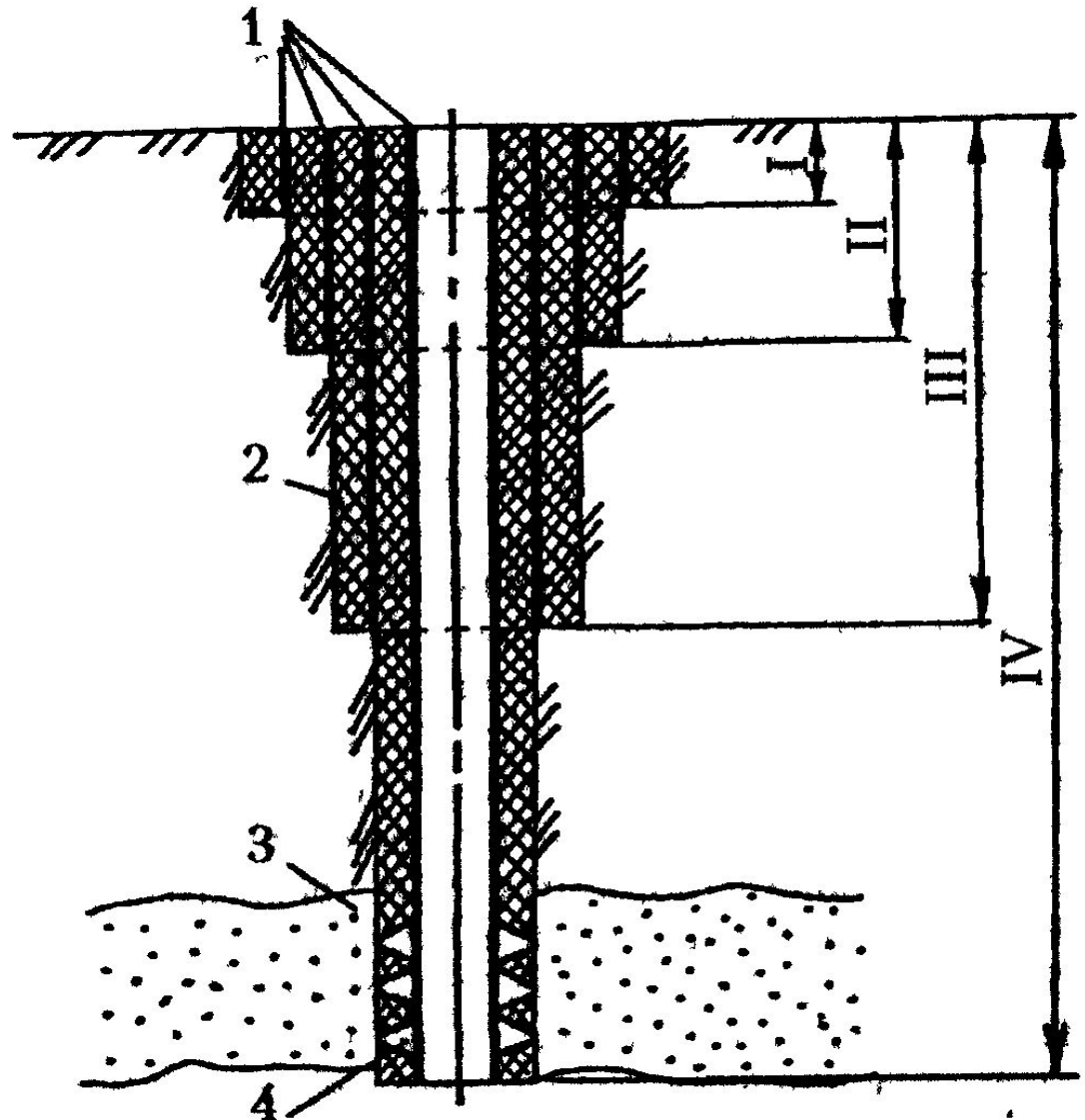
где *a, б* – вертикальные; *в* – наклонная; *a, в* – бурение без отбора керна;

б – бурение с отбором керна;

1 – устье; 2 – стенка (ствол); 3 – ось; 4 – забой; 5 – керна.

Конструкция скважины

- 1 – обсадные трубы;
- 2 – цементный камень;
- 3 – пласт;
- 4 – перфорация в обсадной трубе и цементном камне;
- I – направление;
- II – кондуктор;
- III – промежуточная колонна;
- IV – эксплуатационная колонна.



Классификация скважин

По назначению:

- **Опорные скважины** бурят для изучения геологического строения крупных регионов, чтобы установить общие закономерности залегания горных пород и выявить возможности образования в этих породах месторождений нефти и газа.
- **Параметрические скважины** – для более детального изучения геологического строения разреза месторождения, для уточнения стратиграфического разреза.
- **Структурные** - для тщательного изучения структур и подготовки проекта поисково-разведочного бурения.
- **Поисковые** – для поиска новых залежей на открытых ранее месторождениях и для открытия новых месторождений.
- **Разведочные скважины** – для оконтуривания месторождений с установленной промышленной нефтегазоносностью, сбора данных для проектирования разработки месторождения, исследования разреза и нефтегазоносности.
- **Эксплуатационные скважины** :
 - **добывающие скважины** - для добычи и организации эффективной разработки разведанного месторождения;
 - **оценочные скважины** – для уточнения режима работы пласта, схемы разработки месторождения и др.;
 - **нагнетательные скважины** – для организации законтурного и внутриконтурного нагнетания в эксплуатационный пласт воды, газа или воздуха;
 - **наблюдательные скважины** – для систематического контроля за режимом разработки месторождения.
- **Специальные скважины** – для взрывных работ, сброса промысловых вод, добычи воды, подземных газохранилищ, ликвидации нефтегазовых фонтанов и др.

Классификация скважин

По глубине:

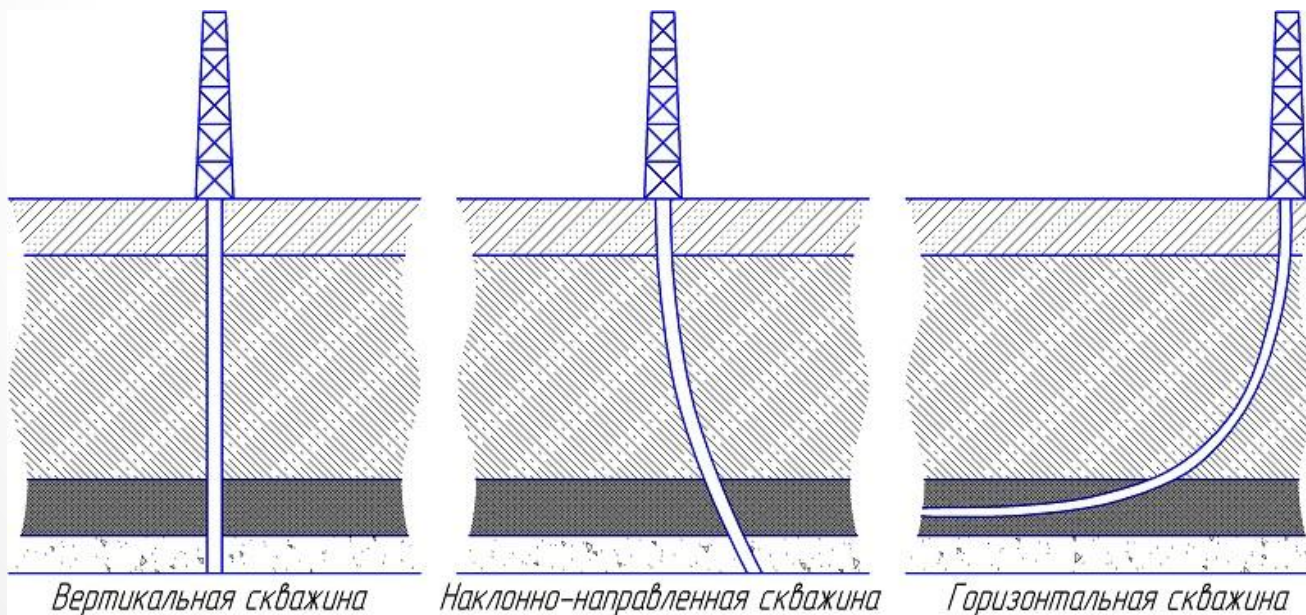
- малой глубины (до 500 м);
- средней глубины (500 – 1500 м)
- глубокие скважины (1500 – 5000 м);
- сверхглубокие скважины (свыше 5000 м).

По диаметру:

- скважины небольшого диаметра (25-100 мм);
- скважины со средним диаметром (100-500 мм);
- скважины большого диаметра (500-900 мм и более).

По степени отклонения от вертикальной оси:

- вертикальные скважины;
- наклонно-направленные скважины;
- горизонтальные скважины.



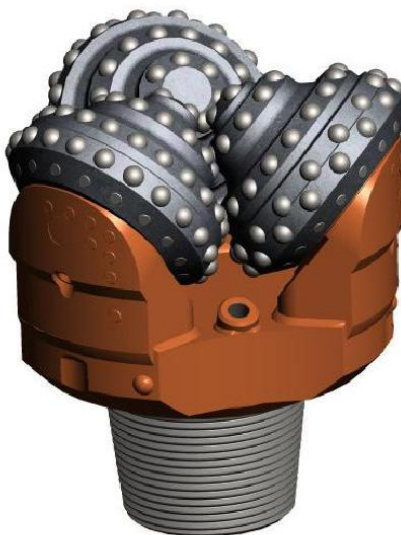
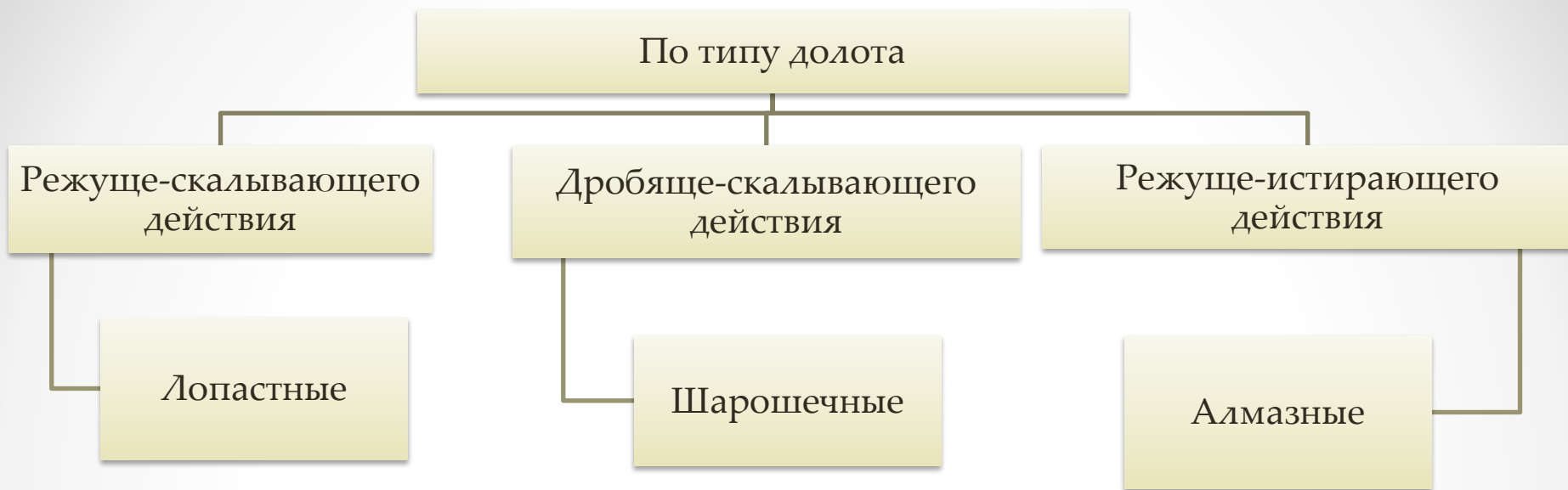


По характеру разрушения горных пород на забое

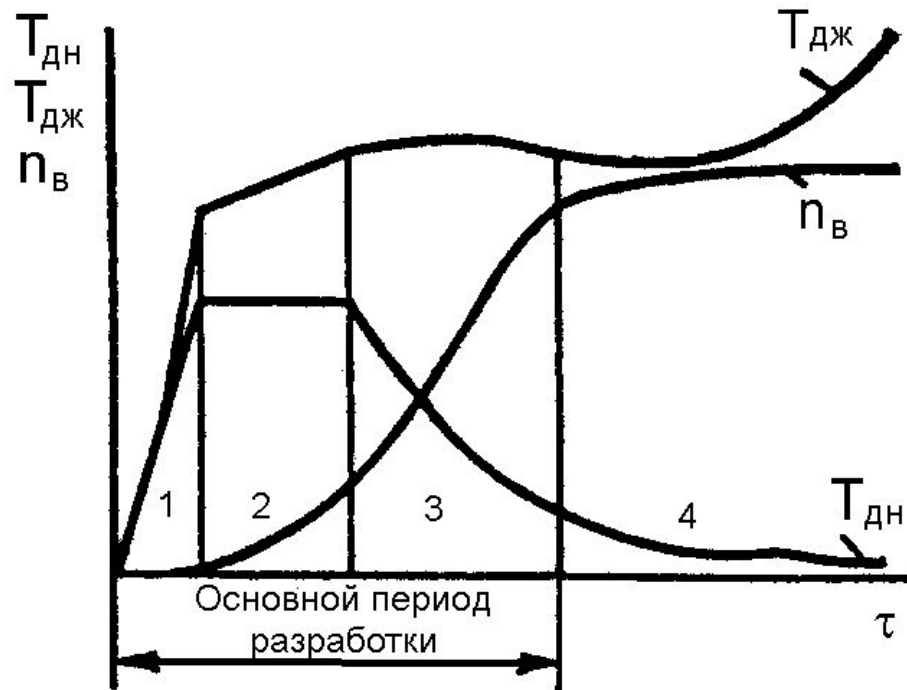
Сплошное

Колонковое





Разработка и проектирование нефтяных и газовых месторождений



вопросов

- Основы разработки нефтяных и газовых месторождений
- Понятие объекта разработки. Системы разработки нефтяных и газовых месторождений
- Проектирование разработки нефтяных месторождений. Порядок, последовательность и состав работ при проектировании. Виды проектных документов и их содержание
- Стадии разработки месторождения
- Режимы разработки залежей нефти
- Методы поддержания пластового давления

Разработка нефтяных и газовых месторождений

– комплекс мероприятий, направленных на обеспечение притока нефти и газа из залежи к забою скважин, предусматривающих с этой целью определенный порядок размещения скважин на площади, очередность их бурения и ввода в эксплуатацию, установление и поддержание определенного режима их работы.

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.



Объект разработки (или **эксплуатационный объект**) – это искусственно выделенное в пределах разрабатываемого месторождения геологическое образование (пласт, совокупность пластов), содержащее промышленные запасы углеводородов, которые извлекаются из недр определенной группой скважин.

Проект разработки – документ, являющийся программой действий по разработке месторождения, который включает в себя:

- 1) количество скважин и их размещение;
- 2) способ вскрытия пласта;
- 3) установление величины отбора нефти и газа для каждой скважины и залежи в целом;
- 4) сроки работы отдельных скважин и полный срок разработки месторождения;
- 5) необходимость закачки воды или газа в пласт с целью поддержания пластового давления.

В ходе проектирования выбирается **система разработки нефтяного или газового месторождения**, под которой понимают:

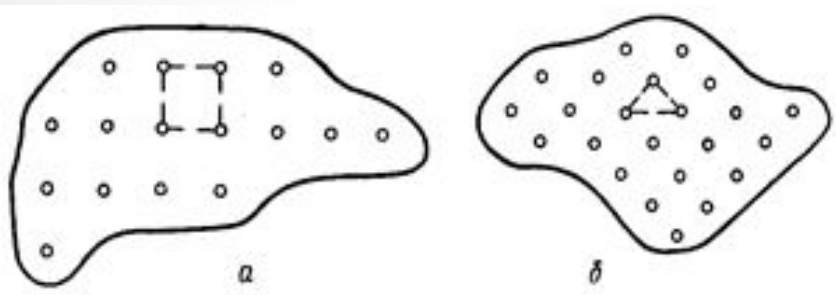
- 1) определение необходимого числа и схемы размещения скважин на площади;
- 2) последовательность ввода скважин в эксплуатацию;
- 3) сведения о способах и технологических режимах эксплуатации скважин;
- 4) рекомендации по регулированию баланса пластовой энергии в залежах.

Схема размещения скважин

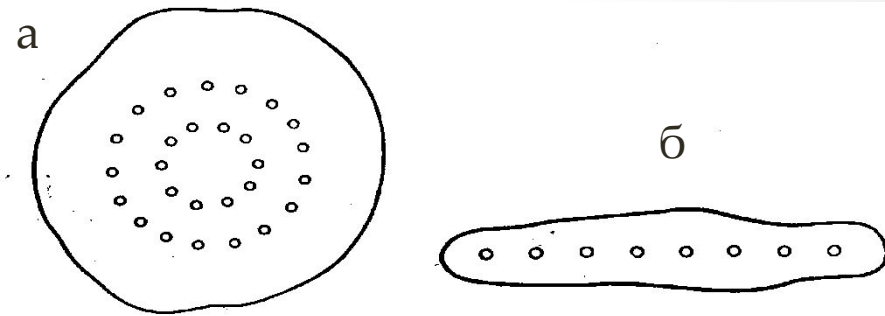
1) План расположения скважин на площади залежи называется **сеткой скважин**.

Плотность сетки скважин – это площадь нефтегазоносности, приходящаяся на одну скважину, т. е. отношение площади нефтегазоносности к общему числу добывающих и нагнетательных скважин.

Плотность сетки скважин измеряется в $\text{м}^2/\text{скв}$ или га/скв ($1 \text{ га} = 10^4 \text{ м}^2$)



Схемы расположения скважин по квадратной (а) и треугольной (б) сетке.



Схемы расположения скважин круговыми (а) и линейными (б) рядами.

2) Последовательность ввода скважин в эксплуатацию зависит от многих факторов: плана добычи, темпов строительства промышленных сооружений, наличия буровых установок и других.

Темп и порядок разбуривания месторождения выбирают в зависимости от его площади, запасов, глубины залегания пластов, режима работы залежи и степени обустройства нефтегазоносного региона, где расположено данное месторождение.

По темпу разбуривания выделяются *сплошная* и *замедленная системы разработки*. При сплошной – залежь разбуривается в короткие сроки (2-5 лет), при замедленной – в более длинные (5-10 и более лет).

По порядку разбуривания различают сгущающиеся (бурение с уплотнением сетки скважин) и ползущие системы (вверх по восстанию пласта, вниз по падению пласта, по простиранию пласта).

3) Способ эксплуатации скважин выбирается в зависимости оттого, что добывается (нефть или газ), от величины пластового давления, глубины залегания и толщины продуктивного пласта, вязкости пластовой жидкости и ряда других факторов.

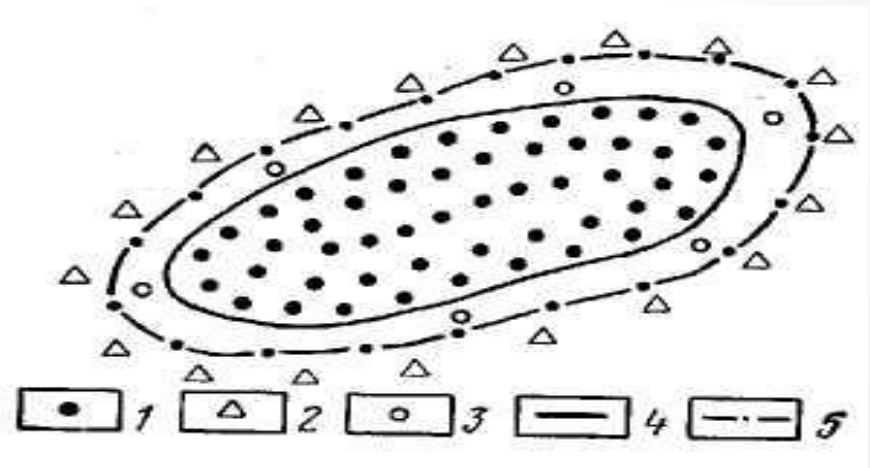
4) Рекомендации по **регулированию баланса пластовой энергии в залежах** должны содержать сведения о способах поддержания пластового давления (ППД) и об объемах закачки рабочих агентов.

Существует **два метода поддержания пластового давления:**

- закачка газа в пласт.
- искусственное заводнение пластов.

Схема законтурного заводнения

- 1 – нефтяные скважины;
- 2 – нагнетательные скважины;
- 3 – контрольные;
- 4 – внутренний контур нефтеносности;
- 5 – внешний контур нефтеносности.



скважин



вопросов

- Классификация способов добычи нефти и газа
- Фонтанный способ эксплуатации скважин
- Газлифтный способ эксплуатации скважин
- Эксплуатация скважин с помощью ШСНУ
- Эксплуатация скважин с помощью УЭЦН
- Эксплуатация скважин с помощью винтовых, струйных, гидропоршневых и диафрагменных насосов
- Осложнения, возникающие в процессе добычи нефти и газа
- Мероприятия по их устранению
- Подземный (текущий) и капитальный ремонт скважин
- Виды работ при текущем и капитальном ремонте скважин
- Методы, повышающие проницаемость пласта и призабойной зоны скважины. Понятие нефтеотдачи и газоотдачи пласта
- Факторы, влияющие на нефтеотдачу
- Классификация методов увеличения нефтеотдачи пласта

Способы эксплуатации скважин

```
graph TD; A[Способы эксплуатации скважин] --> B[Фонтанный]; A --> C[Газлифтный]; A --> D[Насосный];
```

Фонтанный

Газлифтный

Насосный

Энергетический баланс энергии в скважине:

$$W_1 + W_2 + W_3 = W_{\Pi} + W_{\text{Н}},$$

где W_{Π} – природная энергия, поступающая из пласта;

$W_{\text{Н}}$ – энергия, подаваемая с поверхности;

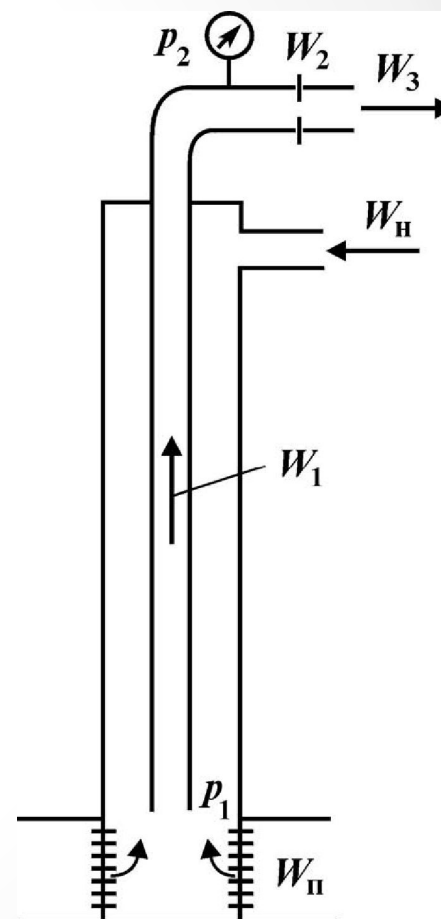
W_1 – энергия, затраченная на подъем жидкости и газа с забоя до устья скважины;

W_2 – энергия, расходуемая газожидкостной смесью при движении через устьевое оборудование (штуцеры);

W_3 – энергия, уносимая струей жидкости и газа за пределы устья скважины.

Если $W_{\text{Н}} = 0$, то эксплуатация называется фонтанной;

при $W_{\text{Н}} \neq 0$ эксплуатация называется механизированной добычей нефти.



Фонтанная эксплуатация скважин

Фонтанирование скважин происходит на вновь открытых месторождениях нефти, когда запас пластовой энергии велик, т. е. давление на забоях скважин достаточно большое, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба жидкости в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на преодоление трения, связанное с движением этой жидкости.

Общим обязательным условием для работы любой фонтанирующей скважины будет следующее основное равенство:

$$P_c = P_{\Gamma} + P_{\text{тр}} + P_y$$

где P_c - давление на забое скважины; P_{Γ} , $P_{\text{тр}}$, P_y - гидростатическое давление столба жидкости в скважине, рассчитанное по вертикали, потери давления на трение в НКТ и противодействие на устье, соответственно.

Различают два вида фонтанирования скважин:

- фонтанирование жидкости, не содержащей пузырьков газа, - артезианское фонтанирование;
- фонтанирование жидкости, содержащей пузырьки газа, облегчающего фонтанирование, - наиболее распространенный способ фонтанирования.



Фонтанная эксплуатация скважин

Осложнения в работе фонтанных скважин и их предупреждение

- открытое нерегулируемое фонтанирование в результате нарушений герметичности устьевого арматуры;
- образование асфальтосмолистых и парафиновых отложений на внутренних стенках НКТ и в выкидных линиях;
- пульсация при фонтанировании, могущая привести к преждевременной остановке скважины;
- образование песчаных пробок на забое и в самих НКТ при эксплуатации неустойчивых пластов, склонных к пескопроявлению;
- отложения солей на забое скважины и внутри НКТ.

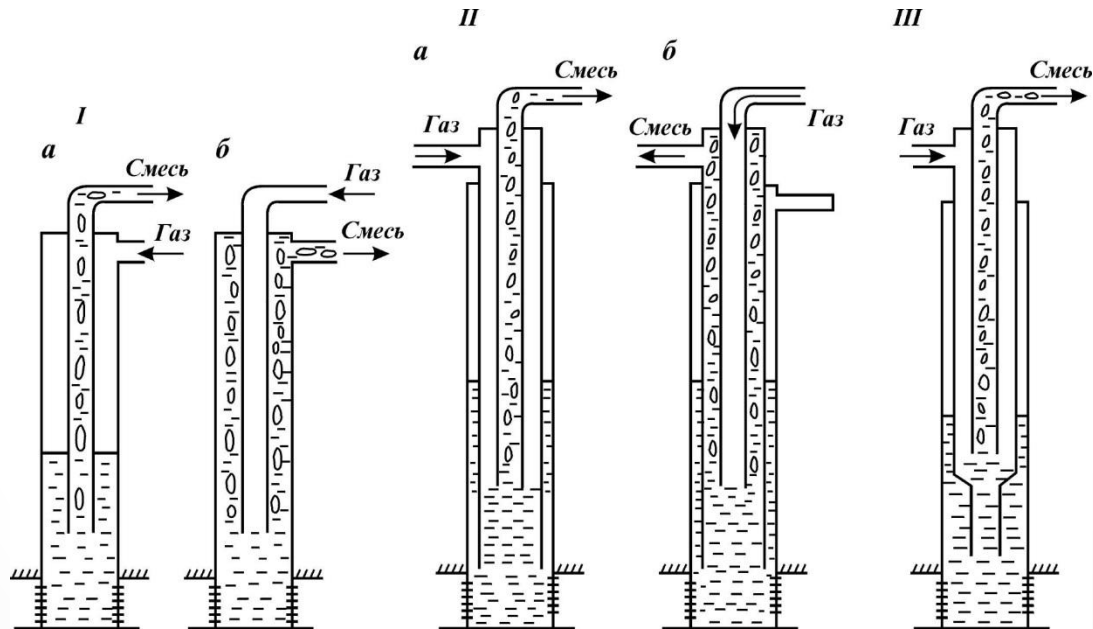


Существуют следующие основные виды механизированной эксплуатации скважин:

- газлифтная эксплуатация скважин;
- установкой штангового глубинного насоса (УШГН);
- установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН);
- установкой штангового (либо электропогружного) винтового насоса (УШВН, УЭВН);
- установкой электродиафрагменного насоса (УЭДН) и др.

Газлифтная эксплуатация скважин

- При газлифтом способе эксплуатации недостающая энергия подается с поверхности в виде энергии сжатого газа по специальному каналу.
- Газлифт подразделяется на два типа: компрессорный и бескомпрессорный.
- При компрессорном газлифте для сжатия попутного газа применяются компрессоры, а при бескомпрессорном газлифте используется газ газового месторождения, находящийся под давлением, или из других источников.



Системы газлифтных подъемников:

I – однорядный лифт кольцевой (а) и центральной (б) систем;

II – двухрядный лифт кольцевой (а) и центральной (б) систем;

III – полуторарядный лифт кольцевой системы

Эксплуатация скважин штанговыми насосами

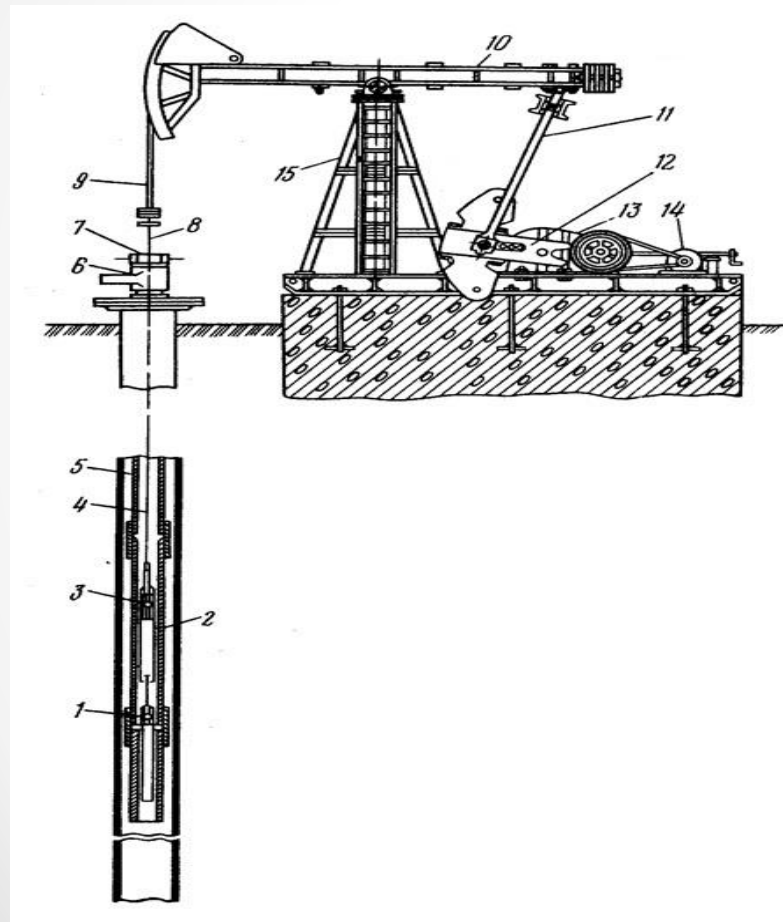
Штанговые скважинные насосы (ШСН) обеспечивают откачку из скважин углеводородной жидкости, обводненностью до 99 % , абсолютной вязкостью до 100 мПа·с, содержанием твердых механических примесей до 0.5 %, свободного газа на приеме до 25 %, объемным содержанием сероводорода до 0.1 %, минерализацией воды до 10 г/л и температурой до 130 °С.

Две трети фонда (66 %) действующих скважин стран СНГ (примерно 16.3 % всего объема добычи нефти) эксплуатируются ШСНУ. Дебит скважин составляет от десятков килограммов в сутки до нескольких тонн. Насосы спускают на глубину от нескольких десятков метров до 3000 м., а в отдельных скважинах на 3200 , 3400 м. ШСНУ включает:

- Ø Наземное оборудование: станок-качалка (СК), оборудование устья.
- Ø Подземное оборудование: насосно-компрессорные трубы (НКТ), насосные штанги (НШ), штанговый скважинный насос (ШСН) и различные защитные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях.

Отличительная особенность ШСНУ обстоит в том, что в скважине устанавливают плунжерный (поршневой) насос, который приводится в действие поверхностным приводом посредством колонны штанг.

Схема установки штангового скважинного насоса



- 1 – всасывающий клапан;
- 2 – поршневой насос;
- 3 – нагнетательный клапан;
- 4 – колонна штанг;
- 5 – колонна НКТ;
- 6 – тройник;
- 7 – сальник;
- 8 – полированный шток;
- 9 – канатная подвеска;
- 10 – балансир;
- 11 – шатун;
- 12 – кривошип;
- 13 – редуктор;
- 14 – электродвигатель;
- 15 – стойка;

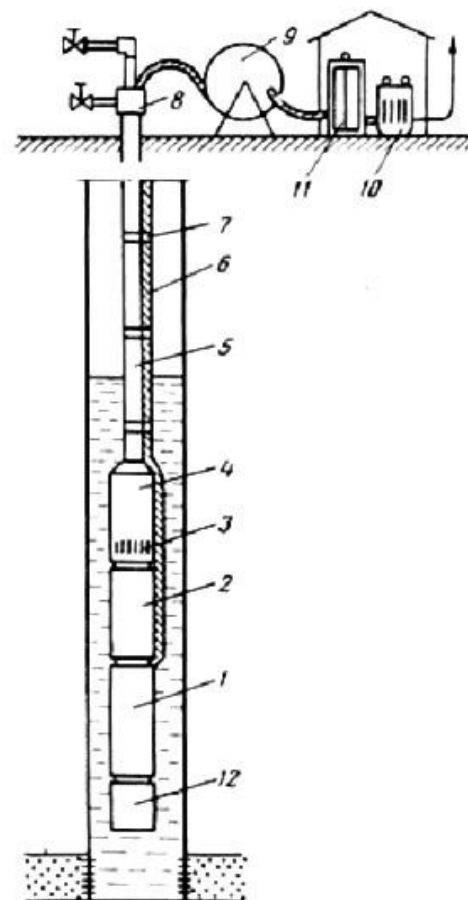
- По способу крепления насосов к колонне НКТ различают вставные (НСВ) и не вставные (НСН) скважинные насосы.
- У не вставных (трубных) насосов цилиндр с седлом всасывающего клапана опускают в скважину на НКТ. Плунжер с нагнетательным и всасывающим клапаном опускают в скважину на штангах и вводят внутрь цилиндра. Плунжер с помощью специального штока соединен с шариком всасывающего клапана. Недостаток НСН — сложность его сборки в скважине, сложность и длительность извлечения насоса на поверхность для устранения какой-либо неисправности.

Эксплуатация скважин погружными электроцентробежными насосами

- На заключительной стадии эксплуатации вместе с нефтью из скважин поступает большое количество пластовой воды, применение штанговых насосов становится малоэффективным. Этим недостатком лишены установки погружных электронасосов УЭЦН.
- **Погружные центробежные электронасосы** для откачки жидкости из скважины принципиально не отличаются от обычных центробежных насосов, используемых для перекачки жидкостей на поверхности земли. Однако малые радиальные размеры, обусловленные диаметром обсадных колонн, в которые спускаются центробежные насосы, практически неограниченные осевые размеры, необходимость преодоления высоких напоров и работа насоса в погруженном состоянии привели к созданию центробежных насосных агрегатов специфического конструктивного исполнения. Внешне они ничем не отличаются от трубы, но внутренняя полость такой трубы содержит большое число сложных деталей, требующих совершенной технологии изготовления.
- Погружные центробежные электронасосы — это многоступенчатые центробежные насосы с числом ступеней в одном блоке до 120, приводимые во вращение погружным электродвигателем специальной конструкции). Электродвигатель питается с поверхности электроэнергией, подводимой по кабелю от повышающего автотрансформатора или трансформатора через станцию управления, в которой сосредоточена вся контрольно-измерительная аппаратура и автоматика. Погружные центробежные электронасосы опускаются в скважину под расчетный динамический уровень обычно на 150 - 300 м. Насос, протектор и электродвигатель являются отдельными узлами, соединяемыми болтовыми шпильками. Концы валов имеют шлицевые соединения, которые стыкуются при сборке всей установки. При необходимости подъема жидкости с больших глубин секции погружного центробежного электронасоса соединяются друг с другом так, что общее число ступеней достигает 400. Всасываемая насосом жидкость последовательно проходит все ступени и покидает насос с напором, равным внешнему гидравлическому сопротивлению. УЭЦН отличаются малой металлоемкостью, широким диапазоном рабочих характеристик, как по напору, так и по расходу, достаточно высоким к. п. д., возможностью откачки больших количеств жидкости и большим межремонтным периодом. Обеспечивают подачу $10 \div 1300 \text{ м}^3/\text{сут}$ и более напором $450 \div 2000 \text{ м вод.ст.}$ (до 3000 м).
- Следует напомнить, что средняя по России подача по жидкости одной УЭЦН составляет 114.7 т/сут, а УШСН — 14.1 т/сут.
- Пример условного обозначения — УЭЦНМК5-50-1200, где У — установка; Э — привод от погружного электродвигателя; Ц — центробежный; Н — насос; М — модульный; К — коррозионно-стойкого исполнения; 5 — группа насоса; 50 — подача, м³/сут; 1200 — напор, м.

Общая схема установки электроцентробежного насоса

- 1 – маслозаполненный электродвигатель ПЭД;
- 2 – звено гидрозащиты или протектор;
- 3 – приемная сетка насоса для забора жидкости;
- 4 – многоступенчатый центробежный насос;
- 5 – НКТ;
- 6 – бронированный трехжильный электрокабель;
- 7 – пояски для крепления кабеля к НКТ;
- 8 – устьевая арматура;
- 9 – барабан для намотки кабеля при спуско-подъемных работах и хранения некоторого запаса кабеля;
- 10 – трансформатор или автотрансформатор;
- 11 – станция управления с автоматикой;
- 12 – компенсатор



Методы воздействия на призабойную зону скважины

Извлечение нефти из пласта и любое воздействие на него осуществляются через скважины. **Призабойная зона скважины (ПЗС)** - область, в которой все процессы протекают наиболее интенсивно. Здесь сходятся линии токов при извлечении жидкости или расходятся - при закачке. Здесь **скорости движения жидкости, градиенты давления, потери энергии, фильтрационные сопротивления максимальны**. От состояния ПЗС зависит эффективность разработки месторождения, дебиты добывающих скважин, приемистость нагнетательных и та доля пластовой энергии, которая может быть использована на подъем жидкости непосредственно в скважине.

Важно сохранить ПЗС в таком состоянии, чтобы **энергия, расходуемая на преодоление фильтрационных сопротивлений ПЗС, была бы достаточно мала** как при отборе жидкости из пласта, так и при нагнетании в пласт.

В процессе добычи нефти пластовая жидкость - нефть, вода и газ - проходит через ПЗС добывающих скважин и вся нагнетаемая в пласты вода - через ПЗС нагнетательных скважин. Эти процессы происходят **при температурах и давлениях, отличных от тех, при которых эти жидкости (или газы) были первоначально на поверхности или в пласте**. В результате в ПЗС, как в фильтре, **могут откладываться углеводородные компоненты (смолы, асфальтены, парафины и др.), и различные соли, выпадающие из растворов в результате нарушения термодинамического равновесия**.



Общая характеристика и цель воздействий на ПЗС

Для снижения фильтрационных сопротивлений необходимо осуществлять мероприятия по воздействию на ПЗС для повышения проницаемости, улучшения сообщаемости со стволом скважины, увеличения системы трещин или каналов для облегчения притока и снижения энергетических потерь.

Методы воздействия на ПЗС можно разделить на три группы: химические, механические, тепловые.

Химические методы целесообразно применять в случаях, когда можно растворить породу пласта или элементы, отложение которых обусловило ухудшение проницаемости ПЗС, например, соли или железистые отложения и др. Типичным методом воздействия является простая кислотная обработка.

Механические методы эффективны в твердых породах, когда создание дополнительных трещин в ПЗС позволяет приобщить к процессу фильтрации новые удаленные части пласта. К этому виду воздействия относится ГРП.

Тепловые методы целесообразны, когда в ПЗС произошло отложение твердых или очень вязких углеводородов, таких как парафина, смол, асфальтенов, а также и при фильтрации вязкой нефти. К этому виду воздействия относятся прогревы ПЗС глубинным электронагревателем, паром или другими теплоносителями.



Общая характеристика и цель воздействий на ПЗС

Существуют разновидности методов воздействия на ПЗС, которые сочетают характерные особенности перечисленных трех основных. Например, термокислотная обработка скважин сочетает в себе как химическое воздействие на породу пласта, так и тепловое воздействие в результате выделения большого количества теплоты при химической реакции со специально вводимыми веществами и т. д.

Выбор метода воздействия основывается на тщательном изучении термодинамических условий и состояния ПЗС, состава пород и жидкостей, а также систематического изучения накопленного промыслового опыта на данном месторождении.



Сбор и подготовка скважинной продукции



вопросов

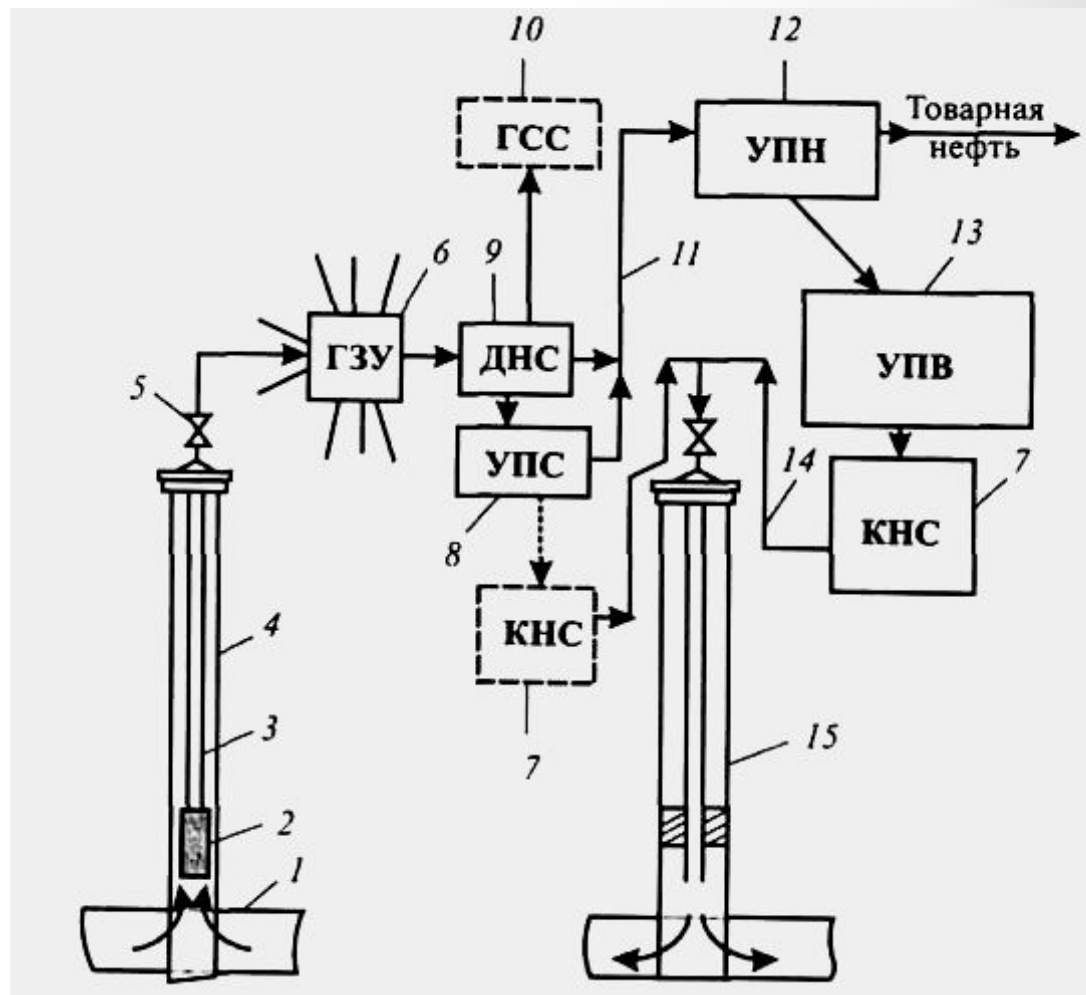
- Системы промышленного сбора нефти
- Сбор и подготовка нефти на промыслах
- Основные процессы промышленной подготовки нефти: дегазация, обезвоживание, обессоливание и стабилизация нефти
- Системы промышленного сбора природного газа
- Сбор и подготовка природного газа на промыслах
- Сепарация природного газа от углеводородного конденсата, воды и механических примесей
- Способы осушки газа
- Подземное хранение газа

Основным элементами системы сбора и подготовки скважинной продукции являются:

- добывающие скважины;
- выкидные линии и коллекторы;
- автоматизированные замерные установки;
- путевые подогреватели;
- дожимные насосные станции;
- центральный пункт сбора и подготовки нефти, газа и воды.

Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции на нефтяном промысле

- 1 – продуктивный пласт;
- 2 – скважинный насос;
- 3 – подъемные трубы;
- 4 – обсадная колонна;
- 5 – устье добывающей скважины;
- 6 – групповая замерная установка;
- 7 – кустовая насосная станция;
- 8 – установка предварительного сбора воды;
- 9 – дожимная насосная станция;
- 10 – газопровод;
- 11 – трубопровод для водонефтяной смеси;
- 12 – установка подготовки нефти;
- 13 – установка подготовки воды;
- 14 – водовод;
- 15 – нагнетательная скважина.



Технологические установки подготовки нефти, газа и воды – это комплекс блочного автоматизированного оборудования и аппаратов, в которых последовательно и непрерывно происходят процессы обезвоживания и обессоливания нефти, осушка (от водяных паров) и очистка (от сероводорода H_2S и двуокиси углерода CO_2) нефтяного газа, а также очистка пластовой сточной воды от капелек нефти, механических примесей, железа, сероводорода, углекислого газа и кислорода.

Основные процессы промышленной подготовки нефти:

- Дегазация
- Обезвоживание
- Обессоливание
- Стабилизация

Основные процессы промышленной подготовки газа:

- Очистка от механических примесей
- Осушка газа (охлаждение, абсорбция, адсорбция)
- Очистка от сероводорода и углекислого газа

Рекомендуемая литература

- 1) Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов: - Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2007. - 528 с.
- 2) Каналин В.Г., Вагин С.Б., Токарев М.А. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология. - М: Недра, 1997. – 366 с.
- 3) Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта: Учебник для вузов.- М.: Недра, 2005. - 311 с.
- 4) Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. - 632 с.
- 5) Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений.– М.: Недра, 1990 – 427 с.
- 6) Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов. — М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с.
- 7) Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: учеб. пособие для вузов / И.И. Дунюшкин. – М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006.- 320 с.

Спасибо за внимание!

