

Скважинная добыча нефти

вопросы и краткие ответы

1. Условие притока флюидов к забоям скважин. Депрессия на пласт. Воронка депрессии. Способы добычи нефти.

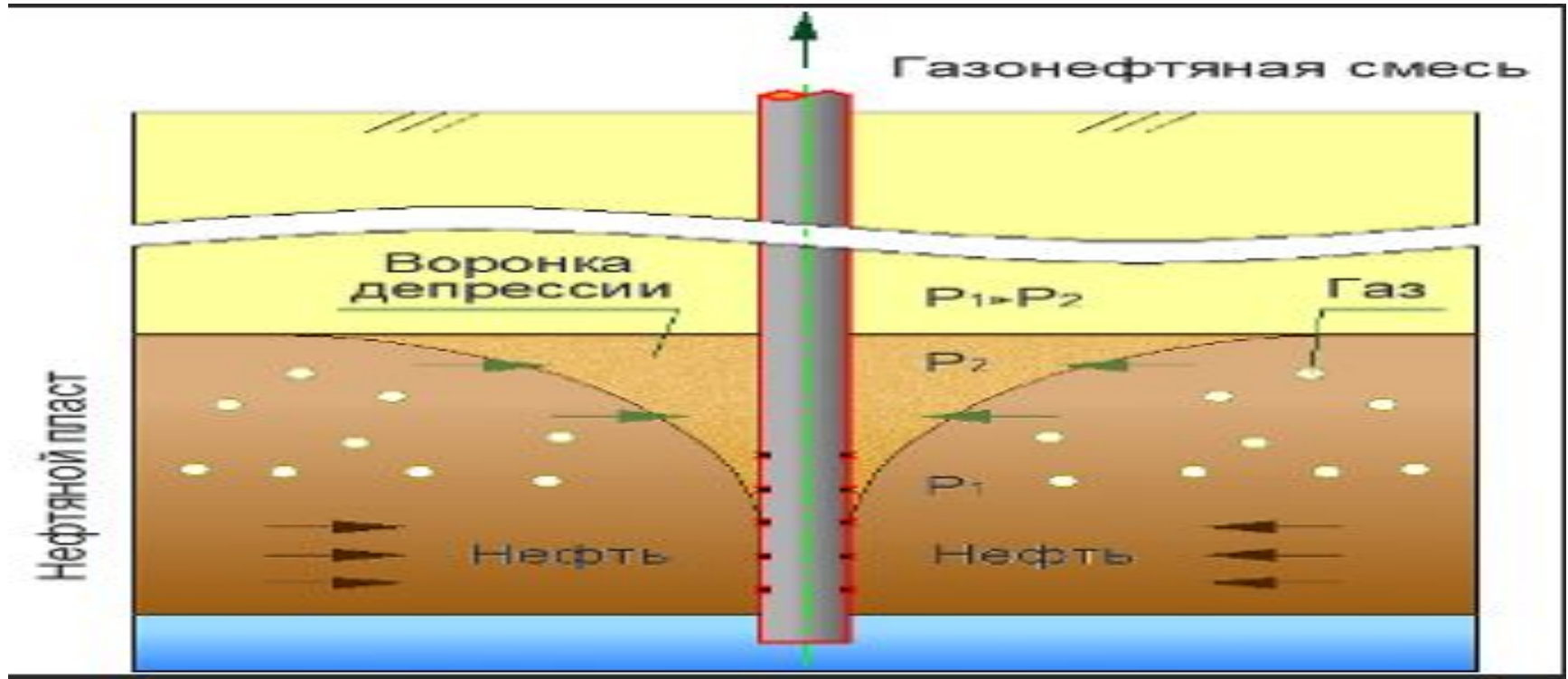
Каждая нефтяная и газовая залежь обладает запасом естественной пластовой энергии, количество которой определяется величиной пластового давления и общим объемом всей системы, включая нефтяную и водяную зону.

До вскрытия пласта скважинами жидкость и газ находятся в статическом состоянии и располагаются по вертикали соответственно своим плотностям. После начала эксплуатации равновесие в пласте нарушается: жидкости и газ перемещаются к зонам пониженного давления, ближе к забоям скважин. Это движение происходит вследствие разности (перепада) пластового (начального) давления ($P_{пл}$) и давления у забоев скважин ($P_{зab.}$). В околоствольной зоне скважины возникает разность давлений ($P_{пл} - P_{зab.}$). Накопленная пластовая энергия расходуется на перемещение жидкости и газа по пласту и подъем их в скважинах, а также на преодоление сопротивлений, возникающих при этом перемещении. Разность давлений между пластом и забоем скважины называется депрессией на пласт.

В зависимости от геологических условий и условий эксплуатации, пластовая энергия проявляется в виде сил, способствующих движению флюидов. На устье скважины всегда имеется какое-то давление P_u называемое устьевым.

Чем выше депрессия, тем больше приток нефти к забою скважины.

Условие притока флюидов к забоям скважин. Депрессия на пласт. Воронка депрессии. Способы добычи нефти.



Воронка депрессии - это поверхность, образованная логарифмической кривой распределения давления вокруг оси скважины.

В пределах воронки депрессии градиенты давления, а значит и расходы энергии на единицу длины пути резко возрастают по мере приближения к скважине. Значительная доля перепада давления в пласте расходуется в непосредственной близости от скважины. По мере удаления от скважины кривые градиентов давления значительно выравниваются, что указывает на резкое уменьшение скорости фильтрации с удалением от скважины

Условие притока флюидов к забоям скважин. Депрессия на пласт. Воронка депрессии. Способы добычи нефти.

Для обеспечения притока пластовых флюидов к забоям скважин и подъема его на поверхность используются 3 основных способа добычи нефти: фонтанный, газлифтный и механизированный, включающий несколько видов насосной добычи: штанговым глубинным насосом (ШГН), погружными электроцентробежными насосами (ПЭЦН), электродиафрагменными насосами (ЭДН), электровинтовыми насосами (ЭВН). За рубежом довольно широкое распространение получили гидропоршневые насосные агрегаты (ГПНА).

Фонтанный – самый простой и самый дешевый способ эксплуатации. Однако не все скважины могут длительное время фонтанировать. В этом случае их переводят на механизированные способы добычи нефти. Вместе с тем фонтанный способ при поддержании пластового давления за счет системы ППД также можно отнести к механизированному. Если подсчитать мощность, расходуемую на закачку воды при ППД, и отнести ее к фонду добывающих скважин, то получим удельную дополнительную мощность на 1 скважину в 13,5 кВт, что вполне соизмеримо с мощностью, затрачиваемой при добыче нефти насосным способом.

Газлифтный способ эксплуатации также относится к механизированному, т. к. для работы этих скважин необходимо закачивать сжатый газ, на что расходуется дополнительная энергия.

Технология добычи нефти – это гидромеханический процесс движения

2. Отличительные особенности газожидкостных смесей.

Структура газожидкостных систем

Подъем жидкости из скважин нефтяных месторождений практически всегда сопровождается выделением газа. По этой причине для понимания процессов подъема жидкости из скважины, умения проектировать установки для подъема и выбирать оборудование, нужно знать законы движения газожидкостных смесей в трубах. Движение газа и жидкостей в скважинах происходит в более сложных условиях, чем в трубах, в которых соотношение массовых расходов жидкости и газа практически постоянно. При всех известных способах подъема продукции скважины на дневную поверхность приходится иметь дело с газожидкостными смесями либо на всем пути от забоя до устья, либо на большей части этого пути. Из-за выделения из нефти газа все основные характеристики нефти и газа оказываются переменными по глубине скважины и во времени. Это приводит к усложнению законов движения газожидкостных смесей и они изучены хуже. Кроме выделения газа из нефти (разгазирования) происходят различные физические процессы в газожидкостных смесях, существенно влияющие на закономерности их движения.

Для полного описания газожидкостных смесей стандартно применяемых физических свойств — плотности, вязкости, сжимаемости, теплоемкости, теплопроводности и т.д. — явно недостаточно. Это связано с тем, что ГЖС, состоящие из несмешивающихся фаз, характеризуются целым рядом новых параметров, основными из которых являются: газовое число (газосодержание, газонасыщенность), относительная скорость,

Отличительные особенности газожидкостных смесей.

Структура газожидкостных систем

Газовым числом G принято называть отношение объема свободного газа V_g к объему жидкости в выделенном геометрическом объеме, при данных термобарических условиях (P и T).

Объемным газосодержанием (истинным) принято называть отношение объема газа V_g к общему объему смеси ($V_g + V_j$) в выделенном геометрическом объеме при данных термобарических условиях (P, T).

В случае если вместо объемов газа V_g и жидкости V_j рассматриваются объемные расходы газа V и жидкости q , то используется параметр, называемый объемным расходным газосодержанием.

Массовым расходным газосодержанием принято называть отношение расхода массы газа к расходу массы смеси при данных P и T .

Истинное газосодержание может быть определено как отношение площади поперечного сечения трубы, занятой свободным газом, к площади живого сечения трубы. Истинное газосодержание потока ГЖС учитывает скольжение газа. От расходного и истинного (объемного) газосодержания зависит плотность смеси.

Дисперсностью газа в жидкости принято называть степень дробления газовой фазы, характеризующаяся размерами пузырьков газа, распределенных в объеме жидкости. Обычно дисперсностью характеризуются газожидкостные смеси только эмульсионной (пузырьковой) структуры.

Отличительные особенности газожидкостных смесей.

Структура газожидкостных систем

В зависимости от объемного соотношения газа и жидкости в ГЖС потоке дисперсионной средой может являться жидкость (пузырьки газа распределены в объеме жидкости) и газ (капельки жидкости распределены в объеме газа). В первом случае дисперсной фазой является газ, во втором — жидкость. Необходимо отметить, что изменение условий движения ГЖС может привести к изменению дисперсности, в частности, газовых пузырьков. Возможны два случая изменения их дисперсности:

- укрупнение газовых пузырьков в результате их слияния — коалесценция;
- раздробление их на более мелкие — диспергирование.

Таким образом, диспергирование — процесс, обратный коалесценции.

Процесс коалесценции и диспергирования характеризуется скоростью движения потока и зависит от газосодержания, неоднородности включений газовой фазы, толщины и прочности (эластичности) пленки поверхности раздела фаз, поверхностного натяжения и др.

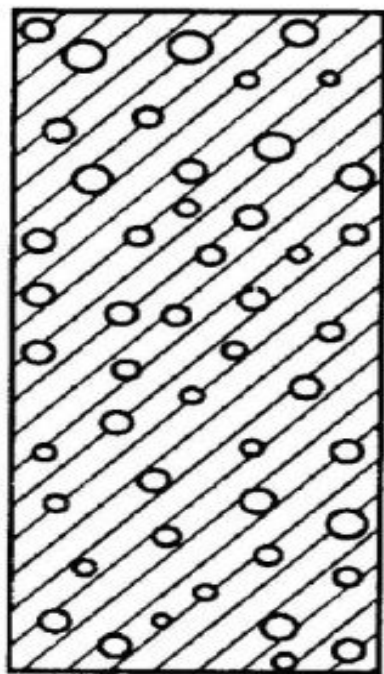
Поверхностное натяжение между фазами характеризует энергетические затраты на создание единицы длины границы раздела и на увеличение этой границы, т.е. на увеличение дисперсности газовой фазы. Изменения свойств поверхности раздела фаз можно достигнуть введением в смесь поверхностно-активных веществ. Так как в процессе движения ГЖС от забоя до устья скважины происходит изменение давления и температуры, выделение и расширение газа, то очевидно, что параметры ГЖС изменяются. Это обстоятельство чрезвычайно усложняет исследование закономерностей движения газожидкостных смесей. Наиболее сложными для исследования являются газожидкостные смеси, состоящие из газа, нефти и воды (случай эксплуатации обводненных скважин).

Отличительные особенности газожидкостных смесей.

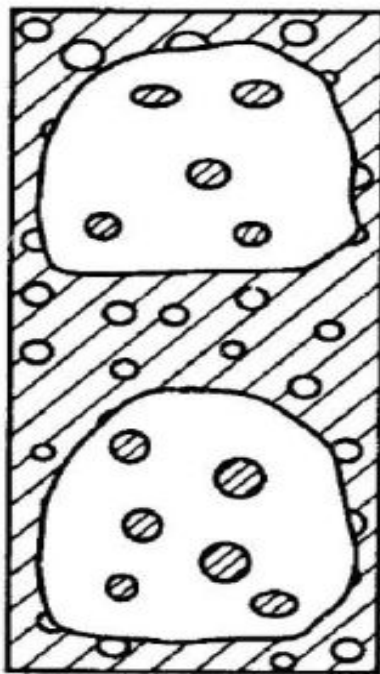
Структура газожидкостных систем

Процесс движения газожидкостной смеси в лифте связан не только с движением жидкой и газовой фаз относительно стенок канала (трубы), но и с движением газовой фазы относительно жидкой.

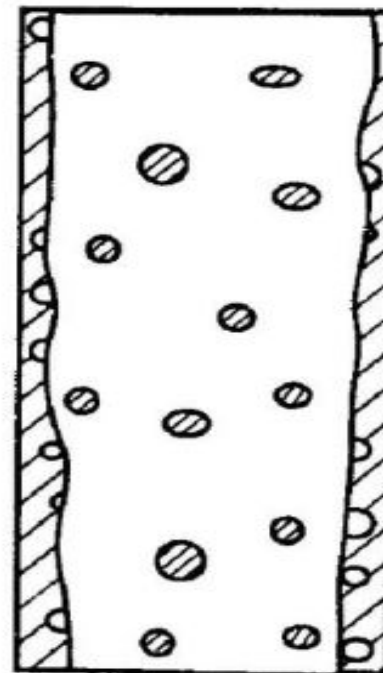
Структуры газожидкостной смеси



Пузырьковая
(газ распределен
в жидкости)



Пробковая или четочная
(газ объединяется
в крупные скопления)



Стержневая
(газ - в центре,
жидкость - по краям)

3. Обводнение добывающих скважин: причины, источники и пути поступления воды

Обводнение добывающих скважин - процесс естественный и закономерный, происходящий вследствие продвижения ВНК во внутреннюю область залежи, ранее насыщенную нефтью.

Отбор нефти может сопровождаться и прорывами воды в добывающие

Техногенные факторы, влияющие на обводнение добывающих скважин:

1. Негерметичность цементного камня в заколонном пространстве
2. Негерметичность эксплуатационной колонны (ЭК)
3. Вскрытие перфорацией водоносного горизонта
4. Подход ВНК к нижним перфорационным отверстиям
5. Образование конуса водонасыщенности в продуктивном пласте
6. Каналообразование в цементном камне за ЭК – заколонные перетоки в добывающих и нагнетательных скважинах
7. Трещины ГРП от добывающей скважины в сторону водоносного горизонта (области зоны)
8. Прорыв закачиваемой воды по высокопроницаемым областям (слоям, трещинам и т.д.)
9. Прорыв пластовой воды при естественном водонапорном режиме (ВНЗ)
10. Связь скважины с источником пластовой или закачиваемой воды посредством системы трещин
11. АвтоГРП в призабойной зоне нагнетательной скважины

Обводнение добывающих скважин: причины, источники и пути поступления воды

Преждевременное обводнение может происходить в результате:

- а) образования «языков» закачиваемой воды по площади зонально неоднородной залежи (охват заводнением по площади);
- б) конусообразования подошвенной воды;
- в) опережающего продвижения воды по наиболее проницаемым пропласткам в неоднородном слоистом пласте (охват по толщине пласта);
- г) опережающего прорыва воды по высокопроницаемым трещинам пропласткам суперколлекторов;
- д) поступления воды из верхних, средних и нижних водоносных пластов вследствие негерметичности колонны и цементного кольца.

Преждевременное обводнение пластов и скважин приводит к существенному снижению текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи (вода бесполезно циркулирует по промытым зонам, а в пласте остаются целики нефти), к большим экономическим потерям, связанным с подъемом на поверхность, транспортированием, подготовкой и обратной закачкой в пласт больших объемов воды, с необходимостью ускоренного ввода в разработку новых месторождений для компенсации недоборов нефти. Проблема борьбы с обводнением пластов и скважин становится все более актуальной.

Обводнение добывающих скважин: причины, источники и пути поступления воды

Методы борьбы с обводнением.

Для борьбы с преждевременным обводнением пластов и скважин применяют группу методов регулирования процесса разработки. Уменьшения языко- и конусообразования вод можно достичь оптимизацией технологических режимов работы скважин, снижением перепадов давления между зоной нагнетания и зоной отборов. Предотвращения опережающего движения воды по высокопроницаемому пласту многопластового месторождения, при совместной разработке нескольких пластов, можно достичь применением методов одновременно-раздельной эксплуатации, когда на каждый пласт обеспечивается депрессия, соответствующая его фильтрационным характеристикам.

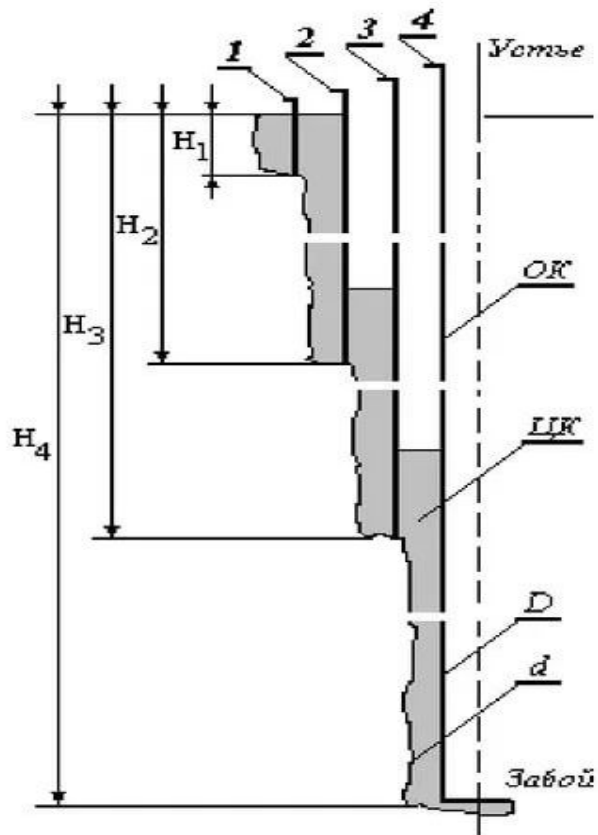
Для ликвидации преждевременных прорывов воды проводят изоляционные и ремонтно-изоляционные работы (РИР). Основным назначением РИР следует считать обеспечение оптимальных условий выработки пласта для достижения проектного коэффициента нефтеотдачи.

Для изучения путей поступления воды применяют промыслово-геофизические методы исследования: в необсаженных скважинах - электрокаротажи; в обсаженных - методы закачки радиоактивных индикаторов (изотопов), термометрию, импульсный нейтронно-нейтронный каротаж (ИННК), закачку азота и др. Однако эти методы еще не всегда надежны. Поэтому вопрос о возможности изоляции притока воды

4. Требования к конструкциям скважин и забоев. Гидродинамическое совершенство скважин.

Конструкция скважины – это совокупность информации о количестве, длине и диаметре обсадных колонн, диаметрах ствола скважины под каждую колонну и интервалах цементирования по интервалам бурения.

Элементы конструкции скважины



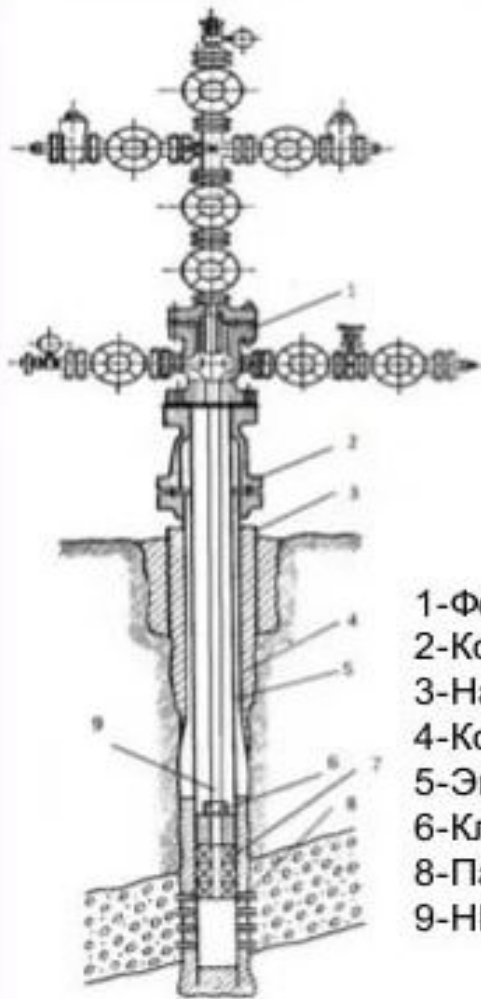
Скважины бурят специальными буровыми установками со ступенчатым уменьшением диаметра от устья до забоя. Начальный диаметр скважины не превышает обычно 900 мм, а конечный редко бывает меньше 75 мм.

Схема характерной многоколонной конструкции скважины:

- 1 – направление (50 м)
- 2 – кондуктор (до 400 м)
- 3 – промежуточная колонна
- 4 – обсадная колонна (ОК), при эксплуатации скважины называется эксплуатационной колонной (ЭК)

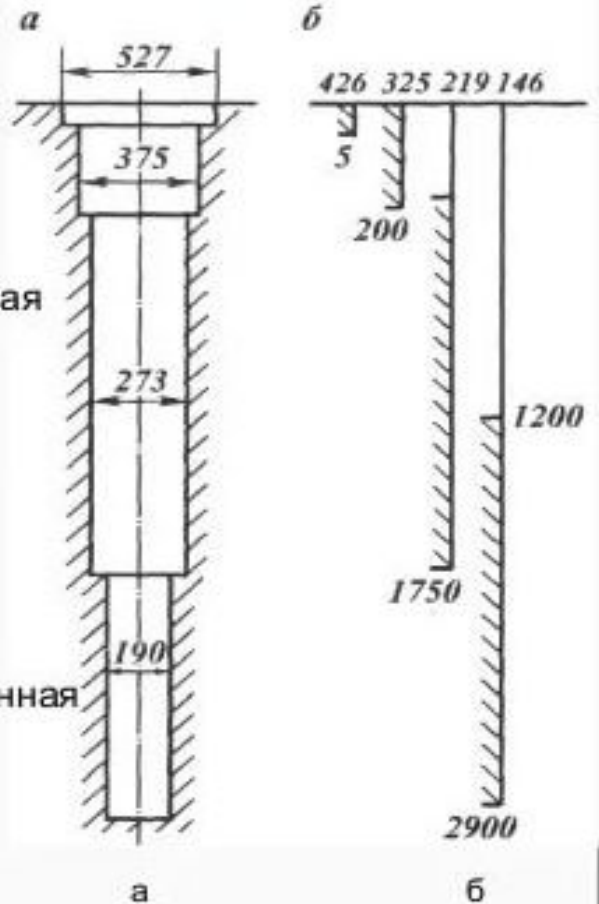
ЦК – цементный камень

Конструкция скважины



- 1-Фонтанная арматура
- 2-Колонная головка
- 3-Направление
- 4-Кондуктор
- 5-Эксплуатационная колонна
- 6-Клапан отсекающий
- 8-Пакер
- 9-НКТ

- 1-Направление
- 2-Кондуктор
- 3-Промежуточная колонна
- 4-Эксплуатационная колонна



Конструкция скважины глубиной 2900 м
а- профиль скважины; б- рабочая схема конструкции

Конструкция скважины



Типичные конструкции скважин в различных нефтегазодобывающих регионах:
 1 — направление; 2 — кондуктор; 3 – 4 — промежуточные колонны; 5 — эксплуатационная колонна.

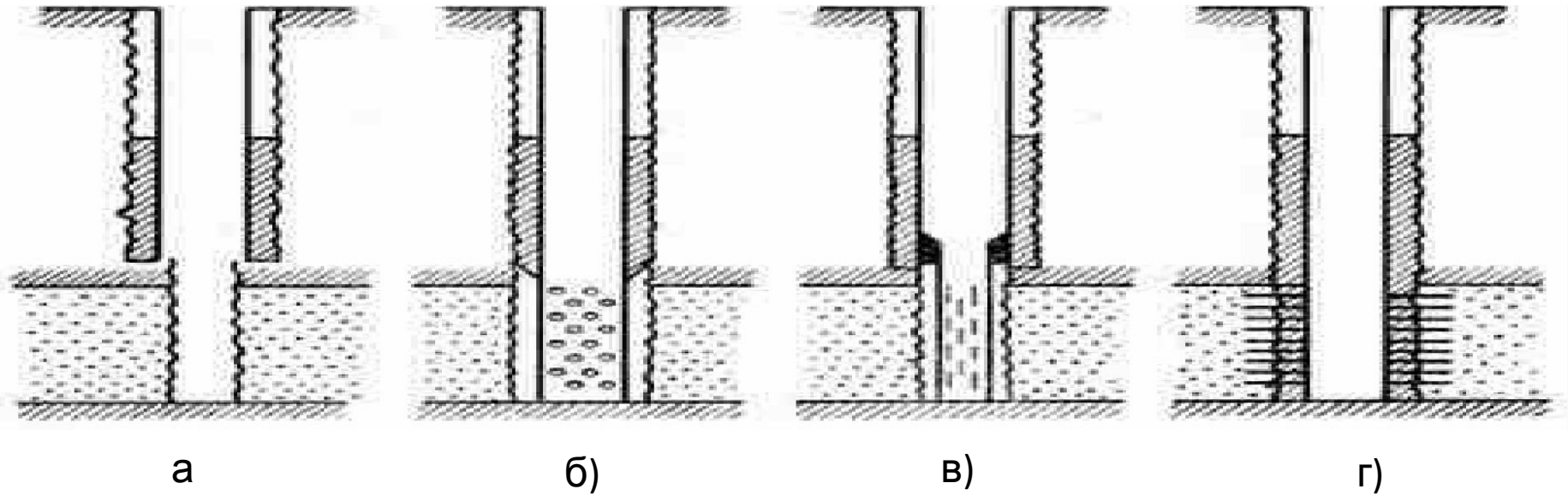
4. Требования к конструкциям скважин и забоев. Гидродинамическое совершенство скважин.

Конструкция забоя скважины должна обеспечивать:

- механическую устойчивость призабойной части пласта, доступ к забою скважин спускаемого оборудования, предотвращение обрушения породы;**
- эффективную гидродинамическую связь забоя скважины с нефтенасыщенным пластом;**
- возможность избирательного вскрытия нефтенасыщенных и изоляцию водо- или газонасыщенных пропластков, если из последних не намечается добыча продукции;**
- возможность избирательного воздействия на различные пропластки или на отдельные части (по толщине) монолитного пласта;**
- возможность дренирования всей нефтенасыщенной толщины пласта.**

Геологические и технологические условия разработки месторождений различны, поэтому существует несколько типовых конструкций забоев скважин.

Требования к конструкциям скважин и забоев. Гидродинамическое совершенство скважин.



а – открытый забой; б – забой, перекрытый хвостовиком колонны, перфорированным перед ее спуском; в – забой с фильтром; г – перфорированный забой

Скважина с открытым забоем принимается за эталон и ее коэффициент гидродинамического совершенства принимается равным единице. **Вместе с тем, невозможность избирательного вскрытия нужных пропластков и избирательного воздействия на них вместе с постоянной угрозой обвалов в призабойной зоне при создании больших депрессий сильно ограничивают возможности использования открытого забоя.**

Требования к конструкциям скважин и забоев.

Гидродинамическое совершенство скважин.

Условия применения конструкции, при которой пласт перекрыт перфорированным хвостовиком, по существу одинаковы с условиями для применения открытого забоя. Однако в этом случае более надежно крепление забоя и гарантируется сохранение полного диаметра колонны до самого забоя даже в случаях частичного обрушения пород в призабойной части.

Основное назначение фильтров (конструкция в) – предотвращение поступления песка в скважину. Одно время широкое применение нашли фильтры с продольными щелевыми отверстиями длиной 50–80 мм и шириной 0,8–1,5 мм. Применялись так же, так называемые кольцевые фильтры, в которых щели создавались между торцами металлических колец, одеваемых на перфорированную трубу. Между торцами колец в нескольких точках по периметру устанавливались прокладки из калиброванной металлической ленты, определявшие ширину кольцевых щелей. В ряде случаев использовались гравийные фильтры, представляющие собой две перфорированные мелкими отверстиями концентрично расположенные трубы. В кольцевое пространство между трубами утрамбовывался отсортированный гравий диаметром 4–6 мм, который и являлся основным фильтрующим элементом, задерживающим пластовый песок. Такая конструкция забоя применяется редко и только как средство борьбы с образованием песчаных пробок в скважинах, вскрывающих нецементированные нефтенасыщенные песчаные пласты.

Требования к конструкциям скважин и забоев.

Гидродинамическое совершенство скважин.

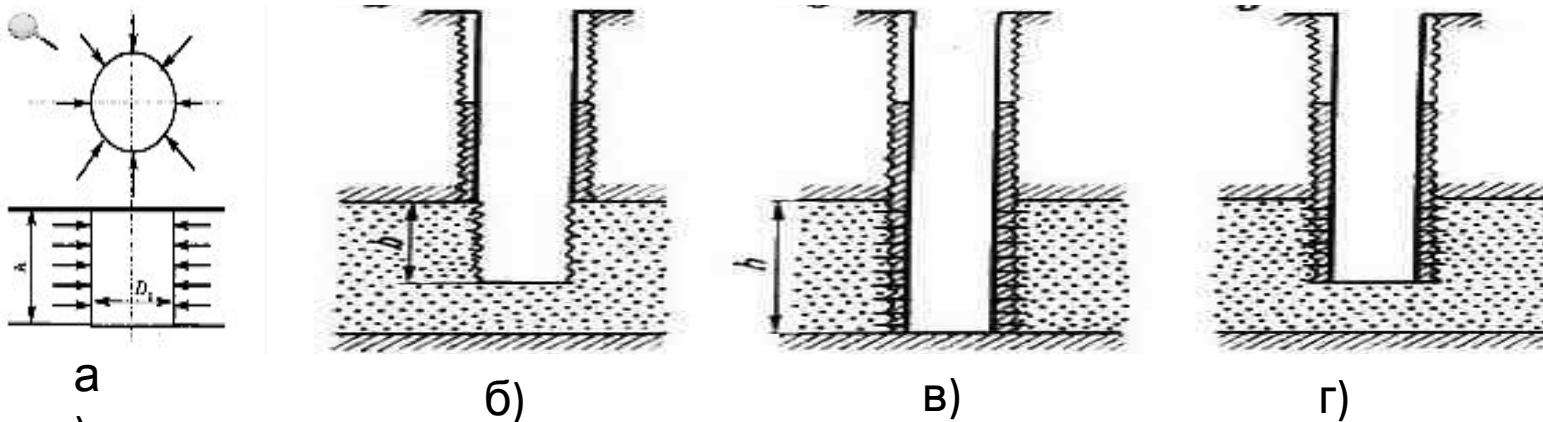
Скважины с перфорированным забоем (конструкция г) нашли самое широкое распространение (более 90 % фонда скважин). В этом случае ствол скважины бурится до проектной отметки. Перед спуском обсадной колонны ствол скважины и особенно его нижняя часть, проходящая через продуктивные пласты, исследуется геофизическими средствами. Результаты таких исследований позволяют четко установить нефте-, водо- и газонасыщенные интервалы и наметить объекты эксплуатации. После этого в скважину опускается обсадная колонна, которая цементируется от забоя до нужной отметки, а затем перфорируется в намеченных интервалах. Скважина с перфорированным забоем имеет следующие преимущества:

- упрощение технологии проводки скважины и выполнения комплексных геофизических исследований геологического разреза;
- надежная изоляция различных пропластков, не вскрытых перфорацией;
- возможность вскрытия пропущенных или временно законсервированных нефтенасыщенных интервалов;
- возможность поинтервального воздействия на призабойную зону пласта (различные обработки, гидроразрыв, отдельная закачка или отбор);
- устойчивость забоя скважины и сохранение ее полнопроходного

Требования к конструкциям скважин и забоев.

Гидродинамическое совершенство скважин.

Под гидродинамически совершенной будем понимать такую скважину, которая вскрыла продуктивный горизонт на всю его толщину h и в которой отсутствуют любые элементы крепи (обсадная колонна, цементный камень, забойные устройства), т.е. скважина с открытым забоем. При течении продукции в такую скважину фильтрационные сопротивления обусловлены только характеристикой продуктивного горизонта и являются минимально возможными.



Большинство реальных скважин относятся к гидродинамически несовершенным. Среди гидродинамически несовершенных скважин выделяют:

1. Несовершенные по степени вскрытия – НСВ (б);
2. Несовершенные по характеру вскрытия – НХВ (в);
3. Несовершенные по степени и характеру вскрытия – НСХВ (г).

Для таких скважин в призабойной зоне возникают дополнительные фильтрационные сопротивления, определяемые видом несовершенства.

Требования к конструкциям скважин и забоев.

Гидродинамическое совершенство скважин

Гидродинамическое несовершенство скважин

Представим приток в скважину с двойным несовершенством состоящим из двух последовательных притоков - притока в фиктивную несовершенную по степени вскрытия скважину увеличенного радиуса R и притока в несовершенную по характеру вскрытия скважину с действительным радиусом r_c и плотностью перфорации p .

Поток жидкости на пути от контура питания R_k до стенки скважины r_c будет преодолевать несколько фильтрационных сопротивлений:

R_1 - фильтрационное сопротивление от R_k до стенки фиктивной скважины;

R_2 - дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством скважины по степени вскрытия и равное - $(\mu/2\pi kh) * C_1$;

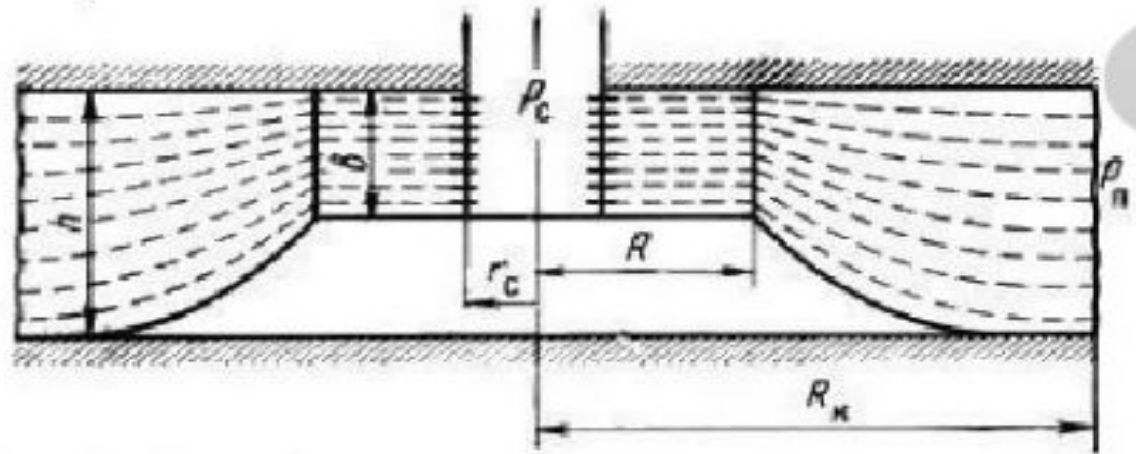


Схема фильтрации жидкости к скважине с двойным видом несовершенства

5. Гидродинамические исследования скважин. Цели и задачи исследования скважин. Классификация методов исследования

Под гидродинамическими исследованиями скважин и пластов понимают совокупность различных мероприятий, направленных на измерение определенных параметров (давления, температуры, дебита, время) в работающих или остановленных скважинах и их регистрацию. Зачастую при этом отбираются пробы продукции, направляемые в специальные исследовательские лаборатории.

Исследования проводятся специальными бригадами с использованием соответствующей техники и измерительных приборов.

К гидродинамическим исследованиям относят термодинамические и дебитометрические исследования скважин.

Цели гидродинамических, термодинамических и дебитометрических исследований скважин и пластов многочисленны, но к основным из них относятся:

1. Выделение продуктивных горизонтов с их качественной и количественной характеристиками.
2. Определение параметров призабойной зоны скважины и пласта, насыщенных флюидами:
 - проницаемость системы;
 - послойная и зональная неоднородность;
 - глинистость, песчанистость и др.;
 - насыщенность.

Гидродинамические исследования скважин. Цели и задачи исследования скважин. Классификация методов исследования

3. **Определение по отбираемым пробам свойств насыщающих залежь флюидов:**

- Физические свойства (плотность, вязкость, коэффициент сжимаемости);
- Химический состав флюидов (нефти, газа и воды);
- Давление и температуру;
- Давление насыщения;
- газонасыщенность.

4. **Определение комплексных параметров, характеризующих систему «коллектор - флюид»:**

- Коэффициент проводимости (гидропроводности) kh/μ ;
- Коэффициент подвижности k/μ ;
- Коэффициент упругоёмкости β^*

$$\beta^* = (m\beta_g + \beta_l) ;$$

$$\alpha = \frac{k}{\mu\beta^*} .$$

5. **Коэффициент проницаемости**
Получение сведений о режиме дренирования:

- Однофазная или многофазная фильтрация;
- Наличие газовой шапки;
- Расположение ВНК и ГНК.

6. **Получение сведений о темпе падения пластового давления (или о его изменении).**

7. **Получение информации о термодинамических явлениях в призабойной зоне скважины и проявлении эффекта Джоуля-Томсона при течении продукции из пласта в скважину.**

Гидродинамические исследования скважин. Цели и задачи исследования скважин. Классификация методов исследования

8. Контроль процесса выработки запасов углеводородов и прогноз этого процесса во времени.
9. Получение сведений о притоке (приемистости) скважины по толщине продуктивного горизонта (дебитометрические исследования).
10. Оценка необходимости применения искусственного воздействия на залежь в целом или на призабойную зону скважины.
11. Определение основных характеристик скважин:
 - Коэффициент продуктивности(приемистости);
 - Приведенный радиус скважины;
 - Максимально возможный и рациональный дебиты скважины;
 - Коэффициенты обобщенного уравнения притока.
12. Получение необходимой информации для выбора рационального способа эксплуатации скважин.
13. Получение необходимой информации об энергетическом состоянии разрабатываемой системы и ее изменении во времени

Гидродинамические исследования скважин. Цели и задачи исследования скважин. Классификация методов исследования

Различают два метода гидродинамических исследований скважин:

1. Исследование на стационарных режимах работы.
2. Исследование на нестационарном режиме.

Эти методы пригодны для исследования любых скважин, независимо от их назначения и способа эксплуатации; изменяется только техника и технология проведения исследований.

К основным методом исследования пластов относится также метод гидропрослушивания, сущность которого заключается в прослеживании влияния изменения режима работы одной из скважин (возмущающей) на характер изменения давления в других скважинах (реагирующих).

Изменение режима работы возмущающей скважины может быть достигнуто одним из следующих способов:

- Остановка ее или пуск в работу с постоянным дебитом (если скважина проста-ивала);
- Изменение забойного давления (дебита) скважины.

Метод гидропрослушивания базируется на изучении особенностей распространения возмущения в пласте от возмущающей скважины до реагирующих, зависящих не только от самого возмущения, но и от параметров пласта. Точность определения параметров пласта зависит от того, происходят ли какие-либо изменения режима работы скважин, соседних с реагирующими скважинами в процессе исследования, а также от используемой измерительной аппаратуры.

6. Стационарные и нестационарные режимы исследования нефтяных скважин (индикаторная кривая и кривая восстановления давления).

Гидропрослушивание скважин. Формула Дюпюи для определения дебита скважины.



Стационарные и нестационарные режимы исследования нефтяных скважин (индикаторная кривая и кривая восстановления давления). Гидропрослушивание скважин.

Формула Дюпюи для определения дебита скважины.

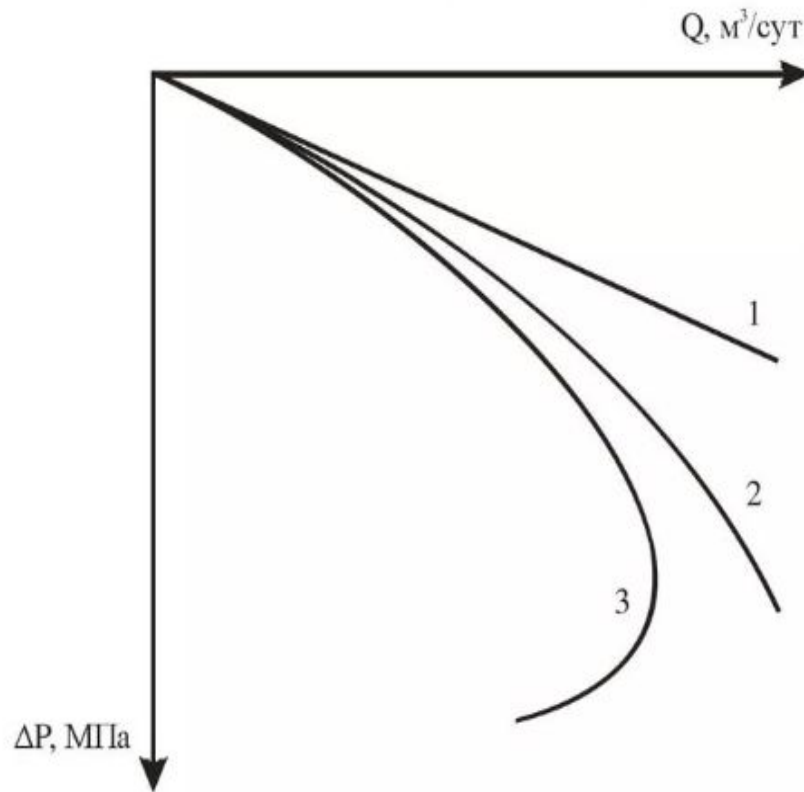
Стационарный режим исследования или метод установившихся отборов характеризуется стационарными режимами работы скважины, т. е. постоянством во времени забойного $R_{зab}$, устьевого $R_{уст}$ давлений и дебита скважины Q . Сущность метода заключается в установлении режима работы скважины и ожидании его стационарности. После стабилизации во времени режима работы скважины инструментально измеряют $R_{зab}$, $R_{уст}$, дебит нефти Q_n , дебит воды Q_v , дебит газа Q_r , количество механических примесей и т. д. Все измеренные величины регистрируются. Затем режим работы скважины изменяется и ожидают нового стационарного режима работы системы.

Изменение режима работы зависит от способа эксплуатации: на фонтанной скважине изменяют диаметр штуцера на выкидном манифольде; на газлифтной скважине изменяют режим закачки рабочего агента (газа) – давление и (или) расход; на скважине, оборудованной установкой скважинного штангового насоса, изменяют длину хода и (или) число качаний, т. е. для каждого способа эксплуатации имеется собственная возможность изменения режима.

Время перехода одного стационарного режима работы скважины на другой называется временем переходного процесса $t_{пер}$, оценка которого может быть произведена следующим образом:

Стационарные и нестационарные режимы исследования нефтяных скважин (индикаторная кривая и кривая восстановления давления). Гидропрослушивание скважин. Формула Дюпюи для определения дебита скважины.

Виды индикаторных кривых



1 – линейная; 2 – нелинейная; 3 - серпообразная

$$Q = K_{np} (P_{пл} - P_{заб})$$

$$Q = k \cdot (P_{пл} - P_{заб})^n$$

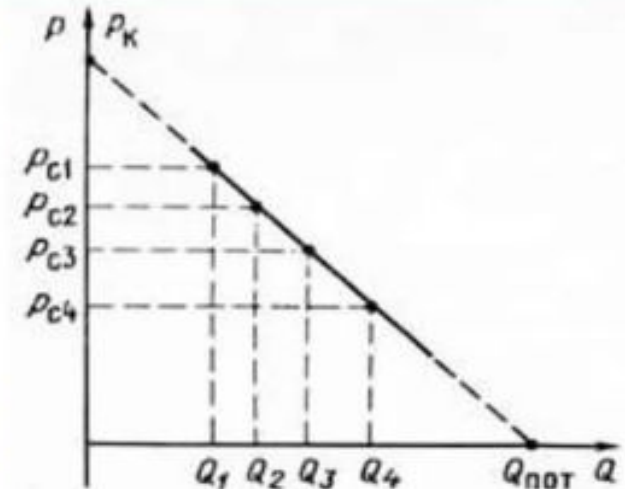
Стационарные и нестационарные режимы исследования нефтяных скважин (индикаторная кривая и кривая восстановления давления). Гидропрослушивание скважин. Формула Дюпюи для определения дебита скважины.

Исследование скважин при установившихся режимах

На практике **индикаторные линии не всегда прямые**, как это следует из формулы притока.

Искривление индикаторной линии в сторону оси давления означает увеличение фильтрационного сопротивления по сравнению с линейным законом Дарси. Это объясняется тремя причинами.

- ♦ Образованием вокруг скважины области с двухфазной фильтрацией при забойном давлении ниже $R_{нас}$. Чем больше эта разница, тем больше радиус области двухфазной (нефть+газ) фильтрации и следовательно, больше фильтрационное сопротивление.
- ♦ Изменением проницаемости и раскрытости микротрещин в породе при изменении внутрипластового давления.
- ♦ Превышением скоростей движения жидкости в призабойной зоне критических значений, при которых линейный закон Дарси нарушается.



Построение зависимости $Q(p_c)$ по четырем фактическим точкам

Стационарные и нестационарные режимы исследования нефтяных скважин (индикаторная кривая и кривая восстановления давления). Гидропрослушивание скважин.

Формула Дюпюи для определения дебита скважины.

Изучение нестационарного режима работы скважины после остановки ее (или после пуска) дает информацию о средне интегральных характеристиках зоны реагирования. Всякое изменение режима работы скважины сопровождается перераспределением давления вокруг нее и зависит от пьезопроводности зоны реагирования. Нестационарное исследование заключается в получении зависимости изменения забойного давления $P_{зб}$ в скважине в функции времени t после изменения режима ее работы (пуска или остановки).

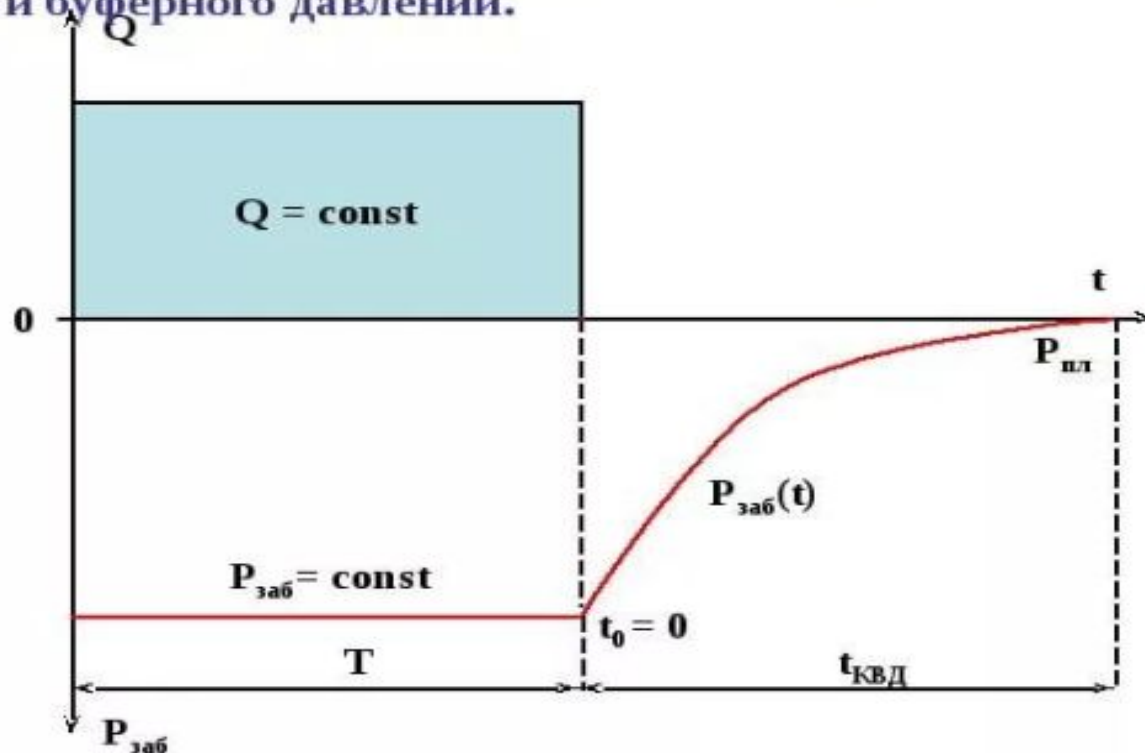
Перед исследованием скважины (при работе ее на стационарном режиме) замеряется дебит. В работающую скважину спускают на забой глубинный манометр. После контроля стационарности режима работы и регистрации забойного давления скважину закрывают на устье. Манометр, находящийся на забое и зафиксировавший забойное давление при стационарном режиме работы, после остановки скважины регистрирует так называемую кривую восстановления забойного давления (КВД).

Восстановление давления в скважине так же контролируется по манометрам на устье скважины и на затрубном пространстве соответственно $P_{тр}$ и $P_{зт}$. Стабилизация указанных параметров, наступающая через определенное время, свидетельствует о практически восстановленном забойном давлении до пластового. На этом исследование заканчивается. Глубинный манометр

Стационарные и нестационарные режимы исследования нефтяных скважин (индикаторная кривая и кривая восстановления давления). Гидропрослушивание скважин. Формула Дюпюи для определения дебита скважины.

Исследование скважин на неустановившихся режимах

1. Метод снятия КВД. Работавшую на постоянном режиме скважину в какой-то момент времени, принимаемый в дальнейшем $t_0 = 0$, останавливают. Фиксируют время работы скважины на режиме T , дебит перед остановкой Q и давление в момент остановки $P_{заб}(t_0)$. Затем, через определенные промежутки проводят замеры забойного, затрубного и буферного давлений.



Стационарные и нестационарные режимы исследования нефтяных скважин (индикаторная кривая и кривая восстановления давления). Гидропрослушивание скважин.

Формула Дюпюи для определения дебита скважины.

Обработка КВД по методу Хорнера

используется, если период работы скважины до остановки T соизмерим периодом остановки t ($T \approx t$)

$$P_{заб}(t) = P_{пл} - \frac{Q\mu b}{4\pi kh} \ln \frac{T+t}{t}$$

Обработка результатов **по методу Хорнера** ведется в координатах « $P_{заб}(t) - \ln(T+t)/t$ »



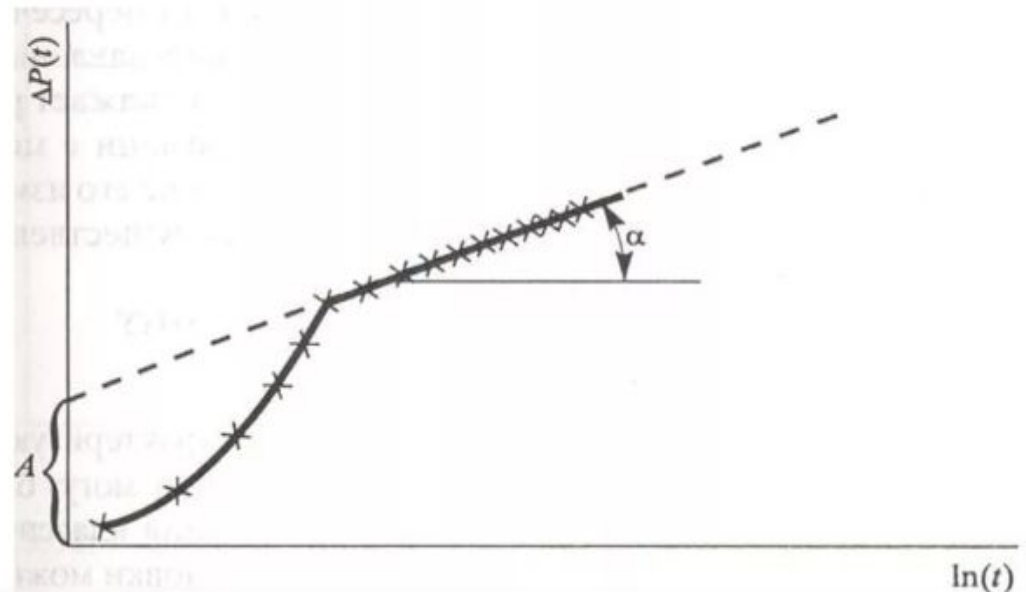
кроме параметров kh/μ , k/μ , k можно определить пластовое давление $P_{пл}$

Стационарные и нестационарные режимы исследования нефтяных скважин (индикаторная кривая и кривая восстановления давления). Гидропрослушивание скважин. Формула Дюпюи для определения дебита скважины.

Уравнение Маскета для линеаризованной КВД

$$\Delta P(t) = \frac{Q_{\mu v}}{4\pi kh} \ln \frac{2.25\alpha}{r_{\text{цр}}^2} + \frac{Q_{\mu v}}{4\pi kh} \ln t$$

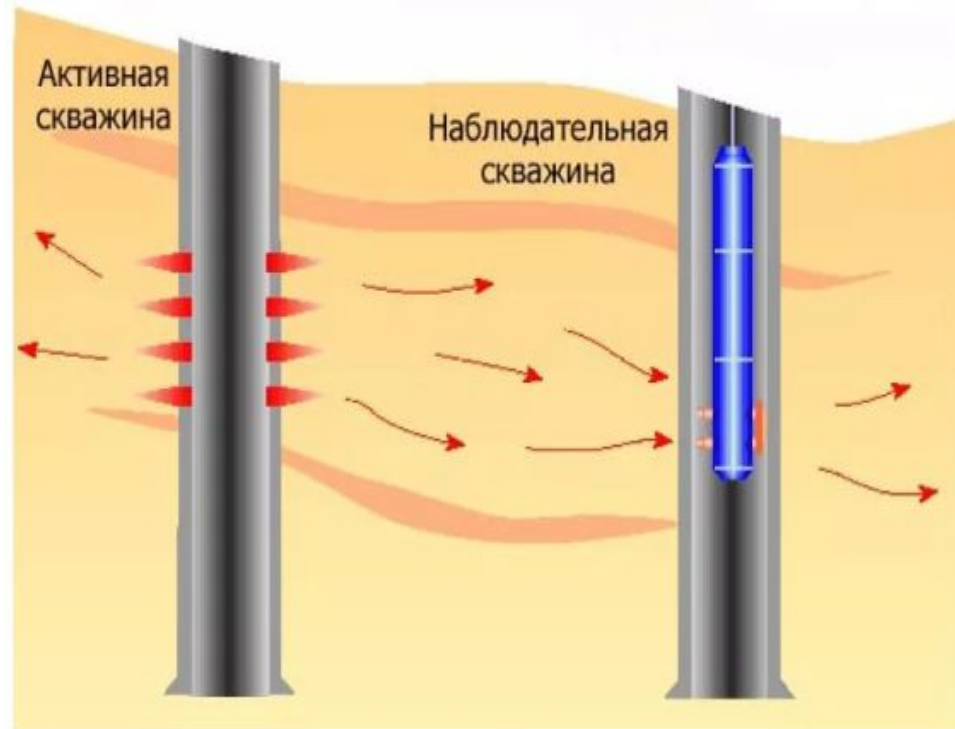
- в координатах « $\Delta P(t)$ — $\ln t$ » принимает вид **$\Delta P(t) = A + B \cdot x$**
- Начальный участок КВД отклоняется от линейной зависимости
- Из-за несоответствия математического аппарата процессам, происходящим в пласте, **начальный участок КВД не может быть использован для интерпретации результатов без учета последующего притока**



Стационарные и нестационарные режимы исследования нефтяных скважин (индикаторная кривая и кривая восстановления давления). Гидропрослушивание скважин. Формула Дюпюи для определения дебита скважины.

Гидропрослушивание скважин

Дебит активной скважины



- Является разновидностью исследований скважин на НР фильтрации
- В возмущающей скважине изменяется режим работы. В реагирующей скважине регистрируется изменение давления (отклик на возмущение)
- Совместная обработка изменения давления $P_c(t)$ и дебита q по времени в возмущающей скважине и изменения по времени давления $P^*(t)$ в реагирующей — позволяет определить гидродинамические параметры пласта между исходными скважинами

Цели гидропрослушивания

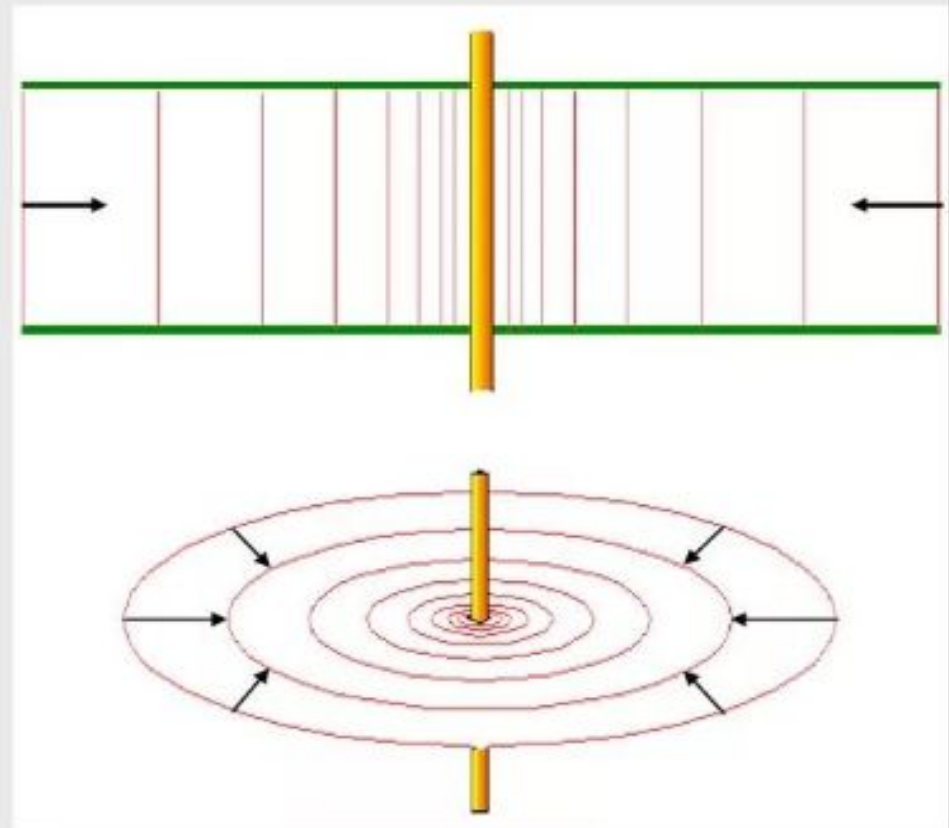
1. Оценка взаимодействия (интерференции) скважин
2. Определение непроницаемых границ пласта
3. Определение положения ВНК
4. Определение мест перетоков *локальных и площадных* между пластами

Стационарные и нестационарные режимы исследования нефтяных скважин (индикаторная кривая и кривая восстановления давления). Гидропрослушивание скважин. Формула Дюпюи для определения дебита скважины.

Радиальный приток (формула Дюпюи)

$$Q_{пл} = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_{кз} - P}{\ln \frac{R_k}{r_c}}$$

где $Q_{пл}$ – дебит нефти (м³/с) в пластовых условиях;
 μ – вязкость нефти в пластовых условиях (Па·с);
 k, h – проницаемость (м²) и мощность (м) пласта;
 P – давление, Па.



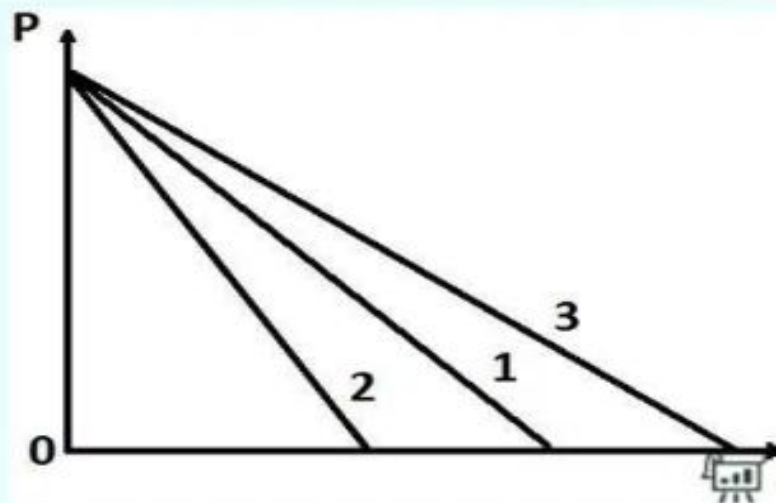
7. Индикаторные диаграммы скважин. Коэффициент продуктивности добывающей скважины. Коэффициент приемистости нагнетательной скважины

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ

Индикаторные диаграммы представляют собой зависимости давления на забое от дебита, построенные по результатам измерения на установившемся (квазистационарном или псевдоустановившемся) режиме работы скважины. Согласно уравнению Дюпюи для радиального притока жидкости, индикаторная диаграмма представляет собой прямую линию, наклон которой зависит от продуктивности пласта. Для одной и той же гидропроводности (kh/μ) и меняющихся скин-факторов можно получить семейство индикаторных линий, расположенных под разным углом наклона в зависимости от величины скин-фактора S (рис. 1.4).

Индикаторная диаграмма для притока однофазной жидкости:

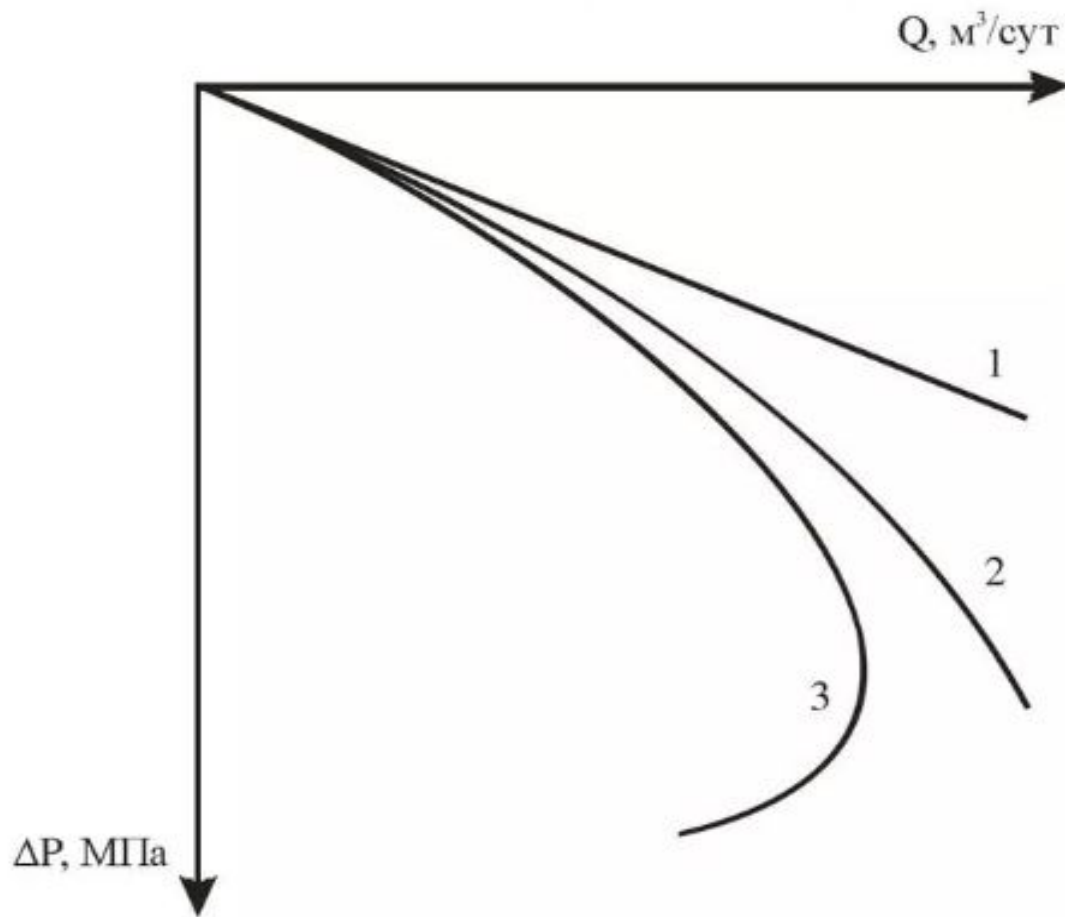
- 1 – при нулевом значении скин-фактора;
- 2 – при положительном значении скин-фактора;
- 3 – при отрицательном значении скин-фактора



Индикаторные диаграммы скважин. Коэффициент продуктивности добывающей скважины. Коэффициент

Виды индикаторных кривых

жины



$$Q = K_{np} (P_{пл} - P_{заб})$$

$$Q = k \cdot (P_{пл} - P_{заб})^n$$

1 – линейная; 2 – нелинейная; 3 - серпообразная

Индикаторные диаграммы скважин. Коэффициент продуктивности добывающей скважины. Коэффициент приемистости нагнетательной скважины

Методы освоения нагнетательных скважин

Цель освоения нагнетательной скважины - получение возможно большего коэффициента поглощения или приемистости, который можно определить как отношение изменения количества нагнетаемой воды к соответствующему изменению давления нагнетания

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_1 - Q_2}{P_1 - P_2}$$

$$K_{\text{п}} = \frac{dQ}{dP}$$

Коэффициент приемистости - характеристика нагнетательной скважины, показывающая возможность закачки рабочего агента (воды, газа, пара и др.) в пласт; определяется объемом смеси, закачиваемой в пласт в единицу времени.

Приемистость скважины зависит от репрессии, создаваемой на забое скважины (разности забойного и пластового давлений), совершенства вскрытия пласта, его мощности и проницаемости. В технологических расчетах используется также коэффициент приемистости скважины, равный отношению количества рабочего агента, закачиваемого в пласт в единицу времени, к репрессии, создаваемой на забое скважины при закачке. Расход рабочего агента измеряется на поверхности (например, расход наиболее распространенного рабочего агента — воды определяется с помощью счетчиков или расходомеров диафрагменного типа, турбинных, электромагнитных и других приборов, устанавливаемых на кустовых насосных станциях, водораспределительных пунктах или на устье скважин) и (или) в скважине, в интервале перфорации пласта-коллектора (с помощью глубинных расходомеров,

8. Тепловые свойства пород. Термодинамические исследования скважин и получаемые результаты

При планировании разработки нефтяных и газовых месторождений а так же технологий воздействия на пласт приходится рассматривать задачи, связанные с изменением тепловых свойств горных пород. Сюда относят вопросы по обоснованию теплового воздействия на пласт, обработке забоев скважин, образованию и удалению АСПО и т. д.

Тепловые свойства пород характеризуются удельной теплоемкостью C , коэффициентом теплопроводности λ (или удельного теплового сопротивления $\Sigma=1/\lambda$) и коэффициентом температуропроводности α .

Удельная (массовая) теплоемкость породы характеризуется количеством теплоты, необходимой для нагрева единицы массы породы на 1 градус:

$$C = \frac{dQ}{M dT},$$

Где M – масса породы; dT – прирост температуры от количества теплоты dQ , переданной породе.

Коэффициент теплопроводности λ , пород характеризует количество теплоты dQ , переносимой в породе через единицу площади F в единицу времени при градиенте температуры $\Delta T/\Delta x$, равном единице,

$$\lambda = \frac{dQ}{F \frac{\Delta T}{\Delta x} dt}.$$

Тепловые свойства пород. Термодинамические исследования скважин и получаемые результаты

Коэффициент температуропроводности α характеризует скорость прогрева пород, т. е. распространение изотермических границ в них. Способность пород к расширению характеризуется коэффициентами линейного α_L и объемного теплового α_V :

$$\alpha_L = \frac{dL}{dT L}; \quad \alpha_V = \frac{dV}{dT V},$$

Где L и V – начальная длина и объем образца породы; dL и dV – приращение длины и объема образца при приращении температуры на dT .

Удельная теплоемкость пород возрастает с уменьшением их плотности в пределах 0,4-2,0 кДж/(кг•К). По результатам многочисленных измерений значение удельной теплоемкости C горных пород, слагающих продуктивные пласты нефтяных месторождений, во многих случаях находится в пределах 0,63-1,0 кДж/(кг•К). Объемная теплоемкость пород обычно находится в пределах (1,5-3,0)10³ кДж/(м³•К).

Теплоемкость пород зависит от их минералогического состава и не зависит от строения, структуры и дисперсного состояния минералов. Установлено, что с увеличением влажности и температуры теплоемкость пород возрастает.

Теплоемкость и температуропроводность горных пород по сравнению с металлами очень низка и составляет 0,1 – 7,0 Вт/м*К. Поэтому для прогрева на 60-70 К пород призабойных зон скважин даже на небольшую глубину (2-3 м) необходимо выдерживать нагревательные приборы, применяемые для

Тепловые свойства пород. Термодинамические исследования скважин и получаемые результаты

Из основных минералов, слагающих нефтегазоносные пласты, наибольшей теплопроводностью обладает кварц ($\lambda=7-12$ Вт/(м•К)). Вдоль напластования теплопроводность выше, чем поперек напластования пород на 10 - 50%.

Теплопроводность горных пород, заполненных нефтью и водой, значительно повышается за счет конвективного переноса тепла жидкой средой. По этой причине для усиления прогрева пород пласта и увеличения глубины прогрева забоя пласт в скважине одновременно подвергается ультразвуковой обработке. В результате чего ускоряется процесс передачи тепла за счет конвекции, возникающей вследствие упругих колебаний среды.

Коэффициент линейного расширения пород уменьшается с ростом плотности минералов. Значительными коэффициентами линейного расширения обладают кварц и каменная соль. Крупнозернистые породы расширяются при нагреве при одних и тех же условиях в большей степени, чем мелкозернистые.

Зависимость коэффициента температуропроводности от других термических свойств пород определяется соотношением

$$a = \frac{\lambda}{C\rho},$$

Где α – коэффициент температуропроводности, м²/с; λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м•К); C – удельная теплоемкость, Дж/(кг•К); ρ – плотность породы, кг/м³.

Температуропроводность горных пород повышается с увеличением пористости и с увеличением влажности. В нефтенасыщенных породах она ниже, чем в водонасыщенных, так как теплопроводность нефти меньше, чем воды. Температуропроводность пород почти не зависит от минерализации пластовых вод. Вдоль напластования

Тепловые свойства пород. Термодинамические исследования скважин и получаемые результаты

Температура в залежах

Тепловой режим поверхностных слоев литосферы определяется в основном солнечной радиацией, а глубинных слоев - внутренними источниками тепловой энергии Земли. В поверхностных слоях отчетливо проявляются суточные и годовые (сезонные) колебания температуры, отражающие колебания температуры воздуха. С увеличением глубины H слоя породы амплитуда колебаний температуры T уменьшается и ниже глубины более 25 м температура сохраняется постоянной в независимости от времени года. Подошва верхней толщи Земли, где не наблюдается влияние годовых поверхностных изменений температуры, называется нейтральным слоем. На континентах глубина нейтрального слоя колеблется в пределах 10—40 м, в морских и океанических толщах годовые колебания температур могут распространяться до глубины 300 м.

Пластовую температуру обычно определяют либо с помощью электротермометра, либо с помощью максимального термометра, фиксирующего максимальную температуру на глубине спуска.

Наиболее точные замеры температуры получаются в долго простаивающих скважинах, поскольку восстановление нарушенного эксплуатацией естественного температурного режима в скважине происходит в течение довольно длительного времени (20-30 дней).

Тепловые свойства пород. Термодинамические исследования скважин и получаемые результаты

Температура в залежах

Ниже нейтрального слоя температура пластов определяется величиной тепла, поступающего из недр Земли. Величина тепла, поступающего из недр определяется такими параметрами как Геотермическая ступень и геотермический градиент.

Геотермическая ступень – средняя глубина в метрах, при опускании на которую вертикально в глубь Земли температура повышается на 1°C; она примерно равна 34 м.

Геотермический градиент — физическая величина, описывающая прирост температуры горных пород в °С на 100м углубления в недра. Он примерно равен 3°C.

При оценке пластовой температуры в пласте на глубине Н можно использовать соотношения:

$$\Gamma = \frac{100(T - T_{\text{ср}})}{H - h},$$

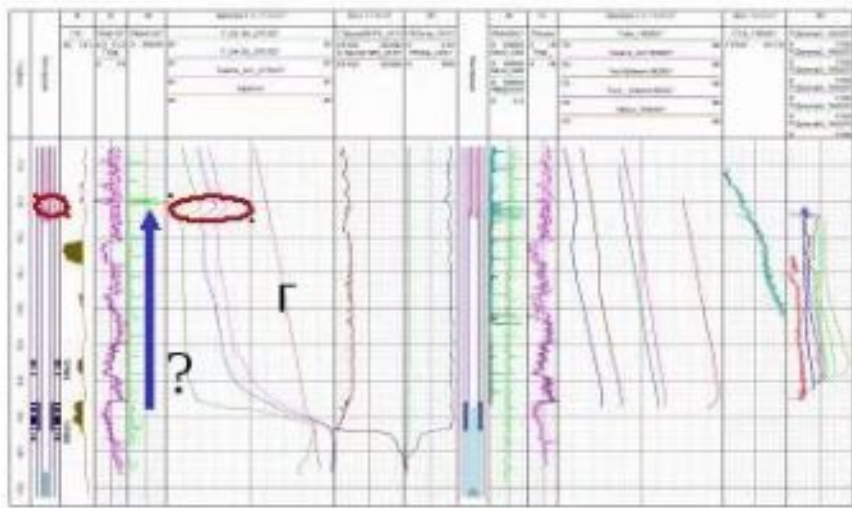
где Γ – температура горных пород на глубине H , м (в °С); $T_{\text{ср}}$ – средняя температура на уровне пояса постоянной годовой температуры в данном районе, °С; h – глубина пояса постоянной годовой температуры, м (на нефтегазовых месторождениях $h = 25 \div 30$ м)

Тепловые свойства пород. Термодинамические исследования скважин и получаемые результаты

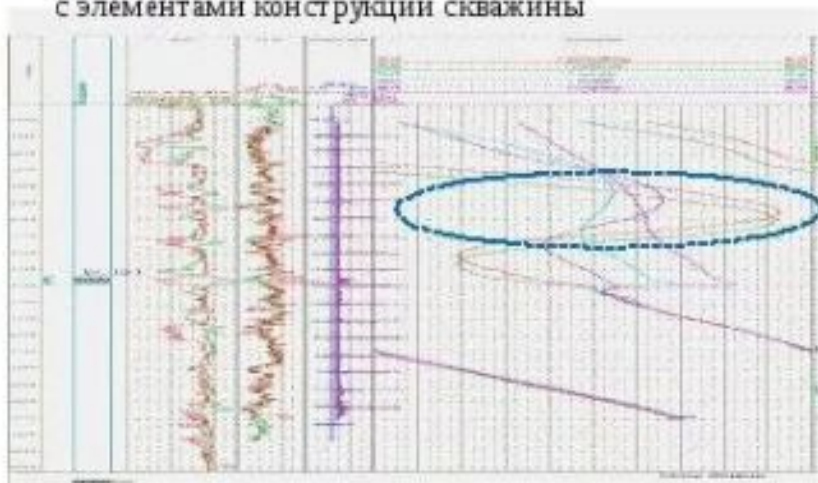
Термодинамические исследования скважин

позволяют изучать распределение температуры в длительно простаивающей (*геотерма*) и в работающей (*термо-грамм*) скважине, по которому можно определять геотермический градиент, выявлять работающие и обводненные интервалы пласта, осуществлять анализ температурных процессов в пласте (при тепловом воздействии, закачке холодной воды) и выработки запасов нефти при заводнении, контролировать техническое состояние скважин и работу подземного скважинного оборудования. Расходо- и термометрия скважин позволяют также определить места нарушения герметичности колонн, перетоки между пластами и др.

Тепловые свойства пород. Термодинамические исследования скважин и получаемые результаты

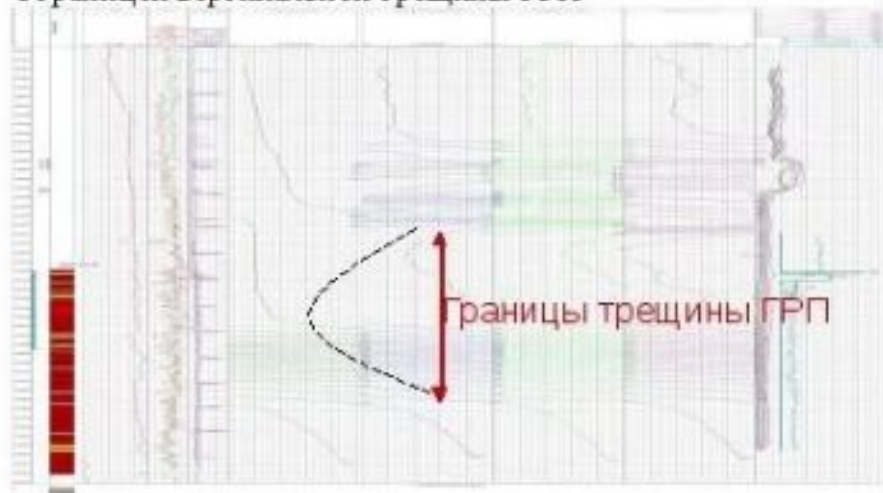


1. Идентификация границ «перетока» с элементами конструкции скважины

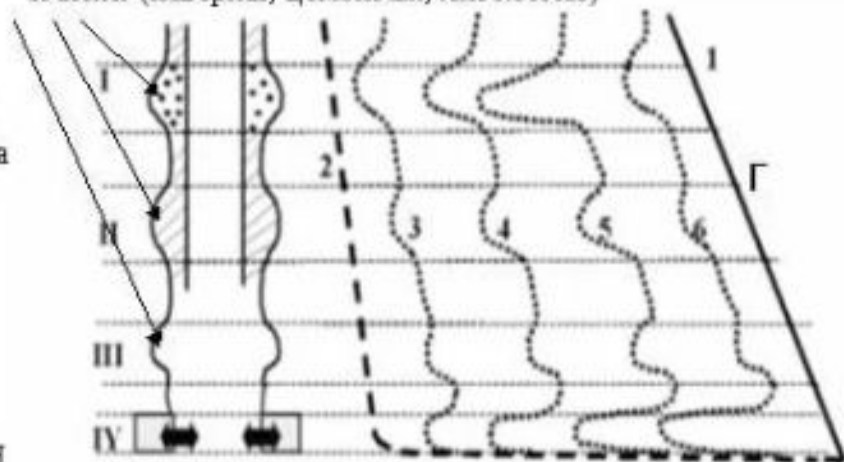


4. Влияние на форму термограмм предшествующей работы ЭЦН

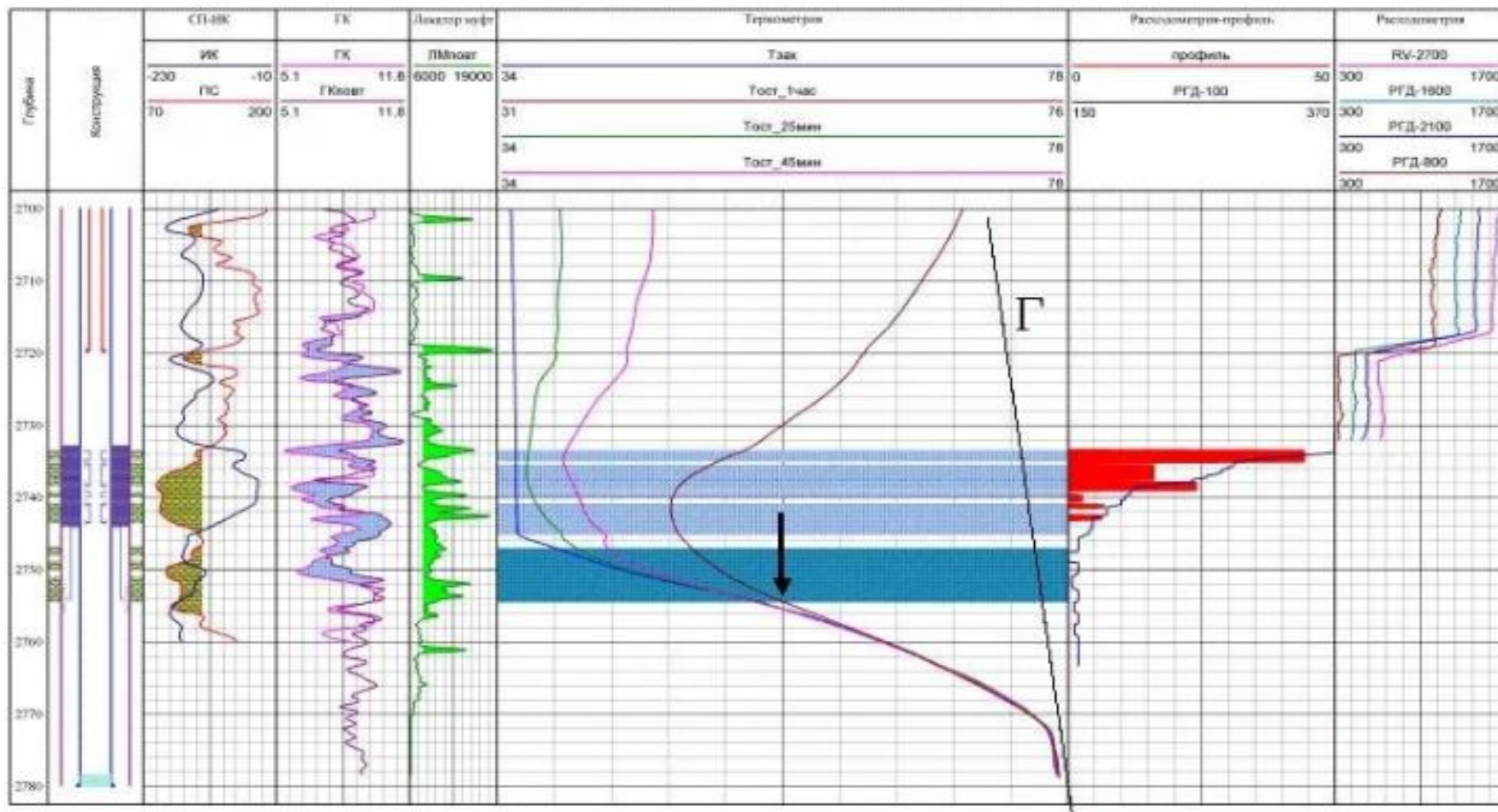
2. Идентификация границ «перетока» с границей вертикальной трещины ГРП



3. Дополнительные факторы, влияющие на форму термограмм в статике (каверны, цементация, литология)



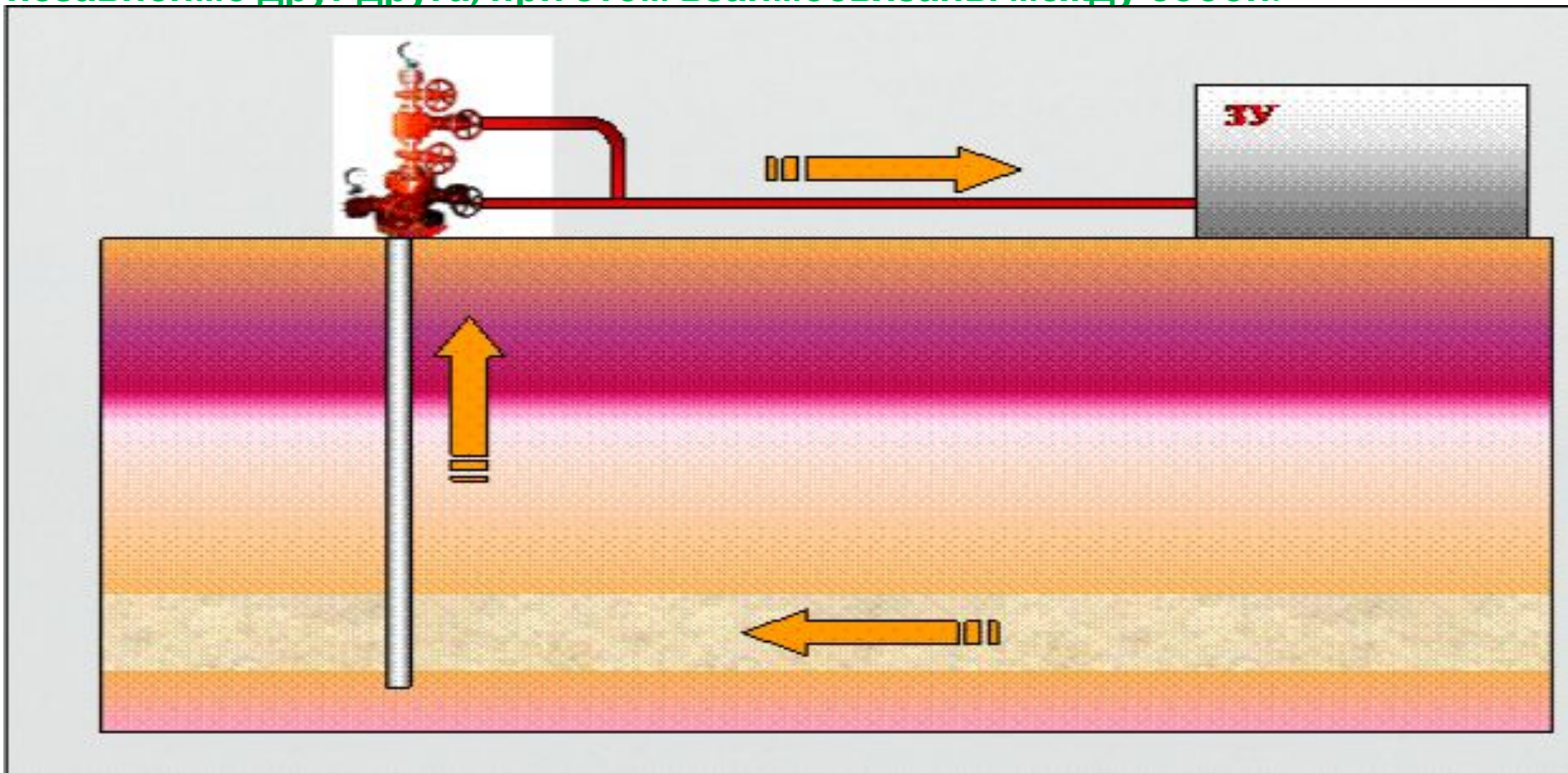
Тепловые свойства пород. Термодинамические исследования скважин и получаемые результаты



Пример стандартных ПГИ в нагнетательной скважине
 В основе – информативность РАСХОДОМЕТРИИ И ТЕРМОМЕТРИИ

9. Система «пласт-скважина» и способы эксплуатации скважин; предел фонтанирования скважин

Система «пласт-скважина» – это система из двух гидродинамически связанных сосудов, заполненных жидкостью, первый из которых – продуктивный пласт со скважинами, а второй – ствол скважины. При эксплуатации скважины движение пластовой жидкости осуществляется в трех системах ПЛАСТ-СКВАЖИНА – КОЛЛЕКТОР, которые действуют независимо друг друга, при этом взаимосвязаны между собой.



Система «пласт-скважина» и способы эксплуатации скважин; предел фонтанирования скважин

Все известные способы эксплуатации скважин подразделяются на следующие группы:

- фонтанный, когда нефть извлекается из скважин самоизливом;
- газлифтный — с помощью энергии сжатого газа, вводимого в скважину из вне;
- насосный — извлечение нефти с помощью насосов различных типов.

Выбор способа эксплуатации нефтяных скважин зависит от величины пластового давления, глубины залегания и продуктивности пласта.

Фонтанный способ эксплуатации скважин применяется, если пластовое давление в залежи велико. В этом случае нефть фонтанирует, поднимаясь на поверхность по насосно-компрессорным трубам за счет пластовой энергии. Фонтанирование скважин может происходить под действием гидростатического напора, а также энергии расширяющегося газа.

Практически фонтанирование только под действием гидростатического напора встречается очень редко. В большинстве случаев вместе с нефтью в пласте находится газ, и он играет главную роль в фонтанировании скважин.

В нефтяных залежах, где давление насыщения нефти газом равно пластовому давлению газ делает двойную работу: выделяясь в пласте он вытесняет нефть, а в трубах поднимает ее на поверхность.

Система «пласт-скважина» и способы эксплуатации скважин; предел фонтанирования скважин

Для некоторых режимов фонтанирования характерно содержание в нефти газа, находящегося в растворенном состоянии и не выделяющегося из нефти в пределах пласта. В этом случае по мере подъема жидкости в скважине давление снижается и на некотором расстоянии от забоя достигает величины, равной давлению насыщения, и из жидкости начинает выделяться газ, который способствует дальнейшему подъему жидкости на поверхность.

Предел фонтанирования – момент времени, в который пластовая энергия становится ниже работы, необходимой для преодоления силы тяжести столба смеси в скважине, сил трения в стволе и энергии, необходимой для транспорта продукции от устья скважины до групповой замерной установки (ГЗУ).

Логическим продолжением фонтанной эксплуатации является газлифтная эксплуатация, при которой недостающее количество газа для подъема жидкости закачивают в скважину с поверхности. Газ в нефтяную скважину можно подать под давлением без его дополнительной компрессии из газовых пластов. Такой способ называют бескомпрессорным. Газлифт характеризуется высокой технико-экономической эффективностью, отсутствием в скважинах механизмов и трущихся деталей, простотой обслуживания скважин и регулирования работы.

В скважину опускают два ряда насосных труб. По затрубному пространству между наружной и внутренней трубами подают под давлением газ или воздух. Наружную трубу называют воздушной. Внутреннюю трубу, по которой нефть в смеси с газом или воздухом поднимается на поверхность, называют подъемной. Подъемная труба имеет меньшую длину по сравнению с воздушной. До закачки газа жидкость в подъемной и воздушной трубах находится на одном уровне. Этот уровень называют статическим. В этом случае давление жидкости на забое соответствует пластовому

Система «пласт-скважина» и способы эксплуатации скважин; предел фонтанирования скважин

По воздушной трубе (затрубному пространству) в скважину под давлением этого газа жидкость полностью вытесняется в подъемную трубу, после этого газ проникает в подъемную трубу и перемешивается с жидкостью. Плотность газированной жидкости уменьшается и по мере ее насыщения газом достигается разность в плотности газированной и негазированной жидкостей. Вследствие этого менее плотная (газированная) жидкость будет вытеснять из подъемной трубы негазированную жидкость. Если газ подавать в скважину непрерывно, то газированная жидкость будет подниматься и выходить из скважины в систему сбора. При этом в затрубном пространстве подъемной трубы устанавливается новый уровень жидкости, называемый динамической высотой или динамическим уровнем.

При насосном способе эксплуатации подъем нефти из скважин на поверхность осуществляется штанговыми и бесштанговыми насосами (погружные электроцентробежные насосы, винтовые насосы и др). Штанговые скважинные насосы (ШГН) обеспечивают откачку из скважин углеводородной жидкости, обводненностью до 99 % , абсолютной вязкостью до 100 мПа·с, с содержанием твердых механических примесей до 0.5 %, свободного газа на приеме до 25 %, объемным содержанием сероводорода до 0.1 %, минерализацией воды до 150 г/л и температурой до 130 0С.

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 УЭИИ.

Система «пласт-скважина» и способы эксплуатации скважин; предел фонтанирования скважин

Погружные винтовые насосы стали применяться на практике сравнительно недавно. Винтовой насос — это насос объемного действия, подача которого прямо пропорциональна частоте вращения специального винта (или винтов). При вращении винт и его обойма образуют по всей длине ряд замкнутых полостей, которые передвигаются от приема насоса к его выкиду. Вместе с ними перемещается и откачиваемая жидкость.

Установки погружных диафрагменных электронасосов УЭДН предназначены для эксплуатации малодебитных скважин преимущественно с пескопроявлениями, высокой обводненностью продукции, кривыми и наклонными стволами с внутренним диаметром обсадной колонны не менее 121,7 мм.

Установки гидропоршневых насосов позволяют эксплуатировать скважины с высотой подъема до 4500 м, с максимальным дебитом до 1200 м³/сут при высоком содержании в скважинной продукции воды. Установки гидропоршневых насосов — блочные автоматизированные, предназначены для добычи нефти из наклонно-направленных скважин в заболоченных и труднодоступных районах Западной Сибири и других районах.

Струйные насосы отличаются отсутствием подвижных частей, компактностью, высокой прочностью, устойчивостью к коррозии и абразивному износу, дешевизной. КПД струйной установки приближается к КПД других гидравлических насосных систем. Рабочие характеристики струйного насоса близки к характеристикам электропогружного насоса.

10. Глубинно-насосная эксплуатация скважин. Классификация глубинно-насосных установок

Можно выделить следующие основные признаки классификации глубинно-насосных установок:

1. По принципу действия глубинного насоса: плунжерные (поршневые), центробежные, винтовые, струйные, вибрационные (звуковые), диафрагменные, роторно-поршневые .
2. По типу передачи энергии глубинному насосу от приводного двигателя: штанговые и бесштанговые.
3. Скважинные штанговые насосные установки делятся на балансирные и безбалансирные, а по типу используемого привода на механические, гидравлические и пневматические.
4. Бесштанговые установки делятся по типу используемого привода и его местоположению: с электроприводом, с гидроприводом, с приводом, расположенным на поверхности, с приводом, расположенным в скважине.
5. По назначению: подача
 - для эксплуатации низкодебитных скважин,
 - для эксплуатации среднедебитных скважин,
 - для эксплуатации высокодебитных скважин,По высоте подъема (напора):
 - для эксплуатации неглубоких скважин,
 - для эксплуатации скважин средней глубины,
 - для эксплуатации глубоких скважин.

Глубинно-насосная эксплуатация скважин. Классификация глубинно-насосных установок

В мировой практике нефтедобычи получили распространение следующие глубинно-насосные установки:

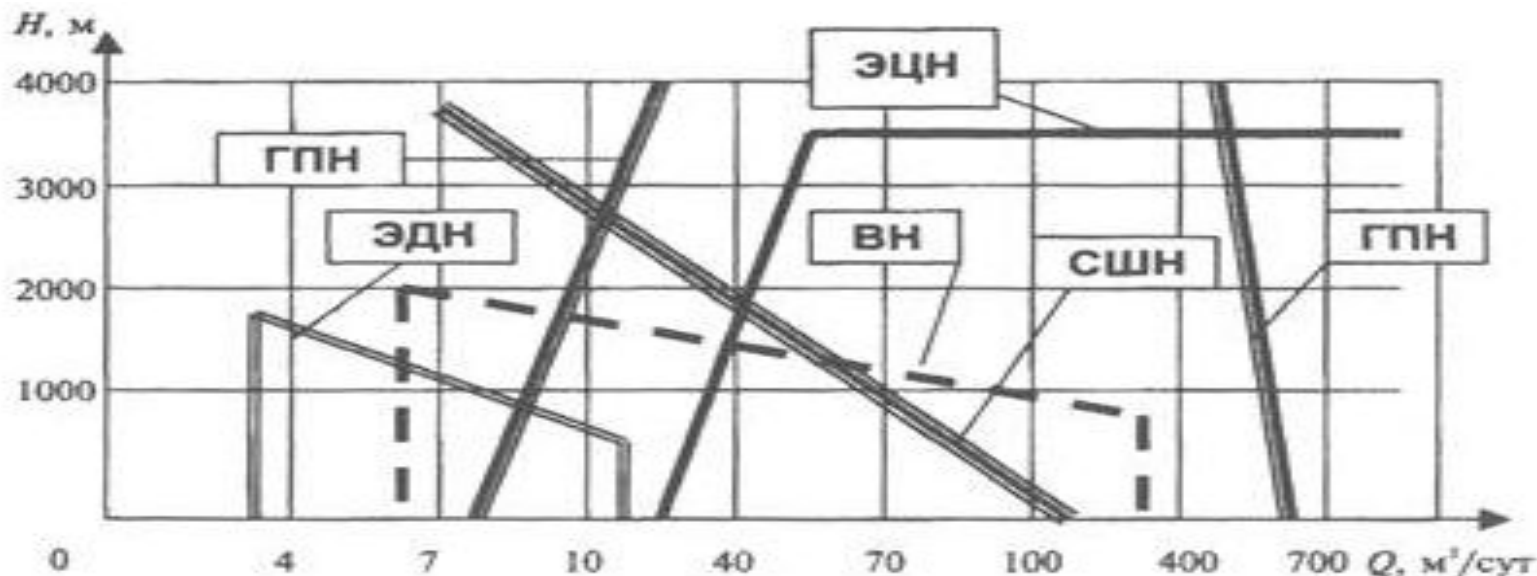
1. Скважинные штанговые насосные установки (СШНУ или ШГН).
2. Установки погружных центробежных насосов с электроприводом (УЭЦН или ЭЦН).
3. Установки гидравлических поршневых насосов (УГПН).
4. Установки с винтовыми насосами и электроприводом (УЭВН).
5. Установки с диафрагменными насосами и электроприводом (УЭДН).
6. Установки со струйными насосами (УСН).

Не все из перечисленных глубинно-насосных установок играют одинаковую роль в добыче нефти.

В России и Белоруссии наибольшее распространение по фонду добывающих скважин получили ШГН, а по объему добычи — ЭЦН. Это связано с тем, что установки ШГН предназначены для эксплуатации низко- и среднедебитных скважин, а установки ЭЦН — для эксплуатации средне- и высокодебитных скважин. Остальные установки (УГПН, УЭВН, УЭДН, УСН) ни по фонду добывающих скважин, ни по добыче нефти не могут пока конкурировать с ШГН и ЭЦН и предназначены для определенных категорий скважин.

Глубинно-насосная эксплуатация скважин. Классификация глубинно-насосных установок

Области применения различных видов нефтедобывающего оборудования основываются на теоретических расчетах рабочих параметров скважинных насосов и наземного оборудования, на основании данных, указанных российскими и зарубежными конструкторами для оптимального режима работы установок по добыче нефти. Эти характеристики будут ухудшаться по мере износа оборудования и ухудшения условий эксплуатации. Как только условия эксплуатации усложняются, области экономически целесообразного применения различных способов могут существенно измениться.



11. Фонтанная эксплуатация. Условие фонтанирования.

Возможные методы продления фонтанирования.

Фонтанирование скважин обычно 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, противодавление на устье и давление, расходуемое на преодоление трения, связанное с движением этой жидкости по колонне НКТ.

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

где P_c - давление на забое скважины; P_g , $P_{тр}$, P_u - гидростатическое давление столба жидкости в скважине, рассчитанное по вертикали, потери давления на трение в НКТ и противодавление 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.

Артезианский способ фонтанирования встречается при добыче нефти редко. Он возможен при полном отсутствии растворенного газа в нефти и при забойном давлении, превышающем гидростатическое давление столба негазированной жидкости в скважине. Кроме того, давление на устье скважины должно быть выше давления насыщения нефти газом.

Фонтанная эксплуатация. Условие фонтанирования.

Возможные методы продления фонтанирования

Поскольку присутствие пузырьков свободного газа в жидкости уменьшает плотность последней и, следовательно, гидростатическое давление такого столба жидкости, то давление на забое скважины, необходимое для фонтанирования газированной жидкости, существенно меньше, чем при артезианском фонтанировании.

Противодавление на устье скважины P_u определяется ее удаленностью от групповой замерной установки, давлением в этой установке или размером штуцера, (местного сопротивления), обычно устанавливаемого на выкидной линии фонтанирующей скважины для регулирования ее дебита. При широко распространенных в настоящее время однотрубных, герметизированных системах нефтегазосбора давления на устье P_u бывает большим, достигая иногда нескольких мегапаскалей.

При подсчете потерь на трение необходимо учитывать, что диаметр НКТ существенно влияет на величину $P_{тр}$. Это означает, что при уменьшении диаметра НКТ на 10 %, например за счет покрытия внутренней поверхности эпоксидными смолами, стеклом (или в результате отложения парафина) потери на трение возрастут в 1,61 раза.

Приток жидкости из пласта в скважину может быть определен общим уравнением притока:

При совместной работе пласта и фонтанного подъемника на забое скважины устанавливается общее забойное давление, определяющее согласно выше приведенной формулы такой приток жидкости, который

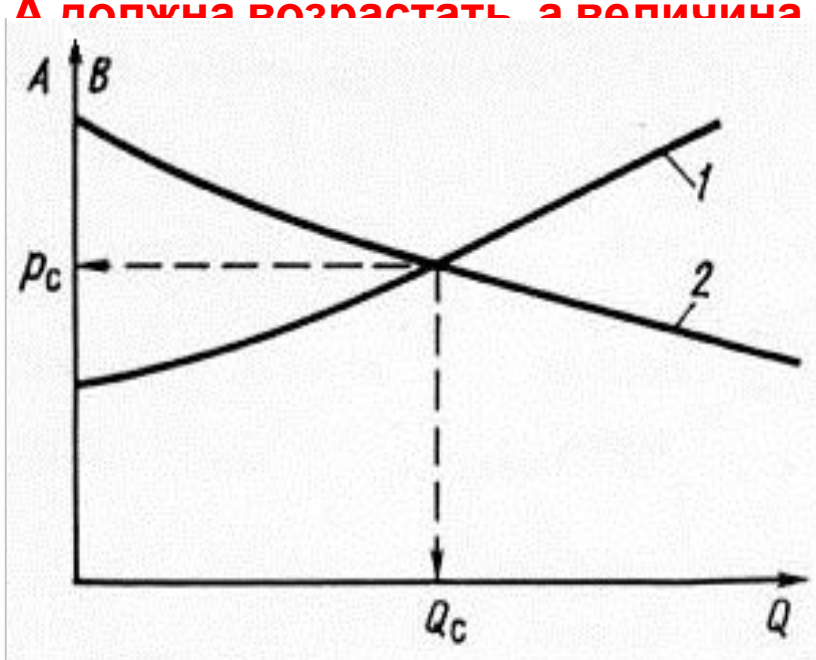
Фонтанная эксплуатация. Условие фонтанирования.

Возможные методы продления фонтанирования

Из приведенного на предыдущем слайде выражения путем ряда преобразований находим следующие выражения:

$$A = P_r + f(Q) \qquad B = P_{пл} - \sqrt{\frac{Q}{K}}$$

Первое выражение показывает изменение забойного давления от характеристик подъемника, а именно от его пропускной способности. Второе выражение показывает изменение забойного давления от энергетики и фильтрационных свойств пласта. С увеличением Q величина A должна возрастать, а величина B уменьшаться.



Точка пересечения линий $A(Q)$ и $B(Q)$ определяет условие совместной работы пласта и фонтанного подъемника, т. е. даст дебит скважины Q_c и соответствующее этому дебиту забойное давление P_c . Подобные расчеты могут быть сделаны для труб различного диаметра, а также и для условий фонтанирования через межтрубное пространство. Из найденных решений может быть выбрано то, которое лучше отвечает технологическим условиям разработки и эксплуатации месторождения.

Фонтанная эксплуатация. Условие фонтанирования.

Возможные методы продления фонтанирования

При артезианском фонтанировании в фонтанных трубах движется негазированная жидкость (нефть), поэтому, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба такой жидкости, забойное давление должно быть достаточно высоким.

При фонтанировании за счет энергии газа плотность столба ГЖС в фонтанных трубах мала, поэтому гидростатическое давление столба такой смеси будет меньше. Следовательно, и для фонтанирования скважины потребуется меньшее забойное давление. При движении жидкости по НКТ от забоя к устью давление уменьшается, и на некоторой высоте оно становится равным давлению насыщения $P_{нас}$, а выше - ниже давления насыщения. В зоне, где $P < P_{нас}$, из нефти выделяется газ. Этого газа становится тем больше, чем меньше давление, т. е. чем больше разница давлений $\Delta P = P_{нас} - P$. Таким образом, нефть при фонтанировании разгазируется в результате выделения из нее растворенного газа, перехода его в свободное состояние и образования ГЖС с плотностью, существенно меньшей плотности чистой нефти. В описанном случае фонтанирование будет происходить при давлении на забое скважины, превышающем давление насыщения ($P_c > P_{нас}$), и газ будет выделяться на некоторой высоте в НКТ.

Фонтанная эксплуатация. Условие фонтанирования. Возможные методы продления фонтанирования

Возможен другой случай, когда фонтанирование происходит при давлении на забое скважины ниже давления насыщения ($P_c < P_{нас}$). При этом на забой скважины вместе с нефтью поступает свободный газ, к которому, по мере подъема нефти по НКТ, добавляются дополнительные порции свободного газа, выделяющегося из нефти при снижении давления. Масса свободного газа, приходящегося на единицу массы жидкости, по мере подъема увеличивается. Объем свободного газа также увеличивается за счет его расширения. В результате газонасыщенность потока возрастает, а его плотность соответственно снижается.

Таким образом, фонтанирование скважины может происходить при давлении на забое P_c выше или ниже давления насыщения $P_{нас}$. Фонтанирование возможно лишь в том случае, если энергия, приносимая на забой жидкостью, равна или больше энергии, необходимой для подъема этой жидкости на поверхность при условии, что фонтанный подъемник работает на оптимальном режиме, т. е. на режиме наибольшего к. п. д.

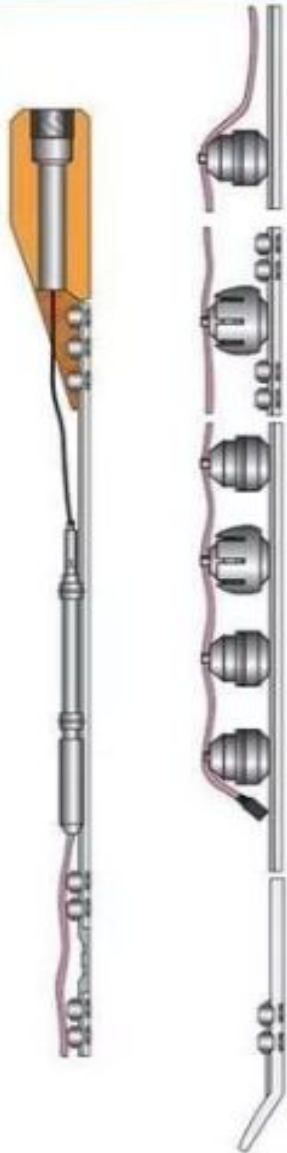
12. Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин. Устьевое оборудование при эксплуатации скважин

Вскрытие продуктивных пластов проводят дважды: первичное — в процессе бурения, вторичное — перфорацией после крепления скважины эксплуатационной колонной. Вскрытие пласта перфорацией в обсаженных скважинах — одна из наиболее важных операций при их строительстве, поскольку от нее зависит дальнейший успех испытания, получения притока пластового флюида и освоения скважины как объекта эксплуатации.

Наиболее прогрессивный способ вторичного вскрытия пласта – это перфорация на депрессии, так как в момент создания перфорационных каналов под воздействием больших градиентов давлений возникает интенсивный приток нефти или газа из пласта в скважину, вследствие чего происходит самоочищение перфорационных каналов и породы в призабойной зоне. Одновременно процесс вторичного вскрытия пластов совмещается с процессом вызова притока нефти или газа. **Эту перфорацию в настоящее время осуществляют по двум вариантам:**

По первому варианту применяют перфораторы типа КПРУ65, ПР54, ПР43. До спуска перфоратора скважину оборудуют колонной НКТ, а на устье монтируют фонтанную арматуру. На устье устанавливают лубрикатор — устройство, позволяющее спускать и поднимать в работающей скважине любые приборы при наличии давления на устье. Путем снижения уровня раствора в скважине, замены на более легкий раствор, полного удаления раствора из скважины и заполнения ее природным газом или азотом создается необходимый перепад между пластовым и забойным давлениями. В скважину через лубрикатор на каротажном кабеле спускают малогабаритный перфоратор с установкой его напротив интервала, который надо перфорировать. После срабатывания перфоратора пласт начинает проявлять. В высокопродуктивных нефтяных и особенно в газовых добывающих скважинах по мере заполнения ствола скважины пластовым флюидом наблюдается интенсивный рост давления на устье.

Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин. Устьевое оборудование при эксплуатации скважин



ПЕРФОРАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ ФИРМЫ "Titan"

Малогабаритные бескорпусные перфораторы, спускаемые через НКТ

Назначение:

Предназначены для вскрытия продуктивных пластов при спущенных НКТ и герметизированном устье скважины

Преимущества:

- ✓ Отсутствие повреждений обсадных труб при производстве ПВР.
- ✓ Высокая плотность отстреливания.
- ✓ Использование перфоратора в комплекте с локатором муфт обеспечивает точность привязки перфоратора к необходимому интервалу и сокращает время ПВР.
- ✓ Высокая производительность при работе с лубрикаторм.
- ✓ Отсутствие в схеме отстреливания прерывностей, связанных со стыковкой лент.
- ✓ Высокая пробивная способность.
- ✓ Повышенная проходимость в наклонных скважинах с тяжелыми и вязкими растворами за счет достаточной собственной массы.
- ✓ Возможность использования в скважинах с высоким гидростатическим давлением и высокой температурой.

Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин. Устьевое оборудование при эксплуатации скважин

По второму варианту перфорации используют перфораторы, спускаемые в скважину на НКТ. Это корпусные перфораторы одноразового действия типа ПКО, срабатывающие от механизма ударного действия при нажиме на него резинового шара, вбрасываемого в колонну труб с поверхности и дальше движущегося вниз под воздействием потока жидкости. Такие перфораторы имеют шифр ПНКТ89 и ПНКТ73. Эти перфораторы снабжены приспособлениями для передачи детонации от секции к секции, что позволяет соединять их друг с другом для одновременного вскрытия пласта толщиной 50 м и более. После срабатывания перфоратора и создания гидродинамической связи пласта и скважины отстрелянный корпус перфоратора остается в скважине, если она работает фонтанным способом.

Таким образом, перфорация осуществляется в следующем порядке. В скважину, заполненную промывочной жидкостью, спускают колонну НКТ, в нижней части которой напротив продуктивной части пласта размещен перфоратор ПНКТ.

Устье скважины оборудуют фонтанной арматурой на необходимое давление. Путем удаления части жидкости из скважины или замены ее на более легкую создают заранее выбранную депрессию на пласт, при этом давление на забое должно быть не менее 5 МПа. Через устьевую задвижку внутрь НКТ бросают резиновый шар, который потоком жидкости, подаваемой в трубы, движется в НКТ до механизма ударного действия, от которого срабатывает приспособление инициации зарядов. После перфорации шар отстреливается в скважину, а перфоратор остается в скважине.

Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин.

Устьевое оборудование при эксплуатации скважин

Перфорацию на НКТ целесообразно применять в скважинах с большим углом наклона ствола, где спуск перфоратора на кабеле затруднен. В частности, в горизонтальных скважинах это один из наиболее реальных и эффективных методов перфорации. Эти перфораторы очень эффективны и в том случае, когда надо выполнять вторичное вскрытие в условиях многоколонных конструкций, где требуется повышенная пробивная способность зарядов.

Пулевые перфораторы представляют собой короткоствольные пушечные системы, в которых пули разгоняются по стволу благодаря энергии расширения пороховых газов и, получив достаточную кинетическую энергию на выходе из нее, пробивают препятствие. Новыми среди пулевых перфораторов являются перфораторы с вертикально-криволинейными стволами типа ПВН, в которых пули разгоняются по стволам значительной длины, размещенным вдоль оси корпуса. При такой конструкции длина ствола увеличивается до 400 — 500 мм против 60 — 70 мм в перфораторах с горизонтальным размещением стволов, а скорость пули на выходе из дула достигает 900—1000 м/с.

Большее предпочтение пулевым перфораторам следует отдавать при вскрытии сыпучих пород. Поскольку воздействие пулевого перфоратора на обсадную колонну несколько больше кумулятивного корпусного, применение его нежелательно при некачественном цементировании обсадной колонны, при наличии близких водоносных горизонтов. Следует также учесть, что продуктивность работ с пулевыми перфораторами несколько ниже, чем с кумулятивными, так как за один спуск они могут вскрыть лишь до 2 — 3 м

Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин. Устьевое оборудование при эксплуатации скважин

КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ. Механизм образования кумулятивной струи следующий. При взрыве вещества в виде цилиндрического заряда происходит почти мгновенное превращение его в газоподобные продукты, которые разлетаются во все стороны в направлениях, перпендикулярных к поверхности заряда. Суть эффекта кумуляции в том, что газоподобные продукты детонации части заряда, называемые активной частью и движущиеся к оси заряда, концентрируются в мощный поток, который называется кумулятивной струей. Если углубление в заряде облицовано тонким слоем металла, то при детонации заряда вдоль ее оси образуется кумулятивная струя, состоящая не только из газоподобных продуктов, но и из размягченного металла, который выделяется из металлической облицовки.

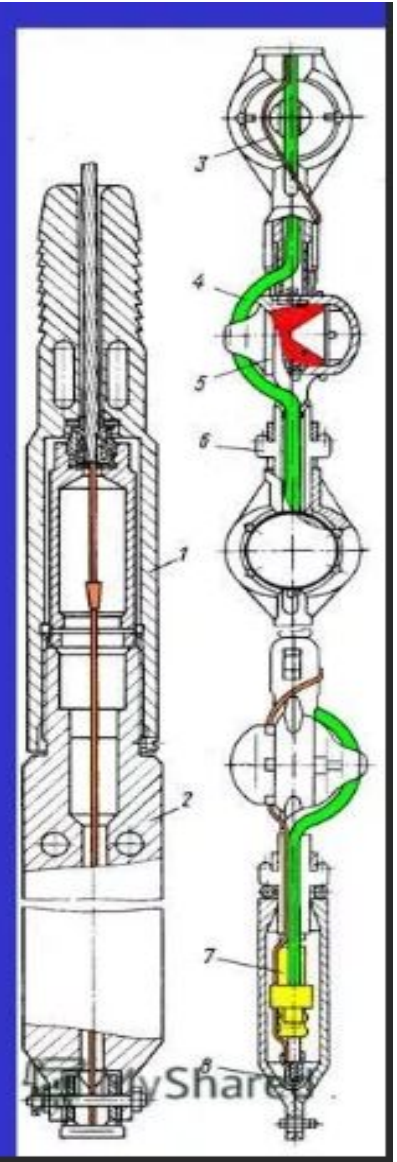
Имея очень высокую скорость в главной части (6 — 8 км/с), при ударе о твердую перегородку (обсадную колонну) струя развивает такое давление, под воздействием которого наиболее прочные материалы разрушаются. Для большинства зарядов давление кумулятивной струи на перегородку составляет 20 — 30 ГПа, в то время как граница прочности горных пород в 400 — 600 раз меньше.

Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин. Устьевое оборудование при эксплуатации скважин

Кумулятивный разрушающийся перфоратор

- 1 - кабельный наконечник;
- 2 - головка;
- 3 - электропровод;
- 4 - детонирующий шнур;
- 5 - кумулятивный заряд;
- 6 - обойма;
- 7 - взрывной патрон;
- 8 - наконечник

Специальные работы в скважинах



Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин. Устьевое оборудование при эксплуатации скважин

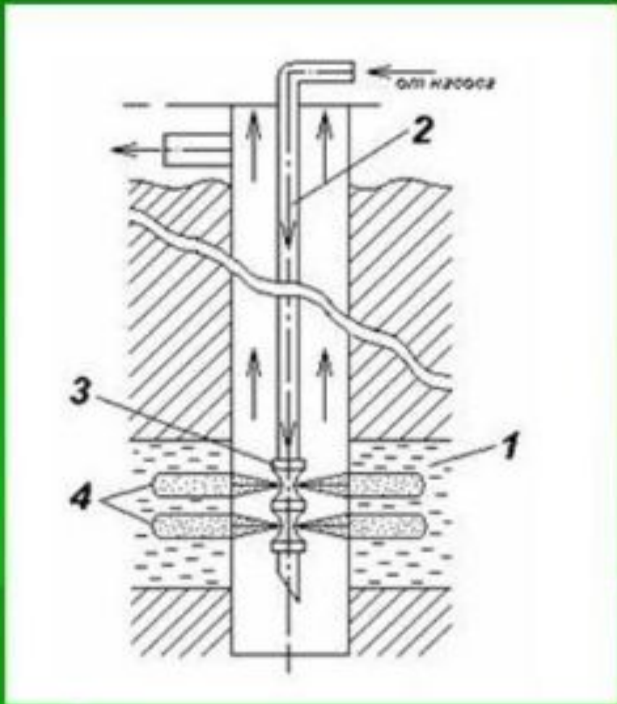
- Перфорация скважин (от лат. perforatio - пробуривание) - пробивание отверстий в стенках буровой скважины против заданного участка продуктивного пласта с целью получения или усиления притока воды, нефти, газа в добычную скважину или пласт
- Выбор метода решается с учётом геологии пласта, конструкции скважины, условий бурения, техникой данных перфораторов, сопутствующих перфорации побочных эффектов и др. факторов. При этом определяются тип перфоратора, плотность прострела, технология последующих работ. Характер вскрытия при перфорации изучается на специальных стендах, где определяются размеры каналов и особенности движения жидкости или газа в образце до и после прострела в условиях, приближённых к скважинным. Качество перфорации - один из важнейших факторов, определяющих эффективность эксплуатации скважин.



■ кумулятивная	93,5 %
■ пулевая	3%
■ гидроразрывная	2%
■ прочие	0,5 %

Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин. Устьевое оборудование при эксплуатации скважин

Гидропескоструйная перфорация



- 1 – зона обработки;
- 2 – насосно-компрессорная труба;
- 3 – гидроперфоратор;
- 4 – гидроперфорационные каналы

- Гидропескоструйная перфорация основана на абразивном и гидромониторном разрушении преград. При этом в пласте высоконапорными струями жидкости с песком, закачиваемой в скважину с поверхности по трубам и истекающей из сопел устройства, образуются глубокие чистые полости и каналы. Метод сложен.

В качестве жидкости-песконосителя в нефтяных скважинах применяют нефть, в нагнетательных - воду. В качестве абразивной добавки используют отсортированный кварцевый песок крупностью 0,5 – 0,8 мм в количестве 50-100 г/л. Давление закачки составляет обычно 2-25 МПа, что обеспечивает скорость выходящей струи из насадки равной 200-250 м/с.

Продолжительность перфорации одного интервала продуктивного пласта не превышает 0,25-0,5 часа. После завершения этой операции ее можно выполнить повторно в интервале, расположенном выше.

- Длина образовавшихся каналов от 0,25 до 1,5 м

Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин. Устьевое оборудование при эксплуатации скважин

Гидромеханическая щелевая перфорация компании ОАО «Геотрон»

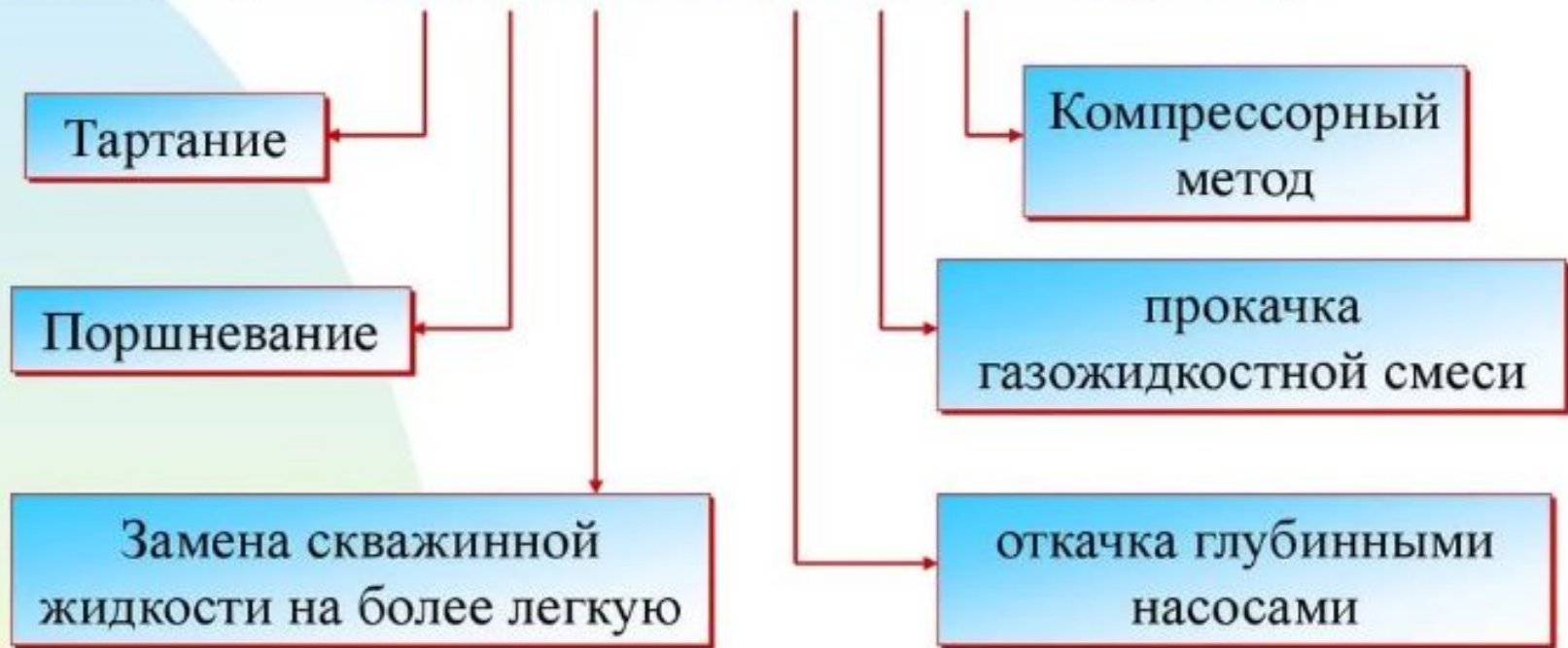


Гидромеханическая щелевая перфорация – технология вторичного вскрытия пласта, заключающаяся в том, что перфоратор, спущенный в скважину на насосно-компрессорных трубах и привязанный к заданному пласту геофизическим методом, выполняет в эксплуатационной колонне сплошные продольные щели заданной протяженности, затем через эти щели, гидромониторной струей вымывает сплошные каверны в цементном кольце и горной породе вдоль ствола скважины. Гидромеханическая щелевая перфорация, в отличие от точечной (кумулятивной и пулевой), обеспечивает такой способ вскрытия продуктивного пласта, при котором максимально вскрываются флюидопроводящие каналы и не нарушается целостность крепи обсадной колонны вне интервала перфорации, что обеспечивает более полную эксплуатацию всех потенциальных возможностей продуктивного пласта и исключает проникновение пластовой воды из близкорасположенных водоносных горизонтов в добываемую продукцию.

Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин. Устьевое оборудование при эксплуатации скважин

Методы освоения нефтяных скважин

Можно выделить шесть основных способов вызова притока:



Перед освоением на устье скважины устанавливается арматура в соответствии с применяемым способом эксплуатации скважины. В любом случае на фланце обсадной колонны должна быть установлена задвижка высокого давления для перекрытия при необходимости ствола скважины.

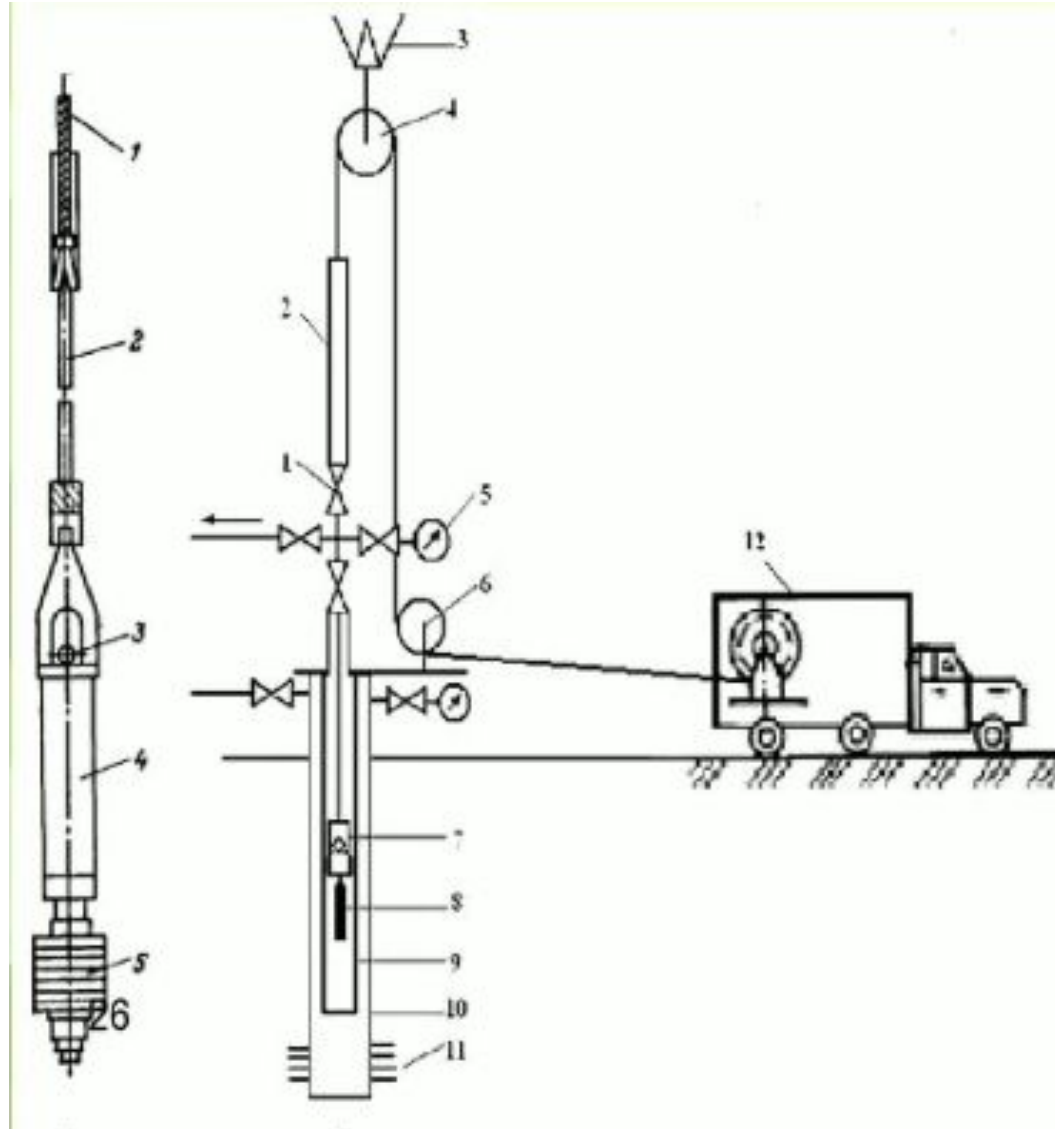
Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин. Устьевое оборудование при эксплуатации скважин

Тартание - это извлечение из скважины жидкости желонкой, спускаемой на тонком (16 мм) канате с помощью лебедки. Желонка изготавливается из трубы длиной 8 м, имеющей в нижней части клапан со штоком, открывающимся при упоре на шток. В верхней части желонки предусматривается скоба для прикрепления каната. Диаметр желонки обычно не превышает 0,7 диаметра обсадной колонны. За один спуск желонка выносит жидкость объемом, не превышающим 0,06 м³.

Тартание - малопродуктивный, трудоемкий способ с очень ограниченными возможностями применения, так как устьевая задвижка при фонтанных проявлениях не может быть закрыта до извлечения из скважины желонки и каната.

Возможность извлечения осадка и глинистого раствора с забоя и контроля за положением уровня жидкости в скважине дают этому способу некоторые преимущества.

Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин. Устьевое оборудование при эксплуатации скважин



Освоение скважины
свабированием:

а – сваб (1 – канат, 2 – подвеска; 3 шаровой клапан;
4 – патрубок; 5 – поршень),
б – схема обвязки
(1 – устьевая арматура; 2 – лубрикатор; 3 – крюкоблок;
4,6 – каротажные ролики; 5 – манометр; 7 – сваб;
8 – груз; 9 – колонна НКТ; 10 – эксплуатационная колонна; 11 – зона перфорации; 12 каротажный подъемник).

Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин. Устьевое оборудование при эксплуатации скважин

Замена скважинной жидкости.

Замена осуществляется при спущенных в скважину НКТ и герметизированном устье, что предотвращает выбросы и фонтанные проявления. После бурения скважина заполнена глинистым раствором. Производя промывку скважины (прямую или обратную) водой или дегазированной нефтью, можно получить уменьшение забойного давления на величину

$$\Delta P = (\rho_1 - \rho_2) \cdot L g \cdot \cos \beta$$

где ρ_1 - плотность глинистого раствора; ρ_2 - плотность промывочной жидкости; L - глубина спущенных НКТ; β - средний угол кривизны скважины.

Таким способом осваиваются скважины с большим пластовым давлением $P_{пл} > \rho_2 g L \cos \beta$ и хорошим коллектором. При смене глинистого раствора ($\rho_1 = 1200 \text{ кг/м}^3$) на нефть ($\rho_2 = 900 \text{ кг/м}^3$) снижение давления составит **всего 25 %** от давления, создаваемого столбом глинистого раствора. Этим ограничиваются возможности метода. Замена жидкости проводится с помощью насосных агрегатов, а иногда буровых насосов. В некоторых случаях применяют дополнительно поршневание для отбора части жидкости из скважины и дальнейшего снижения забойного давления.



Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин. Устьевое оборудование при эксплуатации

Компрессорный способ освоения

Способ нашел широкое распространение при освоении фонтанных, полужонанных и частично механизированных скважин. В скважину спускается колонна НКТ, устье оборудуется фонтанной арматурой. К межтрубному пространству присоединяется нагнетательный трубопровод от передвижного компрессора.

При нагнетании газа жидкость в межтрубном пространстве оттесняется до башмака НКТ или до пускового отверстия в НКТ, сделанного на соответствующей глубине. Газ, попадая в НКТ, разгазирует жидкость в них, и, давление на забое сильно снижается. Регулируя расход газа (воздуха), можно изменять плотность газожидкостной смеси в трубах, а следовательно, давление на забое P_z . При $P_z < P_{пл}$ начинается приток, и скважина переходит на фонтанный или газлифтный режим работы. После опробований и получения устойчивого притока скважина переводится на стационарный режим работы.

Освоение ведется с непрерывным контролем параметров процесса при герметизированном устье скважины. Способ наиболее безопасен и позволяет быстро получить значительные депрессии на пласт, что важно для эффективной очистки ПЗС. Однако применение компрессорного способа освоения ограничено в скважинах, пробуренных в рыхлых и неустойчивых коллекторах. В некоторых районах возникает необходимость освоения скважин глубиной 4500 - 5500 м, а увеличение глубины также ограничивает использование компрессорного способа.

Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин. Устьевое оборудование при эксплуатации скважин

Освоение скважинными насосами.

На истощенных месторождениях с низким пластовым давлением, когда не ожидаются фонтанные проявления, скважины могут быть освоены откачкой из них жидкости скважинными насосами (**ШСН или ПЦЭН**), спускаемыми на проектную глубину в соответствии с предполагаемыми дебитом и динамическим уровнем. При откачке жидкости насосами забойное давление уменьшается, пока не достигнет величины $P_c < P_{пл}$, при которой устанавливается приток из пласта. Такой метод эффективен в случаях, когда по опыту известно, что скважина не нуждается в глубокой и длительной депрессии для очистки ПЗС зоны от раствора и разрушения глинистой корки.

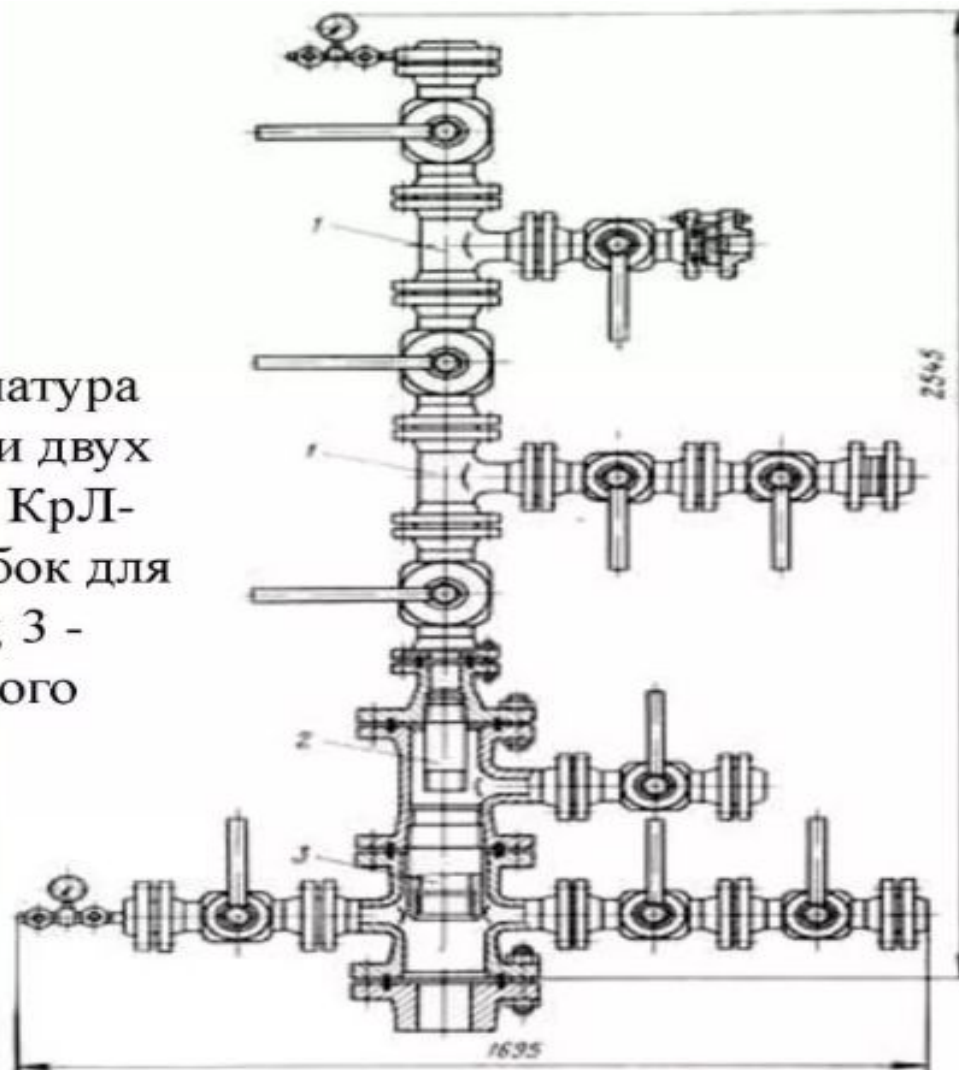
Перед спуском насоса скважина промывается до забоя водой или лучше нефтью, что вызывает необходимость подвоза к скважине промывочной жидкости - нефти и размещения насосного агрегата и емкости. При промывке водой в зимних условиях возникает проблема подогрева жидкости для предотвращения замерзания.

В различных нефтяных районах вырабатывались и другие приемы освоения скважин в соответствии с особенностями того или иного месторождения. Например, при компрессорном методе в затрубное пространство, заполненное нагнетаемым воздухом, подкачивают некоторое количество воды для увеличения плотности смеси и снижения давления на компрессоре. Это позволяет осуществить продавку скважины при большей глубине спуска НКТ.

Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин. Устьевое оборудование при эксплуатации скважин

Фонтанная эксплуатация скважин

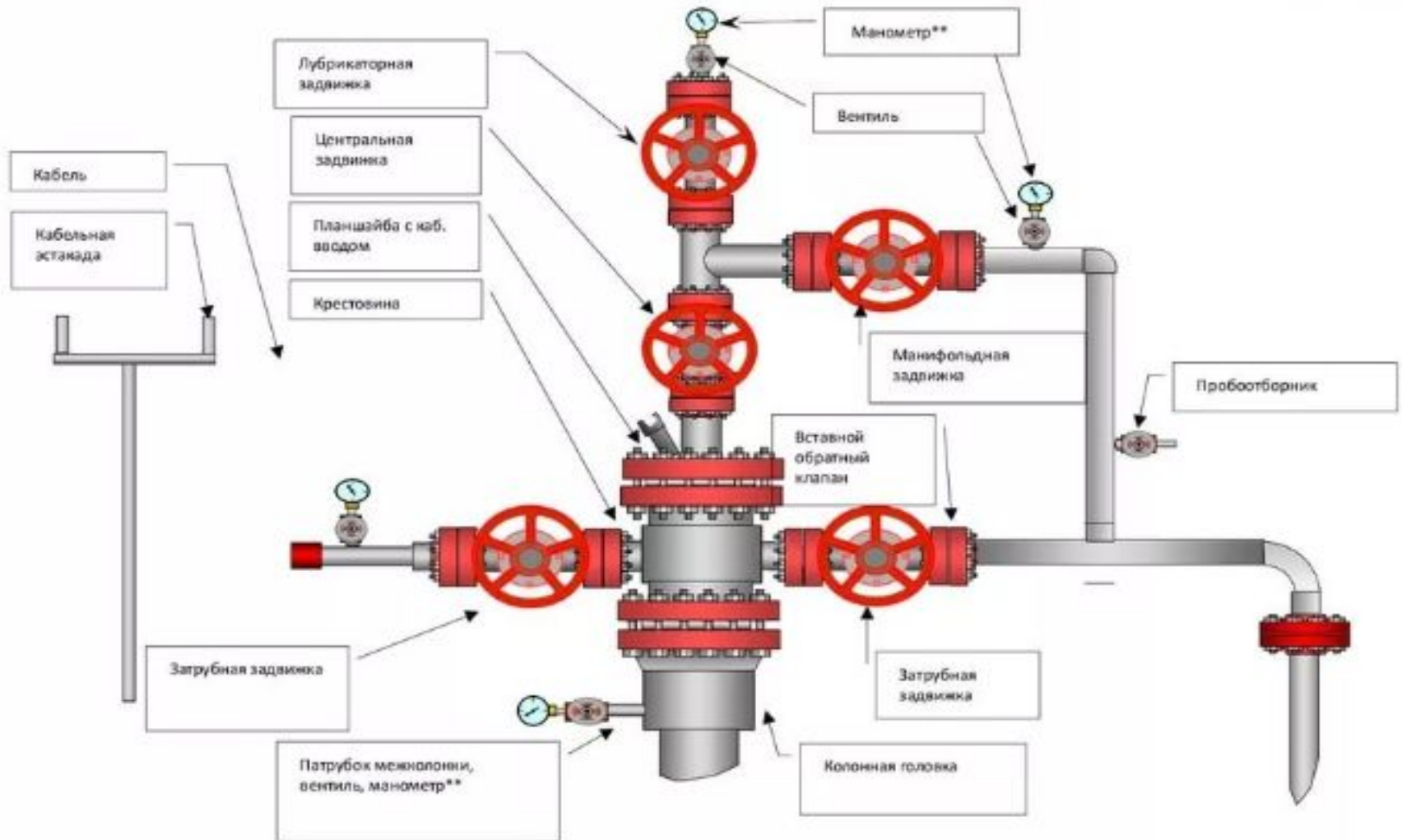
Фонтанная тройниковая арматура кранового типа для подвески двух рядов НКТ (2АФТ-60 х 40 х КрЛ-125): 1 - тройник; 2 - патрубок для подвески второго ряда НКТ; 3 - патрубок для подвески первого ряда НКТ



Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин. Устьевое оборудование при эксплуатации

СКВАЖИН

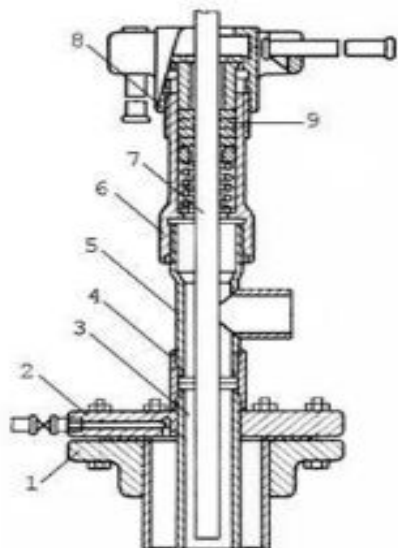
Обвязка устья скважины при эксплуатации ее ЭЦН



Вторичное вскрытие пластов. Методы освоения скважин. Устьевое оборудование при эксплуатации

СМБ 01/01/01

Устьевое оборудование штанговой насосной скважины



1. Колонный фланец
2. Планшайба
3. Насосно-компрессорные трубы
4. Опорная муфта
5. Тройник
6. Корпус
7. Полированный шток
8. Головка сальника
9. Сальниковая набивка

Устье скважины оборудуется **запорной арматурой и сальниковым устройством** для герметизации штока

Обвязка устья скважины должна позволять **смену набивки** сальника полированного **штока** при наличии **давления в скважине**, замер устьевого давления и температуры

До начала ремонтных работ или перед осмотром оборудования периодически работающей скважины с автоматическим, дистанционным или ручным пуском **электродвигатель должен отключаться**, **контргруз** должен быть опущен **в нижнее положение** и **заблокирован** тормозным устройством, а на пусковом устройстве вывешен плакат **«Не включать, работают люди»**.



13. Используемое оборудование и эксплуатация фонтанных скважин, установление режима их работы. Осложнения в работе фонтанных скважин и их предупреждение.

Оборудование фонтанной скважины

Все оборудование фонтанной скважины можно разделить на две группы – подземное и наземное.

Наземное оборудование

- ✓ колонная головка;
- ✓ устьевая арматура;
- ✓ рабочие манифольды (обвязка устья скважины).

Подземное оборудование

- ✓ насосно-компрессорные трубы (НКТ);
- ✓ якорь;
- ✓ пакер;
- ✓ клапаны;
- ✓ муфты.

Используемое оборудование и эксплуатация фонтанных скважин, установление режима их работы. Осложнения в работе фонтанных скважин и их предупреждение.

Наземное оборудование фонтанной скважины

Фонтанная ёлка предназначена для направления и регулирования потока жидкости из фонтанных труб.

Трубная головка предназначена для подвески фонтанных труб (НКТ).



Фонтанная
ёлка

Трубная
головка



Трубная
головка

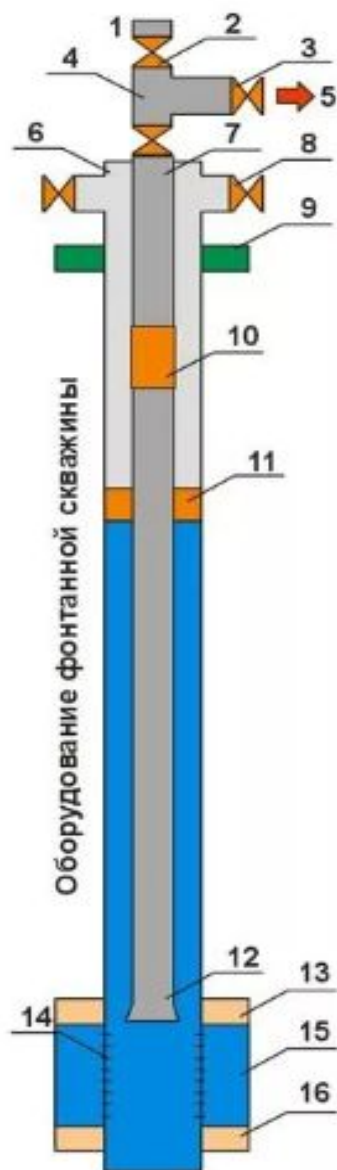
Колонная
головка

Фонтанная арматура состоит из двух элементов: трубной головки и фонтанной елки.

Трубная головка устанавливается на колонную головку

Используемое оборудование и эксплуатация фонтанных скважин, установление режима их работы. Осложнения в

Фонтанная добыча нефти



- 1 - Лубрикатор
- 2 - Лубрикаторная задвижка
- 3 - Буферная задвижка
- 4 - Фонтанная арматура
- 5 - Добываемая продукция
- 6 - Эксплуатационная колонна
- 7 - Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ)
- 8 - Затрубная задвижка
- 9 - Поверхность земли
- 10 - Противовыбросовое оборудование
- 11 - Пакер
- 12 - Воронка
- 13 - Кровля пласта
- 14 - Перфорационные отверстия
- 15 - Продуктивный пласт
- 16 - Подошва пласта

Используемое оборудование и эксплуатация фонтанных скважин, установление режима их работы. Осложнения в работе фонтанных скважин и их предупреждение.

Колонная головка. Существуют одно-, двух-, трех-, четырех- и пятиколонные головки; требования, предъявляемые к конструкциям колонных головок, следующие: надежная герметизация межтрубных пространств; возможность контроля за давлениями во всех межтрубных пространствах; быстрое и надежное закрепление подвески обсадных колонн; возможность крепления к одной колонной головке различных обсадных колонн, т. е. универсальность; быстрый и удобный монтаж; минимально возможная высота.

Колонная головка в период эксплуатации скважины остается на устье и, как правило, не ремонтируется. Поэтому к ее конструкции и качеству изготовления предъявляются высокие требования. Выпускаются колонные головки на 14,0; 21,0; 35,0; 50,0 и 70,0 МПа рабочего давления. В некоторых случаях (на газовых скважинах) применяются колонные головки, рассчитанные на давление до 150 МПа.

Фонтанная арматура (фонтанная елка) предназначена для подвески одной или двух колонн фонтанных труб; для герметизации и контроля пространства между фонтанными трубами и обсадной колонной; для проведения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважины; для направления продукции скважины в выкидную линию на замерную установку; для регулирования режима работы скважины и осуществления глубинных исследований.

Фонтанные арматуры различаются по конструктивным и прочностным признакам: по рабочему давлению - от 7 до 105 МПа; по размерам проходного сечения ствола - от 50 до 100 мм; по конструкции фонтанной ёлки - крестовые и тройниковые; по числу спускаемых в скважину рядов труб - однорядные и двухрядные; по типу

Используемое оборудование и эксплуатация фонтанных скважин, установление режима их работы. Осложнения в работе фонтанных скважин и их предупреждение.

Штуцеры являются элементом фонтанной елки и предназначены для регулирования режима работы фонтанной скважины и ее дебита. Штуцеры устанавливаются на обеих выкидных линиях арматуры и подразделяются на нерегулируемые и регулируемые. Более просты и надежны нерегулируемые штуцеры. Они незаменимы в случаях, когда из скважины поступает песок или другой абразивный материал. По мере износа штуцера установленный режим работы скважины нарушается и штуцер необходимо менять. Для этого работу скважины переводят временно на запасной отвод, на котором установлен штуцер заданного диаметра, и одновременно меняют изношенный штуцер в основном рабочем отводе.

Манифольд предназначен для обвязки фонтанной арматуры с трубопроводом, подающим продукцию скважины на замерную установку. Применяются различные схемы таких обвязок в зависимости от местных условий и технологии эксплуатации. Поэтому эти схемы не стандартизованы, но их узлы комплектуются из стандартных элементов заводского изготовления.

Основные узлы манифольда унифицированы с узлами и деталями фонтанной арматуры. Манифольды на концах имеют фланцы для присоединения труб диаметром 80 мм.

Используемое оборудование и эксплуатация фонтанных скважин, установление режима их работы. Осложнения в работе фонтанных скважин и их предупреждение.

Установить технологический режим работы скважины - это значит выбрать такие параметры работы фонтанного подъемника, которые обеспечивают получение на поверхности заданного дебита и позволяют работать без осложнений. Технологический режим работы скважины должен обеспечивать получение на поверхности заданного дебита, который можно получить из скважины при выполнении требований рациональной эксплуатации залежи и рационального использования подъемника. Значение заданного дебита устанавливается проектом разработки, но по мере изменения условий разработки возникает необходимость его уточнения.

С целью установления рационального режима работы фонтанной скважины проводят ее исследование при работе на нескольких стационарных режимах с построением индикаторной диаграммы. Экспериментальное изучение изменения основных показателей работы добывающей скважины в зависимости от противодавления на устье скважины позволяет построить так называемые регулировочные кривые. При установлении режима фонтанной эксплуатации дополнительно следует учесть еще следующие критерии: минимальное забойное давление фонтанирования; минимум газового фактора; недопущение пульсаций, приводящие к срыву фонтанирования и улучшению условий осаждения песка.

Используемое оборудование и эксплуатация фонтанных скважин, установление режима их работы. Осложнения в работе фонтанных скважин и их предупреждение.

При установлении рационального режима работы скважины необходимо руководствоваться следующими основными положениями:

- забойное давление $P_{заб}$, как правило, не должно быть ниже давления насыщения $P_{нас}$. Для нефти с определенными свойствами допускается снижение забойного давления, удовлетворяющего условию $P_{заб} = 0,75P_{нас}$;
- максимальное использование природной энергии, в том числе и газа, выделяющегося из нефти, что требует оптимизации давления на устье скважины P_u ;
- минимизация количества выносимого песка из призабойной зоны с целью предотвращения ее интенсивного разрушения и потери герметичности заколонного пространства (между стенкой скважины и цементным стаканом);
- предотвращение интенсивного обводнения продукции при безусловном ненакоплении воды в интервале «забой-башмак фонтанного подъемника»;
- предотвращение возможного смятия обсадной колонны в нижней части скважины;
- исключение, по возможности, условий отложения парафина (смола, асфальтенов) и солей как в скважине, так и в призабойной зоне;
- исключение условий фонтанирования скважины по затрубному пространству с возможностью перехода работы скважины в пульсирующий режим (с явлением пульсации), а также образования гидратных (парафиногидратных) пробок;
- дренирование по всей работающей толщине пласта;
- обеспечение (при необходимости) индивидуальной системой транспорта продукции от устья скважины до сборного пункта (мультифазные насосы откачки);
- ограничение дебита скважины в случае прорыва в нее закачиваемой через систему ППД воды или газа из газовой шапки.

Используемое оборудование и эксплуатация фонтанных скважин, установление режима их работы. Осложнения в работе фонтанных скважин и их предупреждение

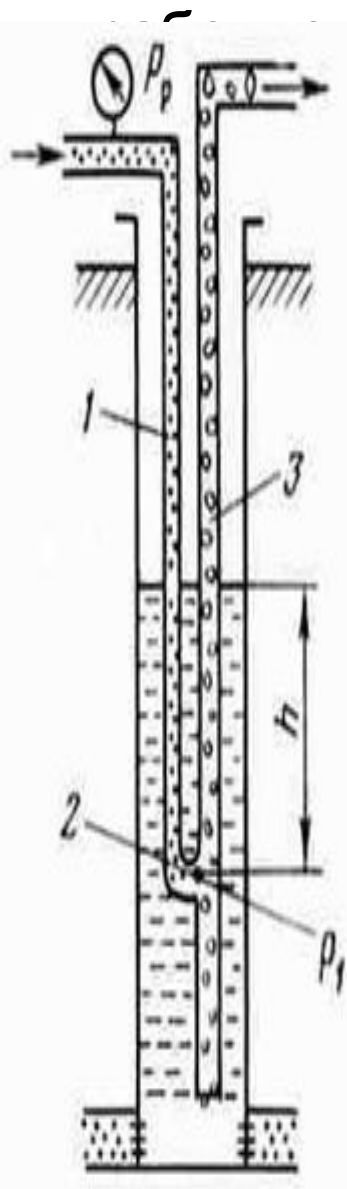
Условия эксплуатации различных месторождений и отдельных продуктивных пластов в пределах одного месторождения могут сильно отличаться друг от друга. В соответствии с этим осложнения в работе фонтанных скважин также могут быть разнообразны. Однако можно выделить наиболее типичные и частые или наиболее опасные по своим последствиям осложнения, к которым относятся следующие:

- 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.

14. Область применения и перспективы газлифтной эксплуатации. Типы газлифтных подъемников. Основные

актеристики газожидкостных подъемников

Газлифтная скважина - это по существу та же фонтанная скважина, в которой недостающий для необходимого разгазирования жидкости газ подводится с поверхности по специальному каналу. По колонне труб 1 газ с поверхности подается к башмаку 2, где смешивается с жидкостью, образуя ГЖС, которая поднимается на поверхность по подъемным трубам 3. Закачиваемый газ добавляется к газу, выделяющемуся из пластовой жидкости. В результате смешения газа с жидкостью образуется ГЖС такой плотности, при которой имеющегося давления на забое скважины достаточно для подъема жидкости на поверхность. Точка ввода газа в подъемные трубы (башмак) погружена под уровень жидкости на величину h ; давление газа P_1 в точке его ввода в трубы пропорционально погружению h и связано с ним очевидным соотношением $P_1 = h\rho g$. Давление закачиваемого газа, измеренное на устье скважины, называется рабочим давлением P_p . Оно практически равно давлению у башмака P_1 и отличается от него только на величину гидростатического давления газового столба ΔP_1 и потери давления на трение газа в



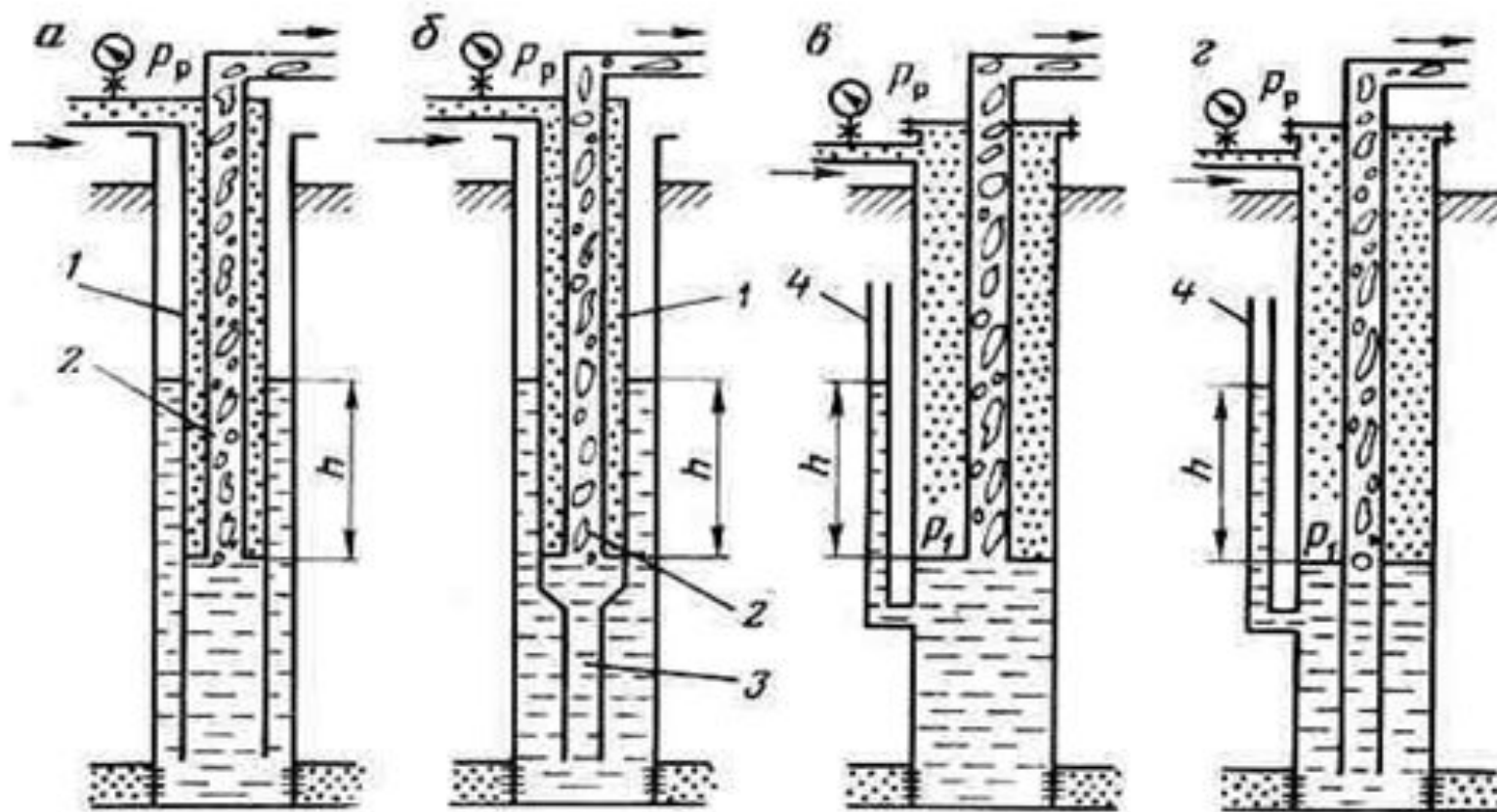
Область применения и перспективы газлифтной эксплуатации.

Типы газлифтных подъемников. Основные рабочие характеристики газожидкостных подъемников

Для работы газлифтных скважин используется углеводородный газ, сжатый до давления 4 -10 МПа. Источниками сжатого газа обычно бывают либо специальные компрессорные станции, либо компрессорные газоперерабатывающих заводов, развивающие необходимое давление и обеспечивающие нужную подачу. Такую систему газлифтной эксплуатации называют компрессорным газлифтом. Системы, в которых для газлифта используется природный газ из чисто газовых или газоконденсатных месторождений, называют бескомпрессорным газлифтом.

При бескомпрессорном газлифте природный газ транспортируется до места расположения газлифтных скважин и обычно проходит предварительную подготовку на специальных установках, которая заключается в отделении конденсата и влаги, а иногда и в подогреве этого газа перед распределением по скважинам. Избыточное давление обычно понижается дросселированием газа через одну или несколько ступеней штуцеров. Существует система газлифтной эксплуатации, которая называется внутрискважинным газлифтом. В этих системах источником сжатого газа служит газ газоносных пластов, залегающих выше или ниже нефтенасыщенного пласта. Оба пласта вскрываются общим фильтром. В таких случаях газоносный горизонт изолируется от нефтеносного пласта одним или двумя пакерами (сверху и снизу), и газ вводится в трубы через штуцерное устройство, дозирующее количество газа, поступающего в НКТ.

Область применения и перспективы газлифтной эксплуатации. Типы газлифтных подъемников. Основные рабочие характеристики газожидкостных подъемников



а - двухрядный подъемник; б - полуторарядный подъемник; в - однорядный подъемник; г - однорядный подъемник с рабочим отверстием

Область применения и перспективы газлифтной эксплуатации.

Типы газлифтных подъемников. Основные рабочие характеристики газожидкостных подъемников

Два канала, необходимых для работы газлифтной скважины в реальных условиях, создаются двумя рядами концентрично расположенных труб, т. е. спуском в скважину первого (внешнего) и второго (внутреннего) рядов труб. Внешний ряд труб большего диаметра (обычно 73 - 102 мм) спускается первым. Внутренний, меньшего диаметра (обычно 48, 60, 73 мм) спускается вторым внутрь первого ряда. Образуется так называемый двухрядный подъемник, в котором, как правило, сжатый газ подается в межтрубное пространство между первым и вторым рядами труб, а ГЖС поднимается по внутреннему, второму ряду труб (предыдущий слайд, рис. а). Первый ряд труб обычно спускается до интервала перфорации, а второй под динамический уровень.

Разновидностью двухрядного подъемника является полоторарядный (рис. б) в котором для экономии металла трубы первого ряда имеют хвостовую часть (ниже башмака второго ряда) из труб меньшего диаметра. Это существенно уменьшает металлоемкость конструкции, позволяет увеличить скорость восходящего потока, но осложняет операцию по увеличению погружения, т. е. по допуску второго ряда, так как для этого необходимо предварительно изменить подвеску первого ряда труб.

Схема однорядного наименее металлоемкого подъемника приведена на рис. в. Газ подается в межтрубное пространство и ГЖС поднимается по одному ряду труб. диаметр которых определяется дебитом скважины и

Область применения и перспективы газлифтной эксплуатации.

Типы газлифтных подъемников. Основные рабочие характеристики газожидкостных подъемников

Существует разновидность однорядного подъемника - подъемник с рабочим отверстием (рис. г). Один ряд труб необходимого диаметра спускается до забоя (или до верхних дыр перфорации), но на расчетной глубине, т. е. на глубине, где должен быть башмак (глубина места ввода газа в НКТ), устанавливается рабочая муфта с двумя-четырьмя отверстиями диаметром 5 - 8 мм. Сечение отверстий должно обеспечить пропуск расчетного количества газа при перепаде давлений у отверстий, не превышающем 0,1 - 0,15 МПа. Перепад давления у отверстий удерживает уровень жидкости ниже отверстия на 10 - 15 м и обеспечивает более равномерное поступление газа в трубы. Однорядный подъемник с рабочим отверстием (или муфтой) создает наибольшие скорости восходящего потока, является наименее металлоемким, однако требует подъема колонны труб при необходимости изменения погружения.

Необходимо отметить, что любая конструкция газлифтного подъемника может работать по двум схемам. В одном случае сжатый газ подается в межтрубное пространство, а ГЖС движется по центральной колонне труб. Эта схема обычная (см. рис. а, б, в, г) и называется кольцевой, так как газ направляется в кольцевое пространство.

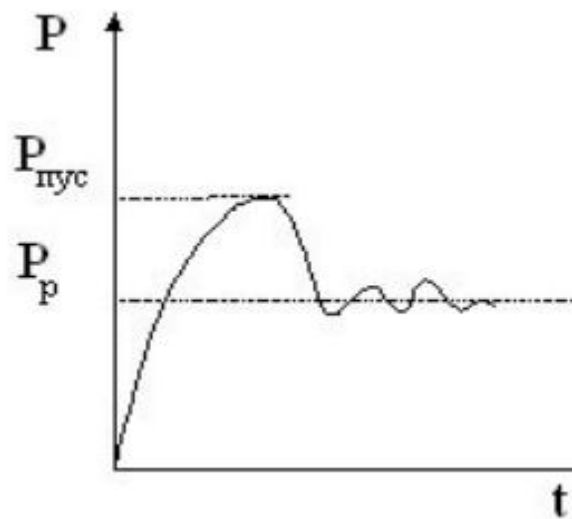
В другом случае сжатый газ можно подавать в центральную колонну труб, а ГЖС в этом случае будет подниматься по кольцевому пространству. Такая схема называется центральной, так как газ закачивается в центральные трубы. Почти все газлифтные скважины работают по кольцевой схеме, так как поперечное сечение кольцевого пространства, как правило, больше сечения центральных труб и оптимальные условия работы по нему могут быть достигнуты только при больших дебитах. Кроме того, при отложении парафина его удаление с внутренних стенок обсадной колонны при первом ряду труб практически невозможно.

Область применения и перспективы газлифтной эксплуатации.

Типы газлифтных подъемников. Основные рабочие характеристики газожидкостных подъемников

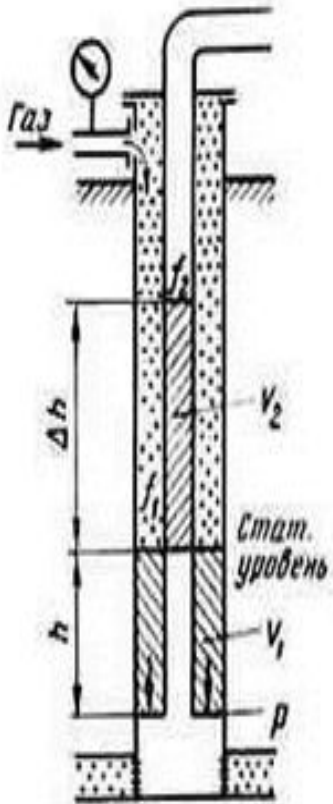
Определение рабочих характеристик газлифтной скважины основано на использовании кривых распределения давления при движении ГЖС в трубе. Важнейшими величинами, подлежащими определению, являются удельный расход нагнетаемого газа и давление нагнетания. Задача установления режима работы газлифта может быть поставлена по-разному. Например, ограничений на рабочее давление газа не накладывается; рабочее давление газа ограничено; рабочее давление не ограничено, но ограничен удельный расход газа; расход удельной энергии на подъем жидкости должен быть минимальным и т. д.

Важнейшей рабочей характеристикой газожидкостного подъемника является его пусковое и рабочее давления.



По мере нагнетания газа увеличивается разность уровней и возрастает давление заканчиваемого газа. На рисунке приведена кривая изменения давления нагнетаемого газа в зависимости от времени при пуске скважины. Давление закачиваемого газа во время достижения уровнем жидкости в межтрубном пространстве башмака подъемных труб будет максимальным. Это давление называется пусковым – $P_{\text{пус}}$. Как только начнется излив газожидкостной смеси, давление на башмаке подъемных труб уменьшится. Среднее давление нагнетаемого газа при установившемся режиме работы газлифтной скважины называется рабочим P_p . Для снижения пускового давления в современных газлифтных установках применяют последовательное газирование

15. Технология пуска компрессорной скважины в работу. Физические процессы, происходящие при пуске и работе компрессорной скважины.



Пуск газлифтных скважин в эксплуатацию имеет некоторые особенности, связанные с принципом их работы. Рассмотрим пуск газлифтной скважины, оборудованной однорядным подъемником, работающим по кольцевой системе. Процесс пуска состоит в доведении закачиваемого газа до башмака подъемных труб, т. е. в отжатию газом уровня жидкости до башмака. Это означает, что объем жидкости в межтрубном пространстве V_1 должен быть вытеснен нагнетаемым газом. Вытесняемая жидкость перетекает в подъемные трубы, в результате чего уровень в них становится выше статического. Возникает репрессия на пласт, определяемая превышением столба жидкости Δh над статическим уровнем, под действием которой должно произойти частичное поглощение жидкости пластом. При плохой проницаемости пласта или наличии на забое илистых осадков, которые могут играть роль обратного клапана, т. е. пропускать жидкость из пласта и препятствовать ее поглощению, вся вытесняемая жидкость перетечет в подъемные трубы, так что объем V_1 будет равен объему жидкости V_2 перемещенной в

Технология пуска компрессорной скважины в работу. Физические процессы, происходящие при пуске и работе компрессорной скважины.

В момент пуска газлифтной скважины, т. е. когда уровень жидкости в межтрубном пространстве будет оттеснен до башмака, давление газа, действующее на этот уровень, будет уравниваться гидростатическим давлением столба жидкости высотой $h + \Delta h$ в подъемных трубах. Это и будет то максимальное давление газа, которое называется пусковым, необходимое для пуска газлифтной скважины. Формула для определения пускового давления имеет вид:

$$P_{\text{пуск}} = h \cdot \rho \cdot g \left(1 + \alpha \cdot \frac{f_r}{f_{\text{ж}}} \right)$$

Где h - погружение башмака подъемных труб под статический уровень;
 f_r - площадь сечения межтрубного пространства, куда закачивается газ;
 $f_{\text{ж}}$ - площадь сечения подъемных труб, куда перетекает жидкость;
 $\alpha < 1$ при поглощении и $\alpha = 1$ без поглощения

Приведенная формула является наиболее общей для определения пускового давления газлифтной скважины, оборудованной как однорядным, так и двухрядным подъемником, работающим как по кольцевой, так и по центральной системе. Пренебрегая толщиной стенок труб, т. е. принимая, что $d_n = d_v = d$ и допуская, что $\alpha = 1$ (поглощения нет - наиболее трудный с точки зрения пускового давления случай). После некоторых преобразований получим:

$$P_{\text{пуск}} = h \cdot \rho \cdot g \cdot \frac{D_{\text{в}}^2}{d^2}$$

Где $D_{\text{в}}$ - внутренний диаметр обсадной колонны.

Технология пуска компрессорной скважины в работу. Физические процессы, происходящие при пуске и работе компрессорной скважины.

Для наклонных скважин со средним зенитным углом кривизны β формула пускового давления получит поправку в виде множителя $\cos \beta$, так как гидростатическое давление столба жидкости определяется его проекцией на вертикаль:

$$P_{\text{пуск}} = h \cdot \rho \cdot g \left(1 + \alpha \cdot \frac{f_r}{f_{\text{ж}}} \right) \cdot \cos \beta$$

Пренебрежение толщиной стенок труб уменьшает пусковое давление приблизительно на 3 - 6 %.

При пуске газлифтной скважины возможны такие случаи, когда высота столба жидкости при продавке, равная $h + \Delta h$ будет превышать общую длину колонн подъемных труб L . В этом случае жидкость будет переливаться на устье в систему нефтесбора, в которой может существовать давление $P_{\text{л}}$. В таком случае пусковое давление может превышать гидростатическое давление столба жидкости в лифтовых трубах высотой, равной длине труб L , сложенное с давлением на устье $P_{\text{л}}$. С учетом среднего угла кривизны β это давление будет равно:

$$(P_{\text{пуск}})_{\text{max}} \leq \rho \cdot g \cdot L \cdot \cos \beta + P_{\text{л}}$$

Из приведенных формул видно, что пусковое давление зависит от погружения башмака НКТ под статический уровень жидкости, от соотношения диаметров труб НКТ и обсадной колонны, а также от системы работы лифта (кольцевая или центральная).

Физические процессы, происходящие при пуске и работе компрессорной скважины.

Рабочее давление газлифтной скважины определяется только погружением под динамический уровень, которое всегда меньше погружения под статический уровень. Поэтому пусковое давление всегда больше рабочего. Это осложняет промышленное обустройство и технику эксплуатации газлифтных скважин, так как для их пуска необходимо иметь источник высокого давления газа в виде специального компрессора или газовой линии, рассчитанной на пусковое давление.

Однорядный подъемник, работающий по кольцевой системе, дает наибольшее увеличение пускового давления по сравнению со статическим давлением (h_{pg}) у башмака подъемных труб. Тот же подъемник при переходе на центральную систему позволяет существенно снизить пусковое давление. При двухрядном подъемнике пусковое давление увеличивается несущественно, максимум на 30,8 %, и переход на центральную систему уменьшает его значительно (12,61 %).

Коэффициент поглощения α зависит от многих факторов, таких как коэффициент продуктивности скважины при поглощении, репрессия на пласт, длительность пуска, вязкость жидкости и др. Однако он всегда может быть определен для реальной скважины по фактическому пусковому давлению.

$$\alpha = \frac{Q_{\text{пуск}}}{h \cdot \rho \cdot g \cdot \cos \beta} \cdot \frac{r_{\text{ж}}}{r_{\text{г}}}$$

Для одной и той же скважины величина α непостоянна и зависит от темпа пуска скважины. Чем быстрее происходит пуск, тем ближе значение α к единице и наоборот, так как при быстром запуске пласт не успевает поглотить существенное количество жидкости. После прорыва газа через башмак подъемных труб и выноса части жидкости скважина переходит на установившийся режим работы с соответствующим отбором динамическим уровнем, а следовательно, и соответствующим этому уровню рабочим

16. Установки погружных центробежных электрических насосов. Схема и принцип действия. Преимущества и недостатки

Общая схема скважины с ЭЦН



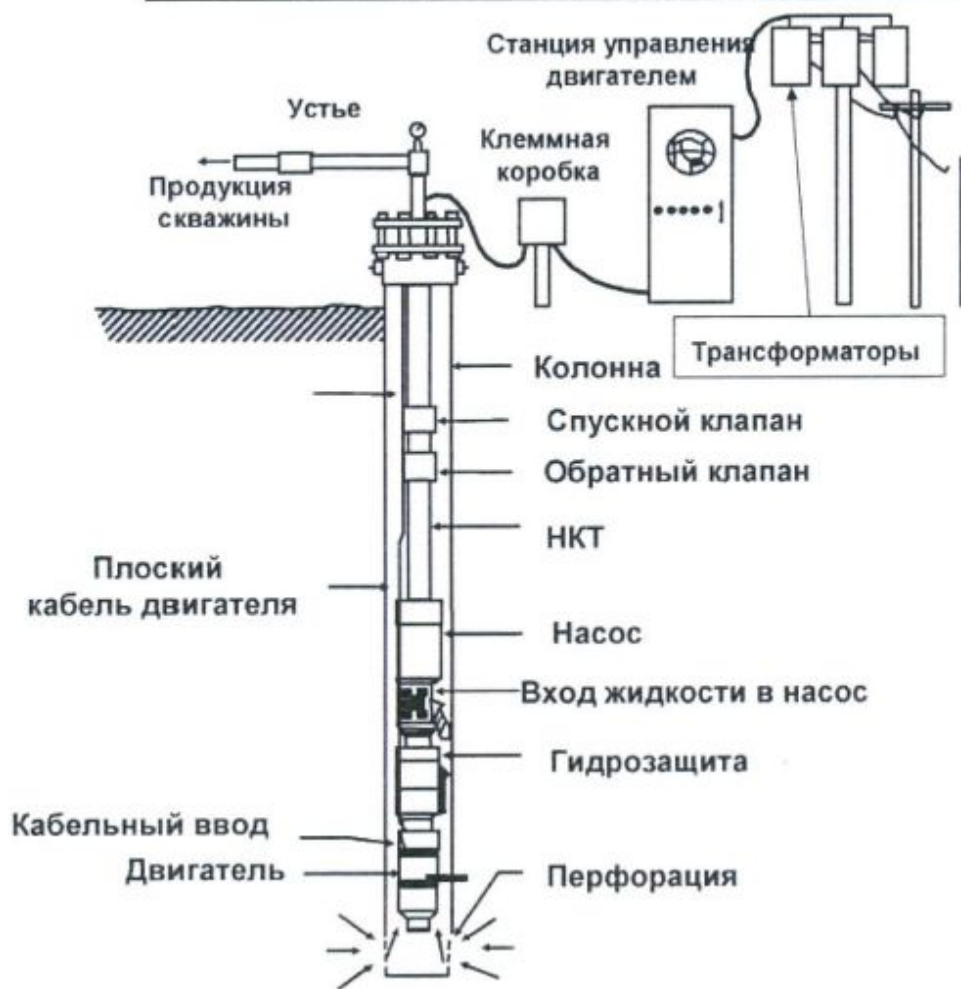
ЭЦН – наиболее распространенный в России способ механизированной добычи нефти

Электроцентробежная насосная установка – комплекс оборудования для механизированной добычи жидкости через скважины с помощью центробежного насоса, непосредственно соединенного с погружным электродвигателем

- 1 – ПЭД
- 2 – протектор
- 3 – приемная сетка
- 4 – центробежный насос
- 5 – кабель
- 6 – НКТ
- 7 – клеммная коробка
- 8 – станция управления
- 9 – устьевая арматура

Установки погружных центробежных электрических насосов. Схема и принцип действия. Преимущества и недостатки

Схема установки ЭЦН

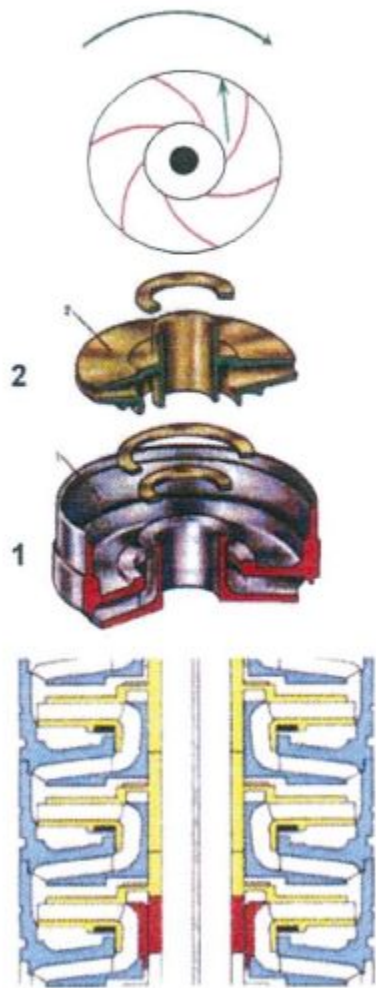


ЭЦН для нефтяных скважин включает:

- Центробежный насос с 50-600 ступенями
- Асинхронный электродвигатель, заполненный специальным диэлектрическим маслом
- Гидрозашита (протектор), поддерживает в полости электродвигателя повышенное давление масла для предохранения двигателя от попадания пластовой воды
- Кабельную линию, соединяющую электродвигатель с трансформатором и станцией управления

Установки погружных центробежных электрических насосов. Схема и принцип действия. Преимущества и недостатки

Конструкция электроцентробежного насоса



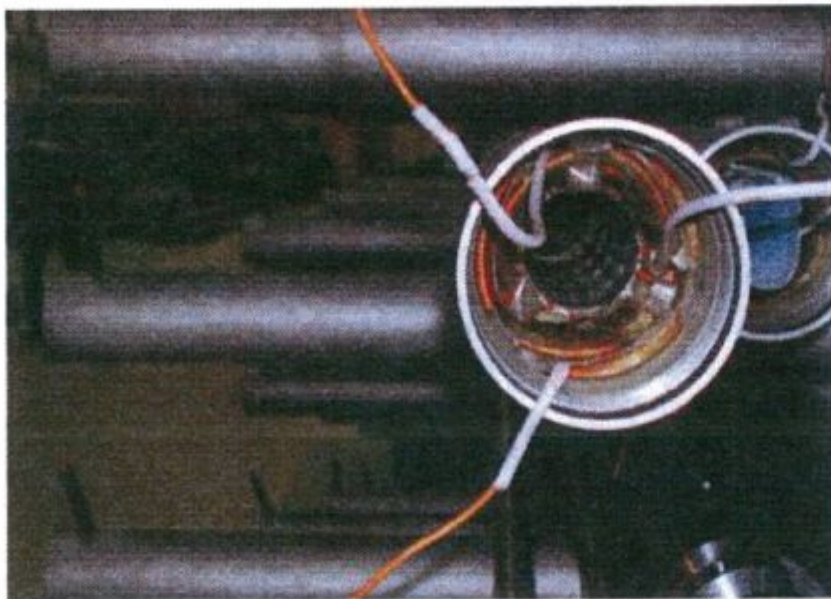
- Погружные центробежные насосы – многоступенчатые, с числом ступеней от 50 до 600
- Ступень центробежного насоса состоит из направляющего аппарата (1) и рабочего колеса (2)
- Направляющие аппараты собраны в цилиндрическом корпусе насоса, а рабочие колеса зафиксированы шпонкой на валу
- Общая длина насоса составляет 5 – 10 м
- Производительность – от 20 до 2000 м³/сут



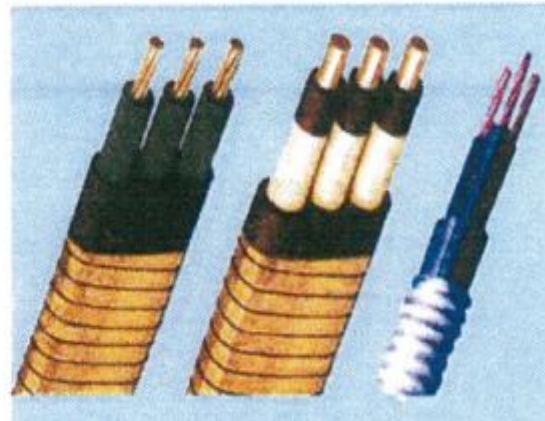
Установки погружных центробежных электрических насосов. Схема и принцип действия. Преимущества и недостатки

Погружной электродвигатель

Вид обмотки статора погружного электродвигателя



- Асинхронный электродвигатель состоит из статора и ротора типа «беличье колесо».
- Мощность – до 500 кВт. Основная особенность – двигатель герметичен и заполнен специальным маслом.
- Электропитание к двигателю подводится по бронированному кабелю (круглому или плоскому)



Установки погружных центробежных электрических насосов. Схема и принцип действия. Преимущества и недостатки

Установка электроцентробежного насоса

- ✓ Расположенный между двигателем и насосом протектор предназначен для предохранения электродвигателя от проникновения пластовой воды и нефти
- ✓ Общая длина установки ЭЦН составляет 25-30 м, поэтому монтаж производится посекционно перед спуском в скважину
- ✓ На поверхности устанавливается трансформатор, барабан с кабелем и станция управления, которая обеспечивает контроль и регулирование работы установки, автоматическое включение и выключение

Сборка секций электроцентробежного насоса в цехе



Установки погружных центробежных электрических насосов. Схема и принцип действия. Преимущества и недостатки

Определение глубины спуска насоса

Определение глубины подвески ЭЦН

$$L = H_{\text{дин}} + H_{\text{пог}} + \frac{P_y}{\rho g} + h_{\text{тр}} - H_{\Gamma}$$

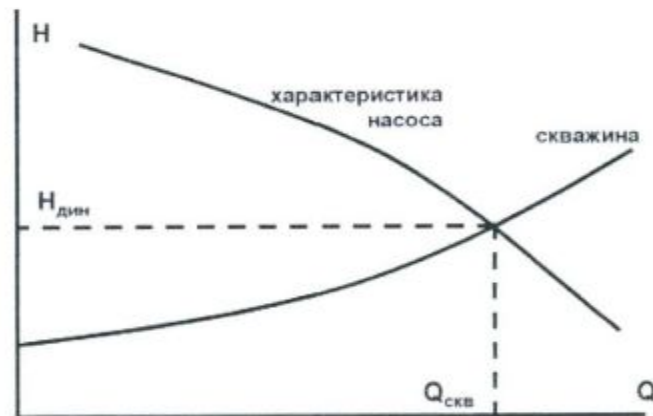
$H_{\text{дин}}$ – глубина динамического уровня во время работы скважины

$H_{\text{пог}}$ – глубина погружения под динамический уровень (обычно 150-300м)

P_y – устьевое давление

$h_{\text{тр}}$ – потери на трение

H_{Γ} – работа выделяющегося газа



Установки погружных центробежных электрических насосов. Схема и принцип действия. Преимущества и

недостатки

Подбор оборудования для скважины

Выбор оборудования

- ✓ Задача расчетов заключается в том, чтобы для каждой конкретной скважины с учетом ее характеристик подобрать все компоненты ЭЦН и определить глубину спуска
- ✓ Для расчетов имеется специальное программное обеспечение
- ✓ Существует несколько фирм-производителей ЭЦН:
 - Алнас (Альметьевск)
 - Новомет (Пермь)
 - Борец (Москва)
 - Schlumberger REDA
 - Baker Hughes Centrilift
 - Wood Group ESP



Установки погружных центробежных электрических насосов. Схема и принцип действия. Преимущества и недостатки

Достоинства и недостатки электроцентробежных насосов



Достоинства:

- Возможность откачки больших объемов жидкости
- Малая металлоемкость
- Широкий диапазон рабочих характеристик
- Высокий КПД
- Высокий межремонтный период (до 500 суток и более)

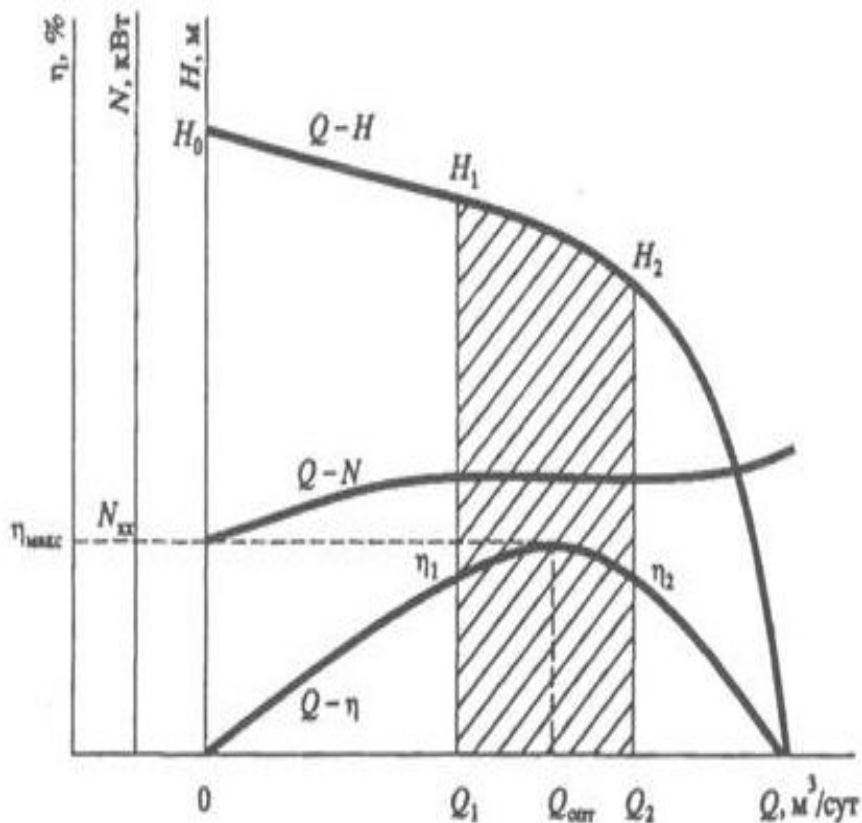


Недостатки:

- Низкий ресурс при малых отборах
- Низкий ресурс при высоких пластовых температурах
- Повышенный износ при пескопроявлениях
- Неустойчивая работа при высоком газосодержании

17. Рабочие характеристики ЭЦН. Влияние различных факторов на работоспособность установки погружных центробежных электрических насосов.

Графические зависимости напора H , КПД η и потребляемой мощности N от подачи погружного центробежного насоса Q называется рабочими характеристиками ЭЦН



Обычно эти зависимости даются в диапазоне рабочих значений расходов или в несколько большем интервале. Всякий центробежный насос, в том числе и УЭЦН, может работать при закрытой выкидной задвижке ($Q = 0$; $H = H_{\text{max}}$) и без противодавления на выкиде ($Q = Q_{\text{max}}$; $H = 0$). Поскольку полезная работа насоса пропорциональна произведению подачи на напор, то для этих двух крайних режимов работы насоса полезная работа будет равна нулю, а следовательно, и к. п. д. будет равен нулю.

Рабочие характеристики ЭЦН. Влияние различных факторов на работоспособность установки погружных центробежных электрических насосов.

При определенном соотношении Q и H , обусловленном минимальными внутренними потерями насоса, к. п. д. достигает максимального значения, равного примерно 0,5 - 0,6. Обычно насосы с малой подачей и малым диаметром рабочих колес, а также с большим числом ступеней имеют пониженный к. п. д. Подача и напор, соответствующие максимальному к. п. д., называются оптимальным режимом работы насоса. Зависимость $\eta(Q)$ около своего максимума уменьшается плавно, поэтому вполне допустима работа УЭЦН при режимах, отличающихся от оптимального в ту и другую сторону на некоторую величину. Пределы этих отклонений зависят от конкретной характеристики УЭЦН и должны соответствовать разумному снижению к. п. д. насоса (на 3 - 5%). Это обуславливает целую область возможных режимов работы УЭЦН, которая называется рекомендованной областью (см. штриховку).

Подбор насоса к скважинам по существу сводится к выбору такого типоразмера УЭЦН, чтобы он, будучи спущен в скважину, работал в условиях оптимального или рекомендованного режима при откачке заданного дебита скважины с данной глубины.

Выпускаемые в настоящее время насосы рассчитаны на номинальные расходы от 40 (ЭЦН5-40-950) до 500 м³/сут (ЭЦН6-500-750) и напоры от 450 м (ЭЦН6-500-450) до 1500 м (ЭЦН6-100-1500).

Напор, который может преодолеть насос, прямо пропорционален числу ступеней. Развиваемый одной ступенью при оптимальном режиме работы, он зависит, в частности, от размеров рабочего колеса, которые зависят в свою очередь от радиальных габаритов насоса. При внешнем диаметре корпуса насоса 92 мм средний напор, развиваемый одной ступенью (при работе на воде) равен 3,86 м при

Рабочие характеристики ЭЦН. Влияние различных факторов на работоспособность установки погружных центробежных электрических насосов.

Основные факторы осложняющие работу скважин оборудованных УЭЦН являются АСПО, отложения солей, наличие в продукции скважин механических примесей, кривизны ствола скважин, высокая вязкость продукции, образование стойких водонефтяных эмульсий, а в ряде случаев коррозионная активной среды.

Наиболее серьезные осложнения и отказы оборудования возникают в связи с отложением парафина, солей на забое скважин, в подъемных трубах, в наземном и подземном оборудовании.

Отложение парафина и солей на рабочих органах установки, на стенки подъемных труб, арматуры и трубопроводов уменьшают (а некоторых случаях полностью прекрывают) проходное сечение, создавая дополнительные сопротивление движению продукции, как следствие этого, дебит жидкости уменьшается вплоть до полного прекращения подачи установки. К тому же значительное снижение производительности может привести к перегреву ПЭД и преждевременному выходу его из строя. В результате отложения парафина и солей в ПЗ скважин происходит снижение проницаемости ПЗП и как следствие, падения дебита скважины.

Наличие в откачиваемой продукции механических примесей, кривизна ствола скважин обуславливают увеличение интенсивности износа рабочих органов и опор насоса, увеличение уровня вибраций погруженного агрегата, снижение срока службы УЭЦН, а в ряде случаев наряду с

Рабочие характеристики ЭЦН. Влияние различных факторов на работоспособность установки погружных центробежных электрических насосов.

Повышенная вязкость продукции, образование стойких, высоковязких водонефтяных эмульсий снижает производительность и КПД ЭЦН и наряду с ростом энергозатрат на подъем продукции из скважин может послужить причиной перегрева ПЭДа и преждевременному выходу из строя УЭЦН.

Для предотвращения и удаления АСПО могут применяться различные методы: промывка скважин растворителям (например дистиллятом, реагентом СНПХ-7870 производства ОАО «Нефтепромхим»); ввод в продукцию скважин ингибиторов парафино-отложений (диспергаторов); подогрев продукции скважин стационарными электронагревателями или периодический подогрев подъемного лифта спуском в него электронагревателя на каротажном кабеле, установка в составе подъемного лифта магнитных установок, периодическая механическая очистка НКТ специальным скребком с применением геофизического подъемника.

Перспективным средством защиты от отложений солей в ЭЦН является применение рабочих колес ЭЦН из угленапыленного полиамида, который имеет повышенную чистоту поверхности проточных каналов рабочего колеса, что повышает характеристики насоса.

Метод использования ингибиторов занимает особое место вследствие его высокой технологичности и эффективности в промышленных условиях. Механизм действия ингибиторов солеотложения, замедляющих процесс осадкообразования, заключается в том, что молекулы ингибиторов диффундируют через объем раствора адсорбируются на поверхности

Рабочие характеристики ЭЦН. Влияние различных факторов на работоспособность установки погружных центробежных электрических насосов.

Наличие свободного газа может привести к значительному снижению напора и КПД УЭЦН, риску возникновения срыва подачи и внутрисменных простоев, перегреву оборудования

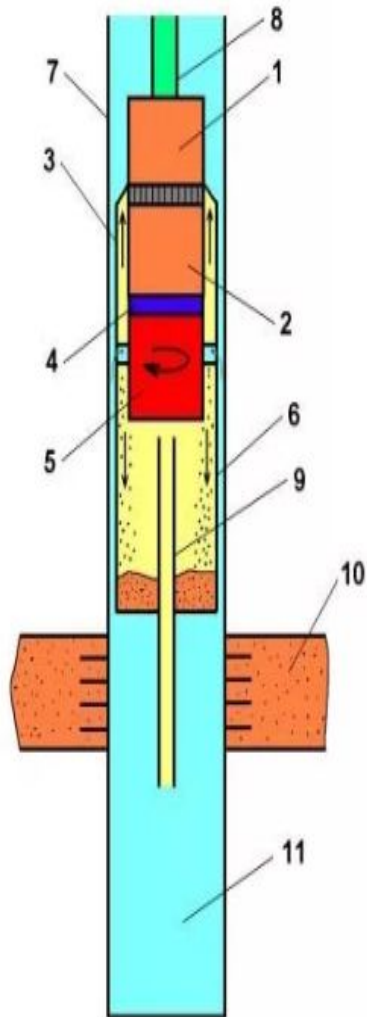
Глубина спуска электроцентробежного насоса в скважину определяется, как и для случая ШСН, по кривым изменения давления в стволе скважины. Основным критерием для выбора глубины погружения насоса является газосодержание на его приеме. В литературе приводятся различные значения допустимого содержания свободного газа у приема насоса: при газосодержании до 7 % напорная характеристика насоса не ухудшается; при газосодержании 7-20 % необходимо в расчет напора вносить поправку; при газосодержании более 30 % наблюдается срыв подачи насоса.

Отсутствие однозначных количественных ограничений на значение газонасыщенности у приема ЭЦН затрудняет выявление механизма влияния газа на работу насоса. На сегодняшний день ряд исследователей считают, что снижение напора при попадании свободного газа в насос связано с уменьшением плотности газожидкостной смеси. Причина вредного влияния газа на работу насоса - нарушение энергетического обмена между рабочим колесом и перекачиваемой смесью. Поэтому наиболее оптимальное значение свободного газосодержания на приеме ЭЦН - 30-40 %. Зная это, на кривой изменения давления по стволу скважины следует найти участок с таким значением газосодержания и с учетом кривизны скважины выбрать глубину спуска насоса.

Другим способом улучшения работы ЭЦН является применение сепараторов. На приеме насоса устанавливаются устройства, разделяющие жидкость и газ, и отводящие газ в затрубное пространство.

Рабочие характеристики ЭЦН. Влияние различных факторов на работоспособность установки погружных центробежных электрических насосов.

Центробежный пескосепаратор



1. ЭЦН
2. ПЭД
3. кожух
4. герметичная муфта
5. центробежный сепаратор мехпримесей
6. отстойник
7. скважина
8. НКТ
9. перепускная труба
10. пласт
11. зумпф

Устранение причин отказов насосов ЭЦН из-за попадания в его рабочие органы механических примесей возможно при применении специального измельчающего устройства, которое монтируется в приемной части насоса.

Одним из способов защиты от мех. примесей является установка на приеме насоса центробежных сепараторов.

Для защиты УЭЦН от коррозии применяют

18. Особенности эксплуатации ЭЦН в условиях высокого газосодержания продукции, при добыче асфальтосмолопарафиновых нефтей, высокой обводненности продукции

Появление газа в водонефтяной смеси (при высокой обводненности продукции скважины) также изменяет свойства последней и поведение рабочей характеристики насоса. Значение оптимального газосодержания дополнительно будет зависеть от свойств нефти и содержания воды в смеси

Газовый фактор имеет большое значение при выборе способа эксплуатации и проектировании оптимального режима работы системы пласт-скважина. Указанные факторы осложняют условия эксплуатации и требуют индивидуального подхода, если не к каждой скважине в отдельности, то к группе однотипных скважин на одном объекте разработки в целом.

Известны следующие методы борьбы с газом в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН:

- спуск насоса в зону, где давление на приеме обеспечивает оптимальную подачу насоса и устойчивую его работу;
- применение сепараторов различных конструкций;
- монтаж на приеме насоса диспергирующих устройств;
- принудительный сброс газа в затрубное пространство;
- применение комбинированных насосов. Для этого в ЭЦН первые 10—15 рабочих ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов) устанавливают на повышенную подачу газожидкостной смеси. В промысловых условиях это легко осуществить, используя рабочие

Особенности эксплуатации ЭЦН в условиях высокого газосодержания продукции, при добыче асфальтосмолопарафиновых нефтей, высокой обводненности

ПРОДУКЦИИ

Для месторождений с аномально высоким газовым фактором нефти, возможно применение УЭЦН фирмы "REDA" (США) специальных конструкций. Особенностью данных УЭЦН являются специфическая конструкция рабочих органов ПЭЦН и использование ротационных сепараторов на приеме насоса.

В скважинах с высоким газовым фактором ротационный сепаратор фирмы "REDA" удаляет из добываемой жидкости, по крайней мере, 90 % свободного газа. Удаляя этот газ в затрубное пространство, сепаратор исключает рециркуляцию, образование газовых пробок и кавитацию, благодаря чему обеспечивается постоянная нагрузка на двигатель и повышается срок непрерывной его работы.

Принцип действия центробежного сепаратора основан на использовании центробежной силы для удаления свободного газа. Газожидкостная смесь поступает через приемные отверстия к входному устройству винтового типа. Здесь давление смеси повышается, и она подается на центрифугу, которая отделяет газ от жидкости. Жидкость вытесняется из сепаратора и направляется к первой ступени насоса. Более легкий газ поднимается через разделитель потока и выходит в затрубное пространство.

Особенности эксплуатации ЭЦН в условиях высокого газосодержания продукции, при добыче асфальтосмолопарафиновых нефтей, высокой обводненности продукции

При высоком газосодержании

Глубина спуска электроцентробежного насоса в скважину определяется, как и для случая ШСН, по кривым изменения давления в стволе скважины. Основным критерием для выбора глубины погружения насоса является газосодержание на его приеме. В литературе приводятся различные значения допустимого содержания свободного газа у приема насоса: при газосодержании до 7 % напорная характеристика насоса не ухудшается; при газосодержании 7-20 % необходимо в расчет напора вносить поправку; при газосодержании более 30 % наблюдается срыв подачи насоса.

Отсутствие однозначных количественных ограничений на значение газонасыщенности у приема ЭЦН затрудняет выявление механизма влияния газа на работу насоса. На сегодняшний день ряд исследователей считают, что снижение напора при попадании свободного газа в насос связано с уменьшением плотности газожидкостной смеси. Причина вредного влияния газа на работу насоса - нарушение энергетического обмена между рабочим колесом и перекачиваемой смесью. Поэтому наиболее оптимальное значение свободного газосодержания на приеме ЭЦН - 30-40 %. Зная это, на кривой изменения давления по стволу скважины следует найти участок с таким значением газосодержания и с учетом кривизны скважины выбрать глубину спуска насоса.

Особенности эксплуатации ЭЦН в условиях высокого газосодержания продукции, при добыче асфальтосмолопарафиновых нефтей, высокой обводненности продукции



Газосепаратор

Газосепаратор необходим при добыче нефти из скважин с большим газосодержанием.

Газосепаратор устанавливается между входным модулем и насосной модуль – секцией.

Принцип действия сепаратора основан на использовании центробежной силы для удаления свободного газа в затрубное пространство. При этом исключаются образование газовых пробок и кавитация, благодаря чему обеспечивается постоянная нагрузка на двигатель и повышается срок непрерывной работы установки. При большом газовом факторе хорошо себя зарекомендовали газосепараторы, работающие в тамбуре. Газосепаратор может быть совмещен с приемной сеткой, что исключает необходимость во входном модуле насоса.

Особенности эксплуатации ЭЦН в условиях высокого газосодержания продукции, при добыче асфальтосмолопарафиновых нефтей, высокой обводненности

ПРОДУКЦИИ
Нефти многих нефтяных месторождений парафинистые. В таких нефтях содержание парафинов превышает 2%. В нормальных условиях парафины являются твердыми кристаллическими веществами, в пластах они чаще всего встречаются растворенными в нефти.

Асфальто-смолистые парафиноотложения (АСПО) - это компоненты нефти, представляющие смесь высокомолекулярных соединений, в состав которых входит: азот, сера, кислород и металлы. Отложения асфальто-смолистых парафиновых веществ (АСПВ) наблюдается на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) и зонах малой скорости потока у штуцеров, муфт и других местах гидравлического сопротивления потоку.

Основной причиной образования парафиноотложений является охлаждение газонефтяного потока до температур, меньших температуры насыщения нефти парафином вследствие разгазирования пластовой нефти и теплообмена.

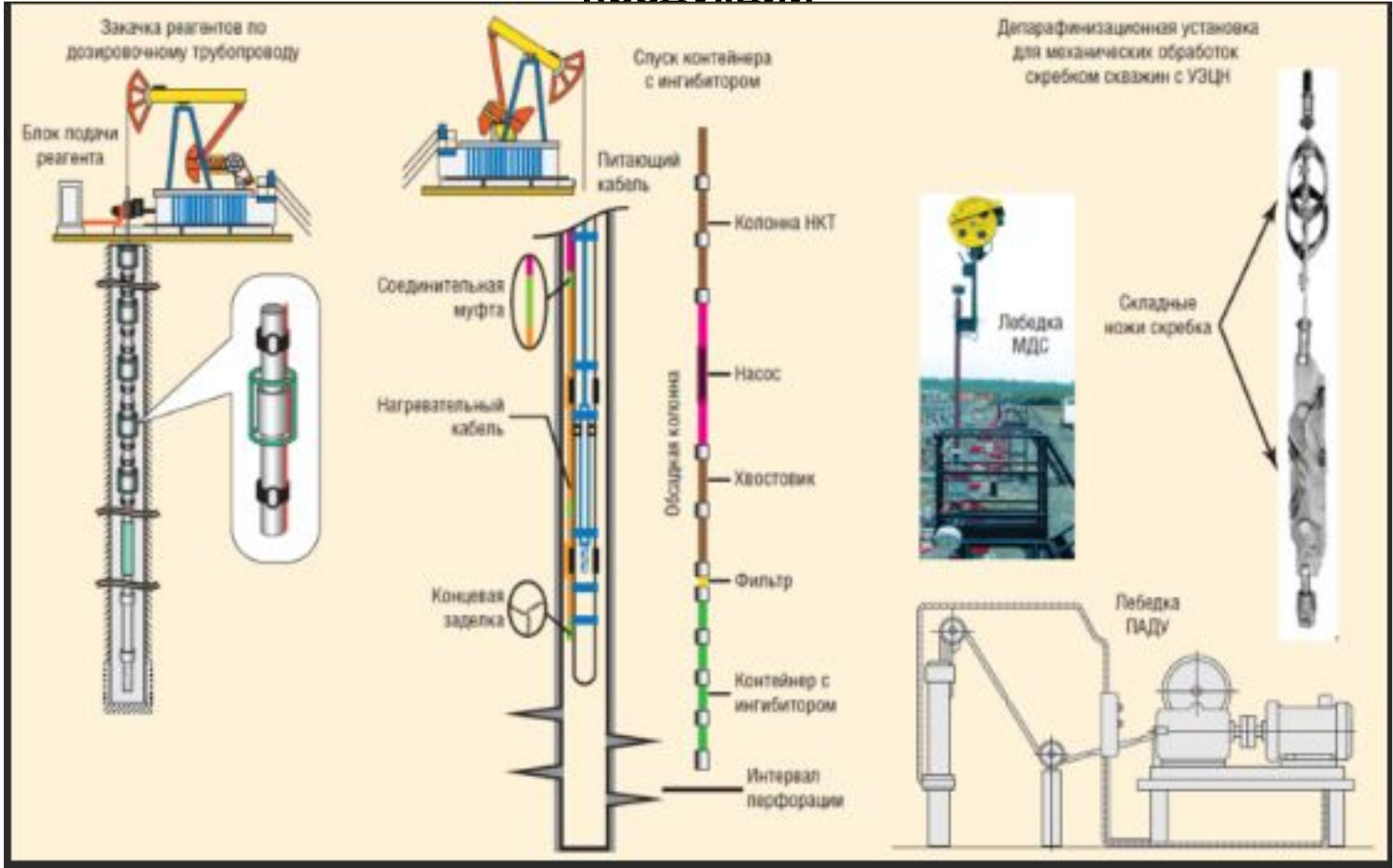
Интенсивность парафиноотложения зависит от следующих факторов:

- физико-химических свойств нефти;**
- наличия высокого газового фактора;**
- низкой продуктивности пластов;**
- темпов обводнения;**
- наличия слоёв многолетнемёрзлых пород;**
- термодинамических условий залегания пластов.**

Особенности эксплуатации ЭЦН в условиях высокого газосодержания продукции, при добыче асфальтосмолопарафиновых нефтей, высокой обводненности продукции



Особенности эксплуатации ЭЦН в условиях высокого газосодержания продукции, при добыче асфальтосмолопарафиновых нефтей, высокой обводненности продукции



Особенности эксплуатации ЭЦН в условиях высокого газосодержания продукции, при добыче асфальтосмолопарафиновых нефтей, высокой обводненности продукции

При использовании электропогружных насосов и добыче обводненной продукции происходит интенсивное перемешивание водонефтяного потока в рабочих колесах насоса, а также при турбулентном движении смеси в подъемных трубах. Это все приводит к образованию стойких эмульсий.

Теоретические и экспериментальные исследования, проведенные многими авторами как в лабораторных, так и в промысловых условиях в обводненных скважинах при откачке высокопарафиновых нефтей, позволили объяснить причину снижения подачи УЭЦН с увеличением вязкости откачиваемой водонефтяной эмульсии и образованием в ней твердой фазы.

Последние представлены флоккулами и агрегатами, состоящими из кристаллов парафина, асфальтосмолистых компонентов, воды, нефти, механических частиц. Эти агрегатные частицы соизмеримы с размерами каналов рабочих ступеней ЭЦН и, попадая в них, препятствуют движению эмульсии, вследствие чего увеличивается гидравлическое сопротивление и, следовательно, происходит потеря напора насоса.

Современные методы предупреждения процесса отложений парафина в скважинах, оборудованных УЭЦН, включают в себя химические, тепловые методы, а также использование технических средств и применение подъемных труб с защитными покрытиями.

19. Схема и принцип действия ШГН. Вставные и не вставные насосы. Станки-качалки. Штанговые насосные установки с цепным приводом.

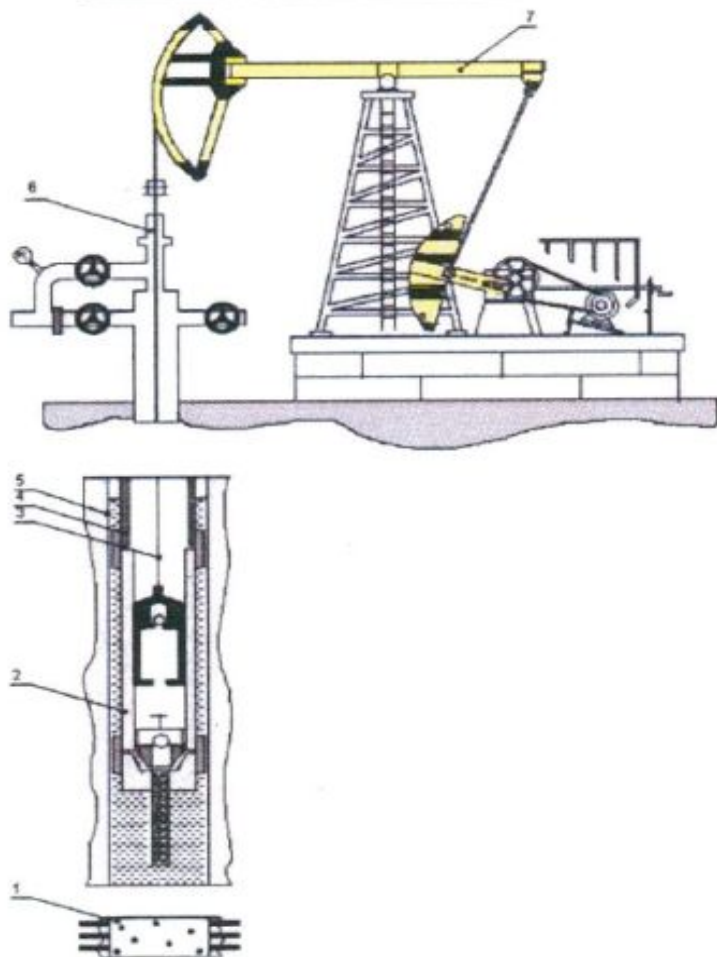
Наземное оборудование установки ШГН

Вращательное движение от электродвигателя передается редуктору, и далее с помощью шатуна и балансира преобразуется в вертикальное возвратно-поступательное движение штанг, подвешенных на головке балансира посредством канатной подвески



Схема и принцип действия ШГН. Вставные и не вставные насосы. Станки-качалки. Штанговые насосные установки с цепным приводом.

Конструкция установки ШГН



✓ Установка штангового глубинного насоса состоит из наземного и подземного оборудования:

Подземное оборудование:

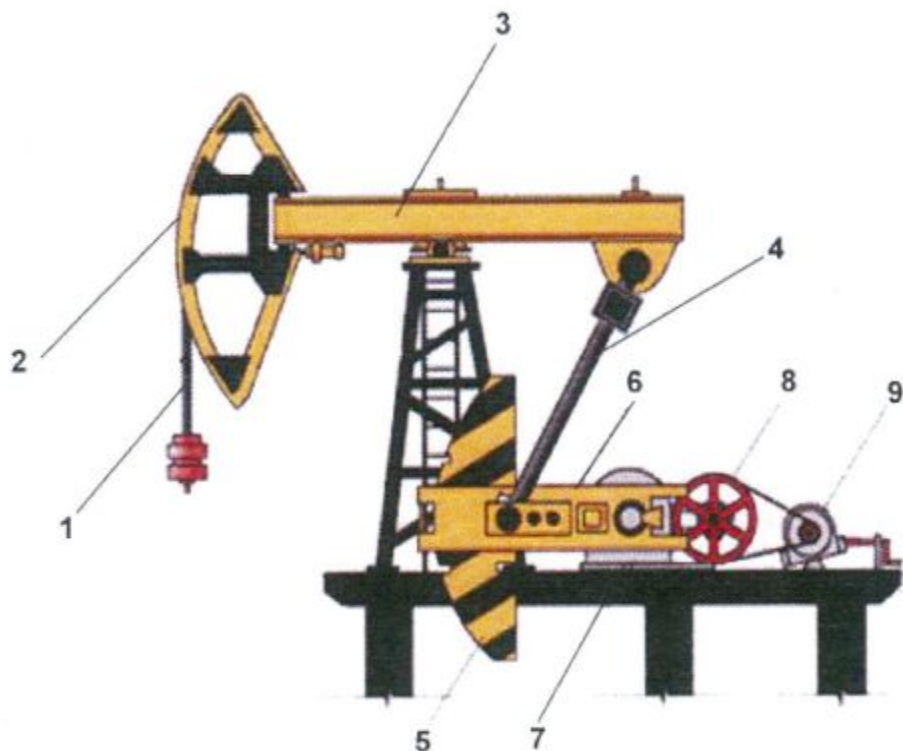
- 1 - перфорационные отверстия
- 2 - скважинный насос
- 3 - насосные штанги
- 4 - насосно-компрессорные трубы
- 5 - эксплуатационная колонна

Наземное оборудование:

- 6 – устьевая арматура
- 7 – станок-качалка

Схема и принцип действия ШГН. Вставные и не вставные насосы. Станки-качалки. Штанговые насосные установки с цепным приводом.

Станок - качалка



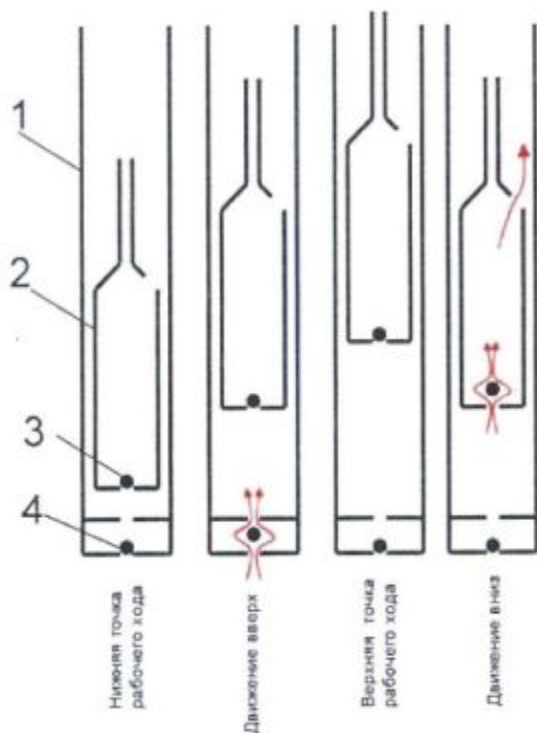
✓ Основные элементы станка-качалки:

- 1 - канатная подвеска
- 2 - откидная головка
- 3 - балансиры
- 4 - шатун
- 5 - противовес
- 6 - кривошип
- 7 - редуктор
- 8 - ременная передача
- 9 - электродвигатель

Станки-качалки – выпускается стандартный ряд типоразмеров станков на различные нагрузки и различные длины хода плунжера

Схема и принцип действия ШГН. Вставные и не вставные насосы. Станки-качалки. Штанговые насосные установки с цепным приводом.

Схема работы штангового насоса

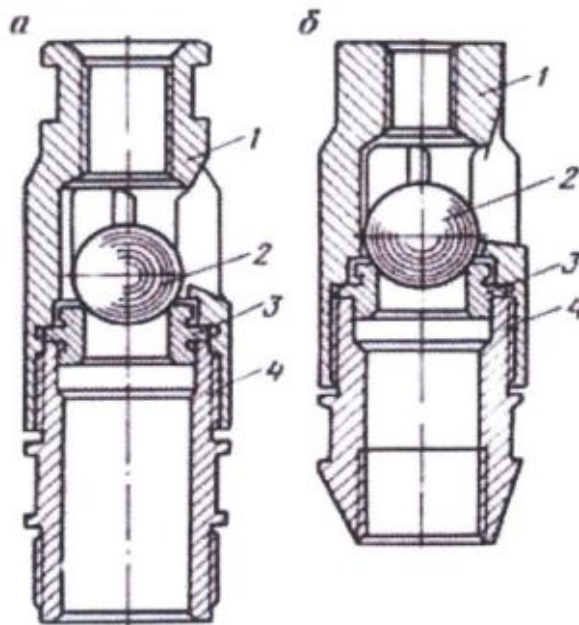


- Штанговый скважинный насос состоит из длинного (2 – 4 м) цилиндра. На нижнем конце цилиндра располагается всасывающий клапан. В цилиндре перемещается поршень-плунжер, выполненный в виде длинной (1 – 1,5 м) гладко обработанной трубы, имеющей нагнетательный клапан
- Плунжер подвешивается на штангах
- При движении плунжера вверх, жидкость через всасывающий клапан под воздействием давления на приеме насоса заполняет цилиндр насоса
- При движении плунжера вниз всасывающий клапан закрывается и открывается нагнетательный клапан. Жидкость перетекает в надплунжерное пространство. При очередном ходе вверх, нагнетательный клапан под давлением жидкости, находящейся над плунжером, закрывается. Плунжер поднимает жидкость на высоту, равную длине хода (0,6 – 6 м).

Схема и принцип действия ШГН. Вставные и не вставные насосы. Станки-качалки. Штанговые насосные установки с цепным приводом.

Клапанные узлы плунжерных насосов

а - нагнетательный клапан для насосов НГН-1 (43, 55 и 68 мм)



б - всасывающий клапан для насосов НГН-1 (43, 55 и 68 мм)

- 1 - клетка клапана;
- 2 - шарик;
- 3 - седло клапана;
- 4 - ниппель или ниппель-конус

Схема и принцип действия ШГН. Вставные и не вставные насосы. Станки-качалки. Штанговые насосные установки с цепным приводом.

Типы насосов

Невставные (трубные) – цилиндр спускается в скважину на НКТ, а плунжер спускается на штангах

Вставные – цилиндр и плунжер спускают на штангах

а - невставной насос с штоком НГН-1;

б - невставной насос с ловителем НГН-2

в - вставной насос типа НГВ-1

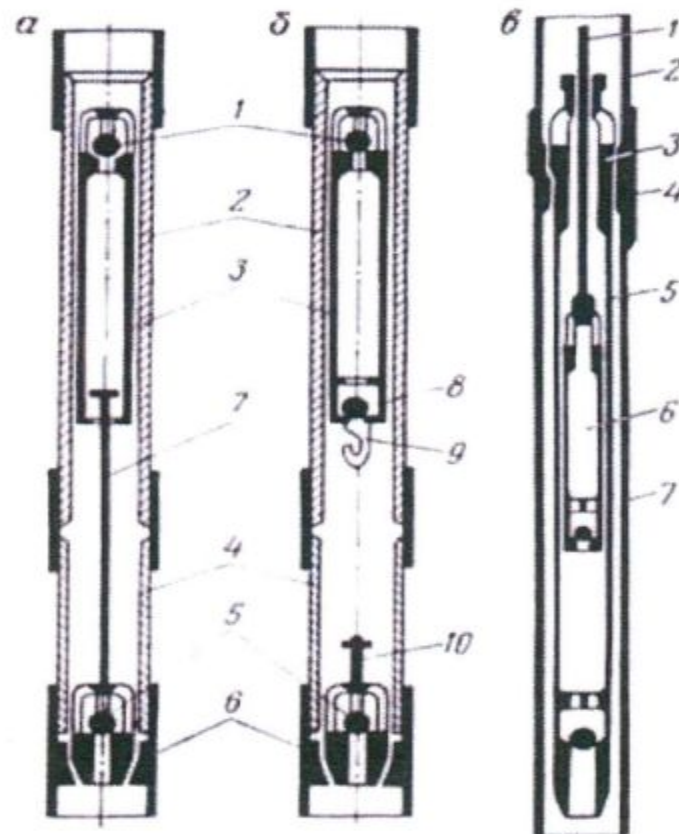


Схема и принцип действия ШГН. Вставные и не вставные насосы. Станки-качалки. Штанговые насосные установки с цепным приводом.

Конструкция штанг

Штанги – стальные стержни круглого сечения длиной от 6 до 9 м, диаметром 16, 19 и 22 мм

На концах имеются утолщения, участок квадратного сечения и резьба
Соединяются между собой муфтами

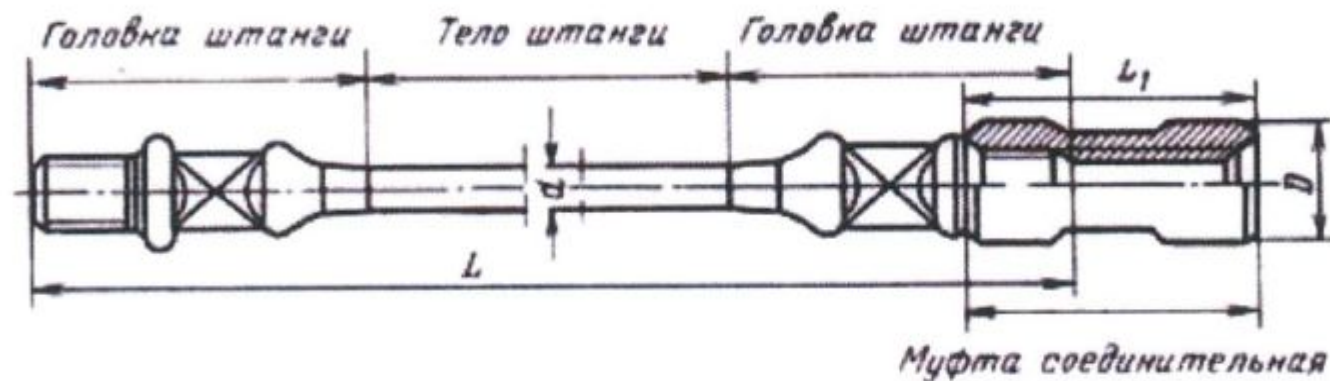
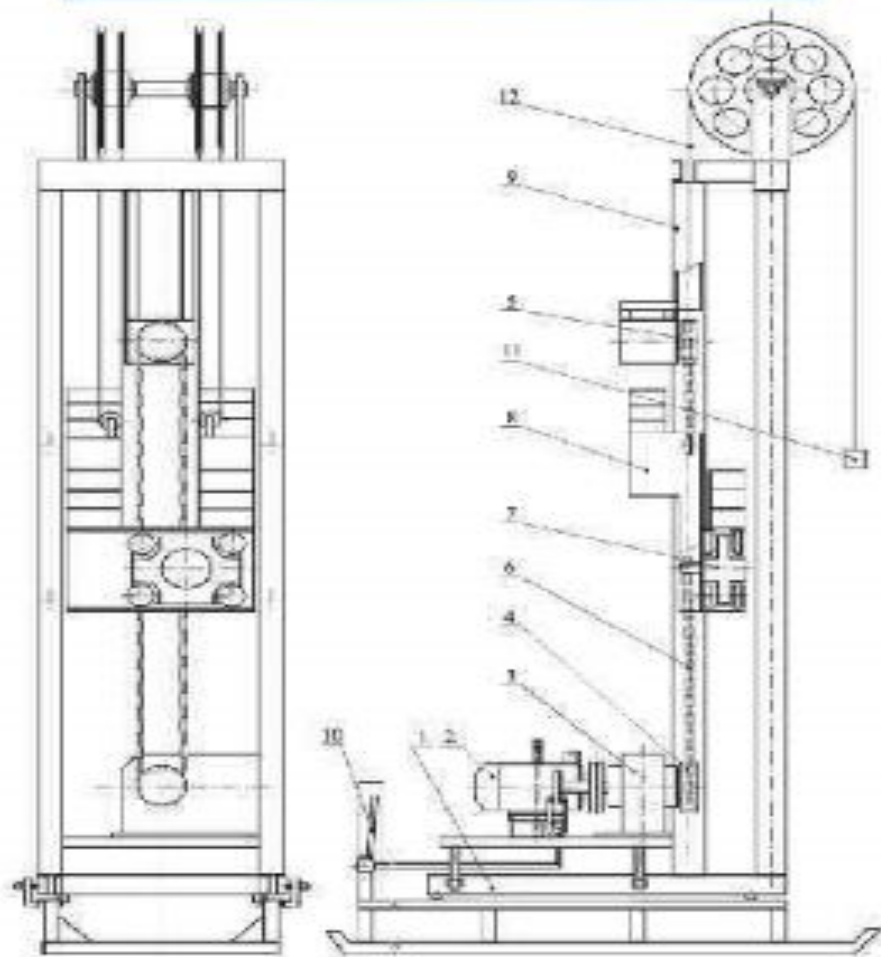


Схема и принцип действия ШГН. Вставные и не вставные насосы. Станки-качалки. Штанговые насосные установки с цепным приводом.

Схема цепного привода ШГН



ЦП 60-18-3-0,5/2,5

- 1 — рама,
- 2 — электродвигатель,
- 3 — редуктор,
- 4,5 — звездочки,
- 6 — цепь,
- 7 — каретка,
- 8 — уравновешивающий груз,
- 9 — корпус,
- 10 — тормоз,
- 11 — подвеска,
- 12 — канат

Схема и принцип действия ШГН. Вставные и не вставные насосы. Станки-качалки. Штанговые насосные установки с цепным приводом.

- 1 — электродвигатель
- 2 — клиноременная передача
- 3 — редуктор
- 4 — цепная передача
- 5 — преобразующий редуцирующий механизм
- 6 — уравнивающие грузы
- 7 — канаты
- 8 — подвеска штока
- 9 — рама
- 10 — фундамент

$T = 5 \text{ т}$
 $S = 2 \text{ м}$
 $n = 0,6 - 3 \text{ мин}^{-1}$
 $Q = 5,5 \text{ т}$

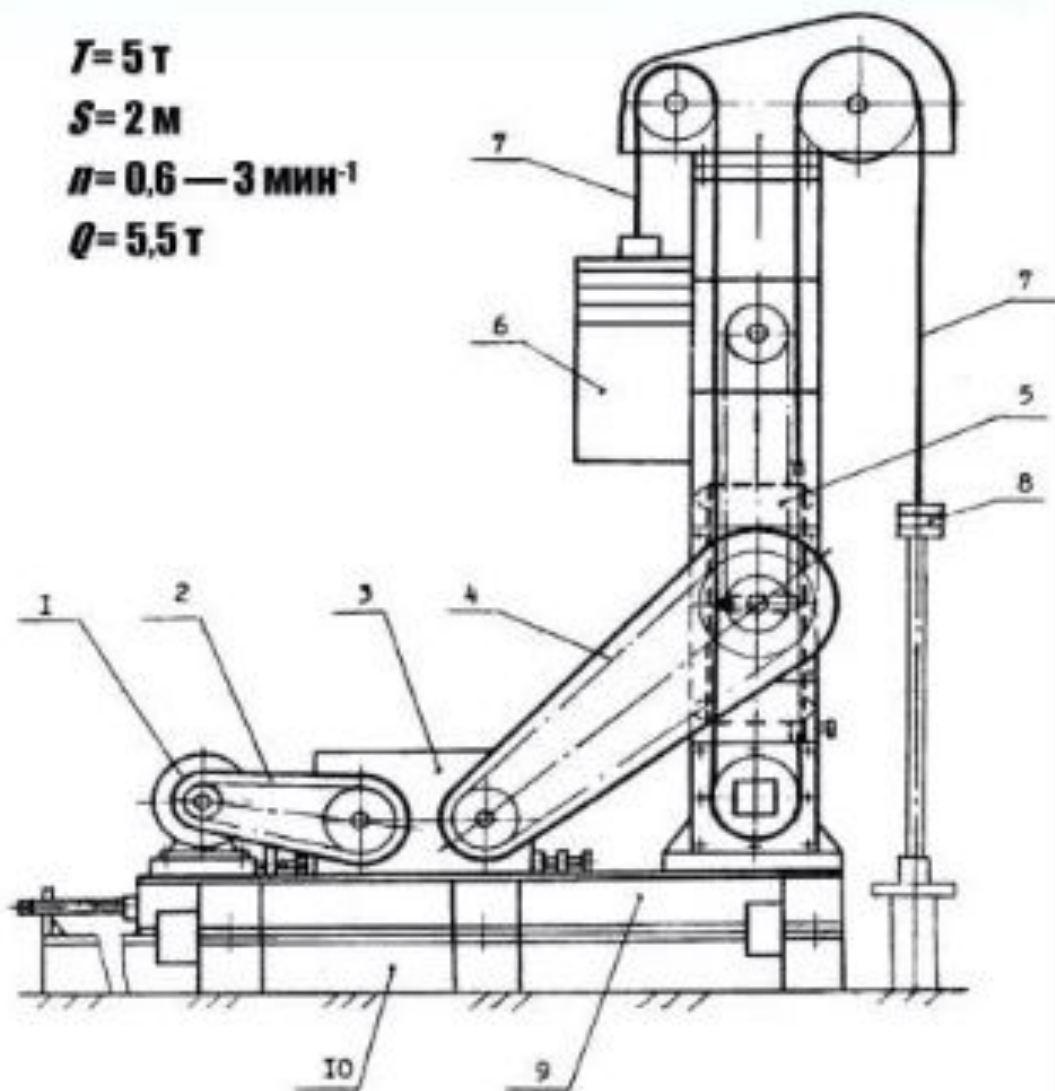


Схема и принцип действия ШГН. Вставные и не вставные насосы. Станки-качалки. Штанговые насосные установки с цепным приводом.

Внедрение цепного привода в процесс добычи нефти начато в 2003 году. Тогда это было сделано лишь в экспериментальных целях. На практике цепной привод показал очень хорошие результаты и одним из этих результатов было снижение энергозатрат на подъём продукции из пласта. В среднем это снижение составляло 10-50%. Вот наглядные данные по преимуществу:

Наименование параметров	Величины параметров	
	ОПНШ-30 скв. 26529	ПЦ-60-18- 3-0,5/2,5, скв. 38190
Дебит, $\text{м}^3/\text{сут}$	7,5	9,1
Мощность электродвигателя, кВт	5,5	2,2
Суточное потребление электроэнергии, кВт·ч	27,4	22,2
Удельные энергозатраты на подъём продукции, $\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3\cdot\text{км}$	24,6	14,6
Сокращение удельных энергозатрат, %	0	41

Установлено, что на многих скважинах, эксплуатируемых цепными приводами, возможно снижение мощности электродвигателя с 5,5 до 3 и 2 кВт.

Для цепных приводов характерны следующие особенности:

- движение полированного штока происходит с постоянной скоростью;
- большая длина хода (до 10 м);
- низкая скорость качаний (до 2 качаний в минуту).

20. Производительность и коэффициент подачи ШГН, факторы снижающие подачу ШГН

Подача установки ШГН

За полный (двойной) ход плунжера подача насоса:

$$q = F S_{пл}$$

Где F – площадь сечения плунжера, а $S_{пл}$ – длина хода плунжера

Если плунжер делает n ходов в минуту, то суточная подача ШГН:

$$Q = 1440 \cdot F \cdot S_{пл} \cdot n \quad (\text{теоретическая подача})$$

Факторы, влияющие на коэффициент подачи:

$$\eta = \frac{Q}{Q_{теор}} = (0,6 - 0,65)$$

- присутствие свободного газа в откачиваемой смеси
- уменьшение длины хода плунжера по сравнению с длиной хода балансира за счет упругих деформаций штанг и труб
- утечки между цилиндром и плунжером, а также в клапанных узлах
- уменьшение объема смеси в результате ее дегазации и охлаждения в процессе подъема на поверхность

Производительность и коэффициент подачи ШГН, факторы снижающие подачу ШГН

Нагрузки на штанги и ход плунжера

Максимальная нагрузка в точке подвеса в начале хода вверх:

$$P_{\max} = \downarrow P_{шт} + \downarrow P_{ж} + \downarrow P_i + \downarrow P_{тр}$$

Где:

$P_{шт}$ – вес штанг

$P_{ж}$ – вес столба жидкости

P_i – инерциальные силы

$P_{тр}$ – силы трения

Минимальная нагрузка в точке подвеса в начале хода вниз:

$$P_{\min} = \downarrow P_{шт} - \downarrow P_i - \downarrow P_{тр}$$

Фактическая длина хода плунжера:

$$S_{пл} = S - \lambda_{шт} - \lambda_{тр} + \lambda_i$$

Где:

S – длина хода точки подвеса;

$\lambda_{шт}, \lambda_{тр}$ – деформация штанг, труб;

λ_i – увеличение хода плунжера за счет инерционных сил

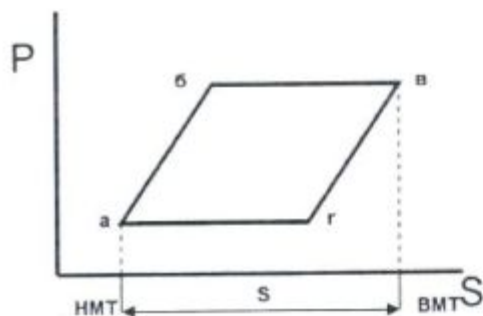
Производительность и коэффициент подачи ШГН, факторы снижающие подачу ШГН

№ п/п	Факторы, влияющие на коэффициент наполнения насоса	№ п/п	Факторы, влияющие на коэффициент подачи насоса
1*	Предвходной фильтр (газосепаратор, песочный якорь, фильтр)	1	Усадка нефти
2	Размер седла всасывающего клапана	2	Утечки жидкости через уплотнения плунжера внутри цилиндра
3	Утечки жидкости через уплотнения плунжера внутри цилиндра	3	Утечки жидкости через нагнетательный клапан
4	Утечки жидкости через всасывающий и нагнетательный клапаны	4*	Уменьшение подачи при ходе вверх за счет выхода полированного штока из НКТ
5	Вязкость нефти	5*	Уменьшение подачи из-за отсутствия обратных клапанов при высоких устьевых давлениях
6	Газосодержание нефти	6*	Выделение газа из нефти в НКТ
7	Диаметр и длина канала в плунжере и его обработка		
8	Недоход плунжера до нижней мертвой точки		

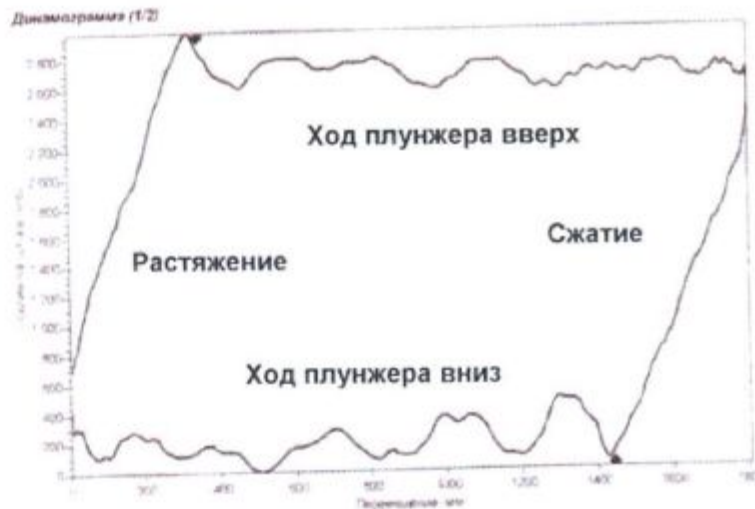
21. Динамометрирование скважин. Оптимизация работы ШГН.

Контроль за работой установок штанговых глубинных насосов

- ✓ Динамограмма – записывается с помощью специального прибора (динамографа) без подъема насоса на поверхность



Теоретическая динамограмма



Реальная динамограмма

Динамометрирование скважин. Оптимизация работы ШГН.

Диагностика неисправностей штанговых глубинных насосов

- ✓ По виду динамограммы осуществляется оперативный контроль за работой установки и определяется вид ремонта в случае необходимости



Динамометрирование скважин. Оптимизация работы ШГН.

Достоинства и недостатки установок штанговых глубинных насосов



Достоинства ШГН

- ✓ Достаточно высокий общий коэффициент полезного действия
- ✓ Дешевизна и простота оборудования при малых (до 50 м³/сут) подачах насоса



Недостатки ШГН

- ✓ Ограниченная мощность станка-качалки
- ✓ Высокая стоимость и большая масса установки при расходах более 50 м³/сут
- ✓ Высокая аварийность при эксплуатации наклонных скважин

Динамометрирование скважин. Оптимизация работы ШГН.

Наиболее общая задача подбора оборудования ШГН и установления режима его работы формулируется следующим образом: выбрать компоновку основного оборудования и режим его работы для конкретной скважины или группы скважин таким образом, чтобы обеспечивался заданный отбор жидкости при оптимальных технологических и технико-экономических показателях эксплуатации.

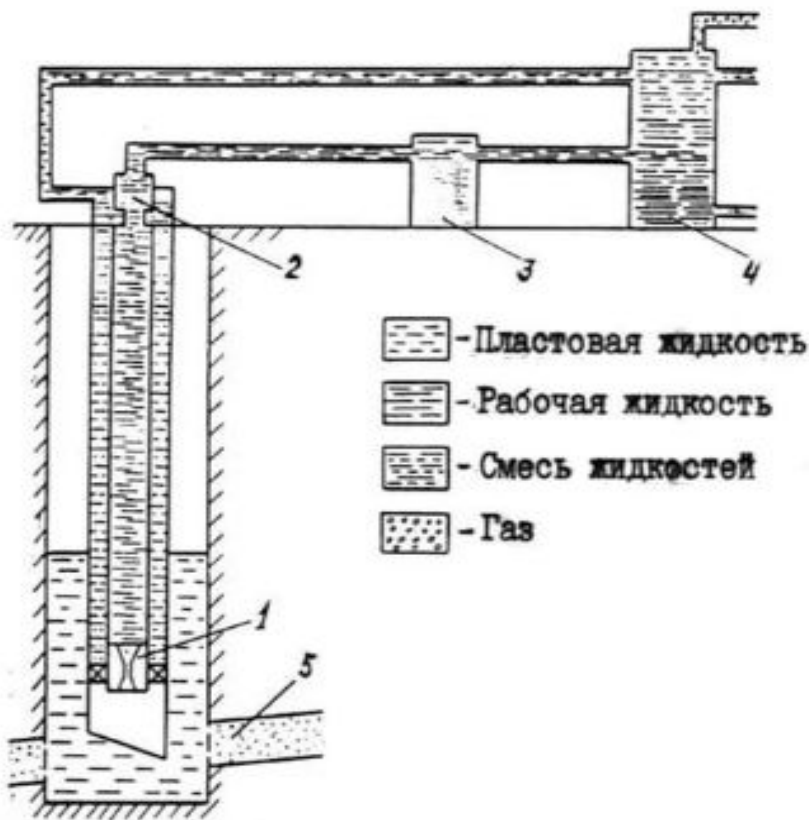
При оптимизации работы эксплуатируемых установок могут возникать более узкие задачи, связанные с подбором только некоторых узлов установки и ее режимных параметров.

В качестве критерия оптимальности при сопоставлении возможных вариантов компоновки оборудования может быть использован минимум условных приведенных затрат на подъем нефти из скважины в части, зависящей от типоразмера и режима работы ШГН.

При проектировании эксплуатации скважины штанговым насосом выбирают типоразмеры станка-качалки и электродвигателя, тип и диаметр скважинного насоса, конструкцию колонны подъемных труб и рассчитывают следующие параметры: глубину спуска насоса, режим откачки, т.е. длину хода и число качаний, конструкцию штанговой колонны.

22. Установки струйных насосов. Область возможного применения. Схема и принцип действия струйного насоса

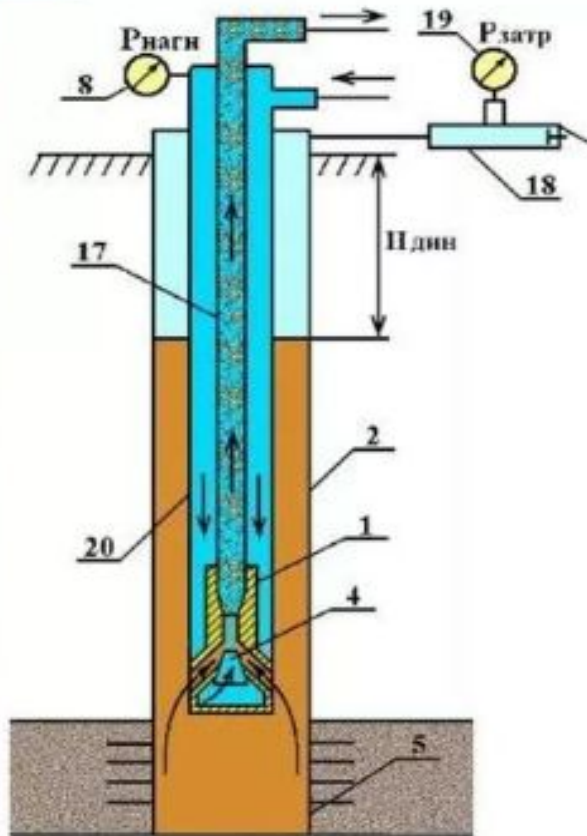
СТРУЙНЫЕ НАСОСЫ



СТРУЙНО-НАСОСНАЯ УСТАНОВКА представляет собой насосную систему механизированной добычи нефти, состоящую из устьевого наземного и погружного оборудования. Наземное оборудование включает сепаратор, силовой насос, устьевую арматуру, КИП; погружное оборудование — струйный насос с посадочным узлом. Насос может откачивать высоковязкие жидкости и эксплуатироваться в сложнейших условиях (высокие температуры пластовой жидкости, содержание значительного количества свободного газа и песка в продукции и т.д.).

1 — струйный насос; 2 — ловитель;
3 — силовой насос; 4 — сепаратор;
5 — продуктивный пласт

Установки струйных насосов. Область возможного применения. Схема и принцип действия струйного насоса



- 1 – струйный насос
- 2 – эксплуат. колонна
- 3 – поверхностный насос
- 4 – сопло струйного насоса
- 5 – пласт
- 8 – манометр
- 20 – внешний ряд НКТ
- 18 – уровнемер
- 19 – манометр
- 17 – колонна НКТ

Рис. 2.

Технологическая схема при эксплуатации скважины струйным насосом с помощью двух рядов труб НКТ

Установки струйных насосов. Область возможного применения. Схема и принцип действия струйного насоса

Установки струйных насосов обладают рядом существенных преимуществ по сравнению с другими способами эксплуатации:

- простота и компактность скважинного оборудования;
- отсутствие движущихся частей, кабеля и насосных штанг;
- высокая надежность скважинного оборудования, большой межремонтный период работы;
- простота регулирования отбора продукции скважины;
- замена насоса без подземного ремонта; подача в скважину необходимых реагентов и тепловой энергии с рабочей жидкостью;
- доступ на забой без подъема скважинного оборудования;
- создание требуемых депрессий на пласт;
- проведение гидродинамических исследований в скважине и оптимизация отбора жидкости;
- добыча нефти из малодебитных скважин - менее 10 м³/сут;
- минимальные затраты на подъем жидкости при дебитах до 150 м³/сут;
- эксплуатация скважин в осложненных условиях (высокая температура, высокий газовый фактор, высокое давление насыщения нефти газом, большая вязкость откачиваемой продукции, большая глубина, соле- и парафиноотложения, высокое содержание песка, низкая проницаемость коллектора, нестабильный приток жидкости из пласта, большая кривизна скважины вплоть до горизонтали).

Установки струйных насосов. Область возможного применения. Схема и принцип действия струйного насоса

Принцип работы всех УСН заключается в следующем. Рабочая жидкость под высоким давлением подается в сопло и истекает с высокой скоростью (до 300 м/с). При этом создается область разрежения и добываемая жидкость через горловину всасывается в диффузор. Диаметр диффузора в несколько раз (4-6) больше диаметра сопла, и поэтому скорость жидкости быстро падает. Происходит обратный процесс перехода кинетической энергии жидкости в потенциальную энергию ее подъема на поверхность.

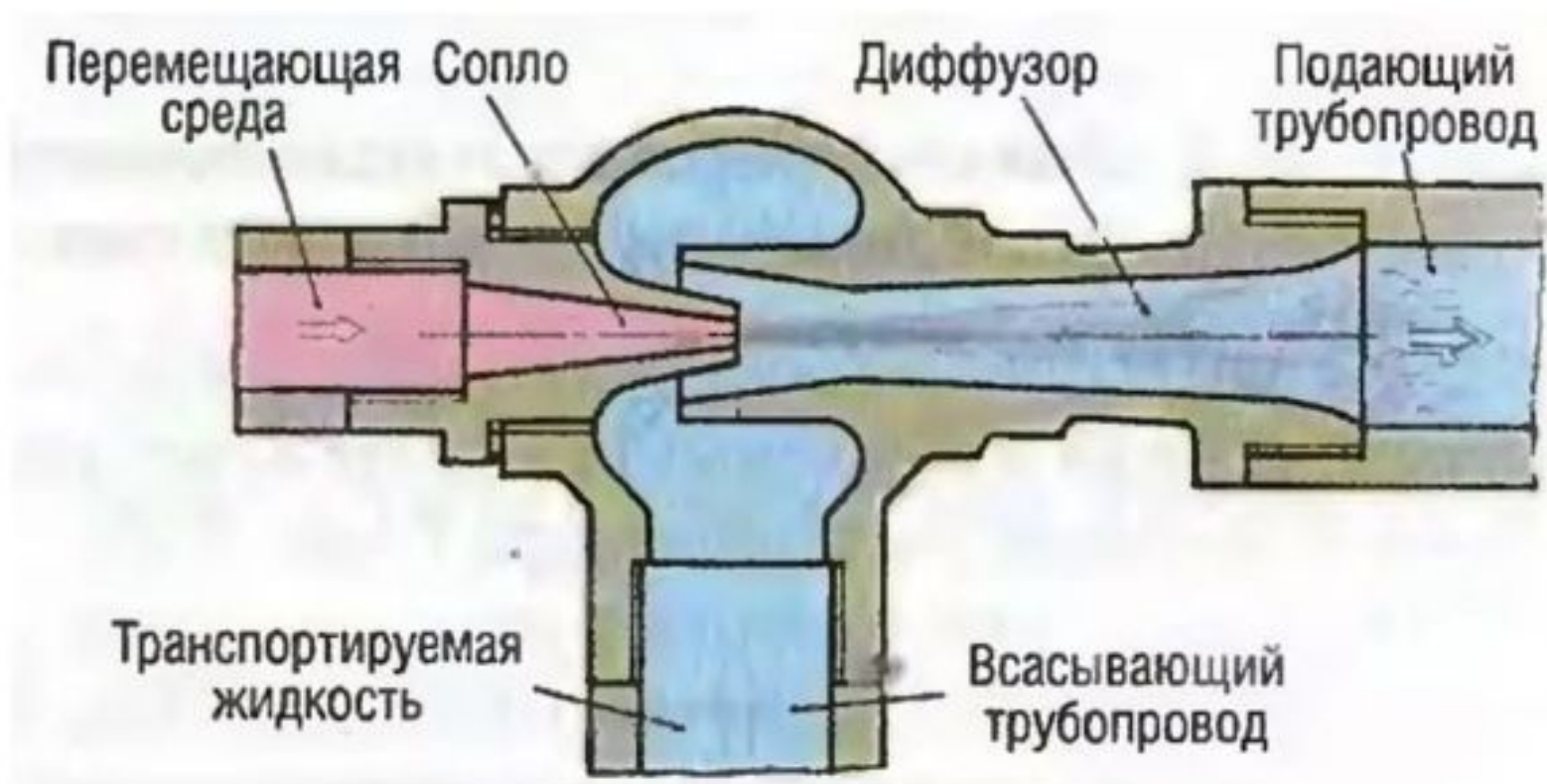
Давление зависит от плотности и вязкости жидкостей и от присутствия газа, расчет работы насоса сложен и требует численного решения.

Разработка конструкций струйных насосов идет по пути размещения силовых агрегатов в скважине (погружные агрегаты) и на поверхности. Применение погружных агрегатов ведет к уменьшению габаритов установки, снижению ее металлоемкости, повышению КПД. Однако помещение агрегата на устье создает лучшие условия для контроля и регулирования, а также для использования давления столба жидкости в скважине в качестве части рабочего давления. Этим и объясняется тот факт, что преимущественное распространение получили установки с наземными силовыми агрегатами.

Струйно-насосная установка представляет собой насосную систему механизированной добычи нефти, состоящую из устьевого наземного и погружного оборудования. Наземное оборудование включает сепаратор, силовой насос, устьевую арматуру, КИП; погружное оборудование -

Установки струйных насосов. Область возможного применения. Схема и принцип действия струйного насоса

Струйный насос



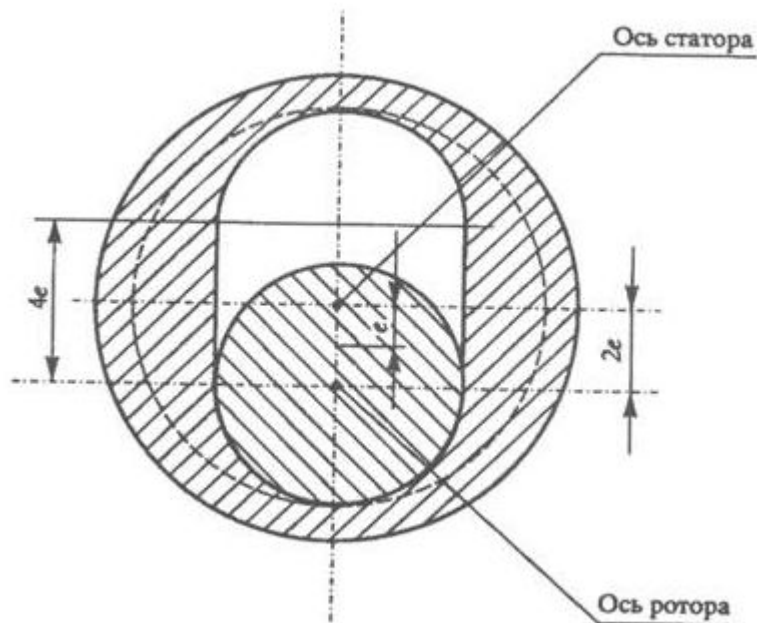
Установки струйных насосов. Область возможного применения. Схема и принцип действия струйного насоса

Струйный насос имеет рабочие характеристики, подобные характеристикам электропогружного насоса. При заданном размере сопла различным размерам горловины соответствуют различные характеристики. Обычно характеристические кривые довольно пологие, особенно при большом диаметре горловины, что говорит о высокой зависимости между подачей струйного насоса и давлением на приеме или выкиде.

Размер кольцевого отверстия у входа в горловину определяет площадь поперечного сечения сопла и горловины. Чем этот размер меньше, тем выше скорость добываемой жидкости, проходящей через сечение. Известно, что давление в жидкости обратно пропорционально квадрату скорости ее движения и при больших скоростях оно достигает давления насыщенного пара. В жидкости начинают образовываться пузырьки пара. Основной недостаток струйных установок – это низкий КПД (25 – 30%) и необходимость подачи к соплу больших объемов рабочей жидкости при высоких давлениях. Кроме того, струйные насосы можно применять только в том случае, если допустимо смешение перекачиваемой жидкости с рабочей.

Отрицательные стороны при применении струйных насосов, это высокая цена оборудования (в 2,2 раза дороже, чем ШГН, и в 1,5, чем ЭЦН, при прочих равных условиях); необходимость привлечения для

23. Добыча нефти винтовыми погружными насосами. Принцип действия насоса



Винтовой насос состоит из ротора в виде простой спирали (винта) с шагом l_p и статора в виде двойной спирали с шагом l_c , в два раза превышающим шаг ротора, т.е. $l_c = 2l_p$

Основными параметрами винтового насоса являются диаметр ротора D длина шага статора l_c и эксцентриситет e . Полости, сформированные между ротором и статором, разделены. При вращении ротора эти полости перемещаются как по радиусу, так и по оси. Перемещение полостей приводит к проталкиванию жидкости снизу вверх, поэтому иногда этот насос называют насосом с перемещающейся полостью.

Ротор представляет собой однозаходный винт с плавной нарезкой и изготавливается из высокопрочной стали с хромированным или иным покрытием против истирания. Статор представляет собой двухзаходную винтовую поверхность с шагом в два раза большим, чем шаг винта ротора, изготавливается из резины или пластического материала и устанавливается в корпусе насоса.

Поперечное сечение
статора и
Ротора винтового насоса

23. Добыча нефти винтовыми погружными насосами. Принцип действия насоса

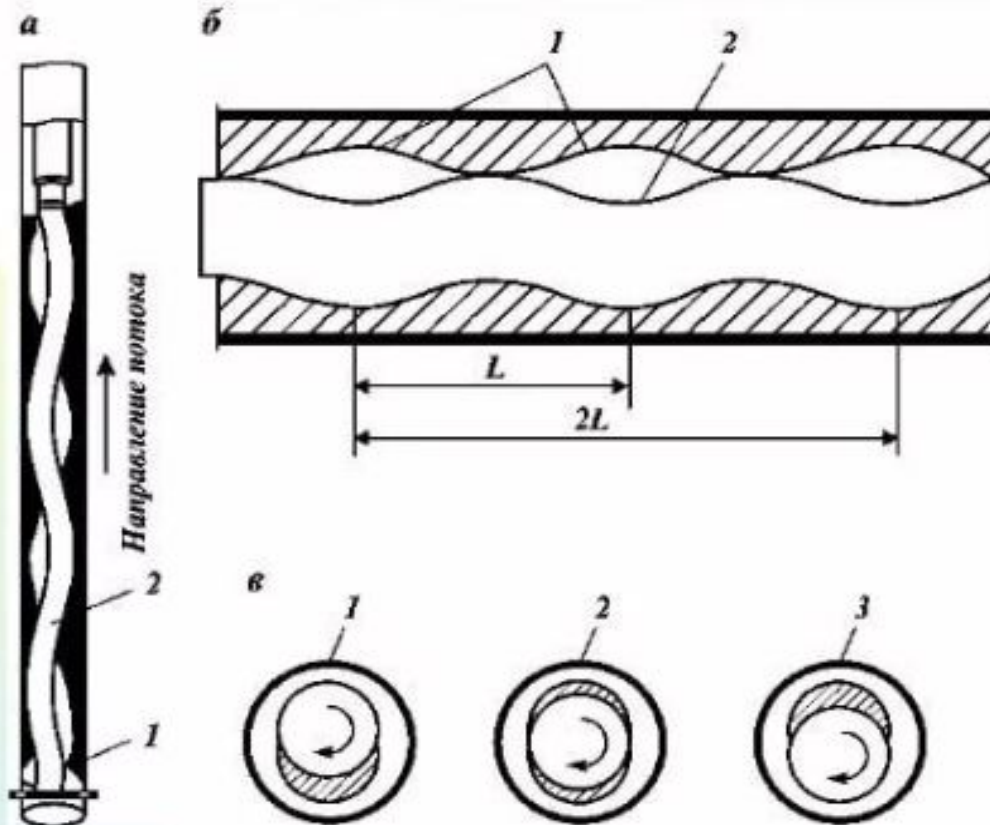


Рис. 4.3. Схема работы винтового насоса:

а - общий вид насоса: 1 - статор, 2 - ротор; б - статическое положение ротора в статоре: 1 - поверхность статора $2L$, 2 - поверхность ротора при длине L ; в - положение ротора в статоре в динамике: 1 - в начале вращения, 2 - после поворота на угол 90° , 3 - после поворота на угол 180°

Добыча нефти винтовыми погружными насосами.

Принцип действия насоса

К материалу для статора предъявляются достаточно жесткие требования. В любом поперечном сечении статора лежит круг, а центры этих кругов лежат на винтовой линии, ось которой является осью вращения ротора. В любом поперечном сечении ротора круговое сечение смещено от оси вращения на расстояние « e », называемое эксцентриситетом.

Поперечные сечения внутренней полости статора вдоль оси одинаковы, но повернуты относительно друг друга; через расстояние, равное шагу статора $/_c$, эти сечения совпадают. Сечение внутренней полости статора представляет собой две полуокружности с радиусом, равным радиусу сечения ротора, центры которых (полуокружностей) раздвинуты на расстояние $4e$. При вращении ротора он вращается вокруг собственной оси; одновременно сама ось ротора совершает вращательное движение по окружности диаметром $2e$.

Спиральный гребень ротора по всей его длине находится в непрерывном контакте со статором; при этом между ротором и статором образуется полость, площадь сечения которой равна произведению диаметра ротора D на расстояние $4e$, а осевая длина этой полости равна шагу статора $/_c$. Эта полость заполнена откачиваемой продукцией скважины, и при повороте ротора на один оборот продукция перемещается вдоль его оси на расстояние $/_c$.

Добыча нефти винтовыми погружными насосами.

Принцип действия насоса

Главным конструктивным недостатком одновинтового погружного насоса является возникновение осевой силы за счет перепада давлений на выкиде и приеме, действующей на ротор.

На нефтяных промыслах применяется винтовой насос, состоящий из двух роторов, нагнетающих жидкость навстречу друг другу и имеющих отдельные приемы и общий выкид. Роторы соединены между собой и с погружным электродвигателем валом с эксцентриковыми муфтами; роторы вращаются в одном направлении, но один из них имеет правое направление спирали, а другой — левое. При этом верхний ротор подает жидкость сверху вниз, а нижний — снизу вверх. Такая схема уравнивает осевую нагрузку, действующую на роторы. Эксцентриковые муфты позволяют роторам вращаться не только вокруг своей оси, но и по окружности диаметром T_e . Эксцентриковые муфты работают в откачиваемой жидкости.

Для привода винтовых насосов применяют погружной электрический двигатель — ПЭД. В комплект установки входит автотрансформатор, станция управления со всеми системами автоматики и защиты, устьевая арматура, электрический кабель и погружной агрегат с протектором. Как правило, ПЭД четырехполюсный, маслозаполненный, с гидрозащитой.

Частота вращения вала двигателя примерно 1400 об/мин, поэтому в шифре погружных винтовых установок имеется буква «Т», что означает тихоходный. Снижение частоты вращения вала электродвигателя диктуется принципом действия насоса, у которого с увеличением частоты вращения

Добыча нефти винтовыми погружными насосами. Принцип действия насоса



Добыча нефти винтовыми погружными насосами. Принцип действия насоса



Добыча нефти винтовыми погружными насосами.

Принцип действия насоса

В погружных винтовых насосах одним из ответственных элементов является поршеньково-золотниковый клапан и выполняет следующие функции:

- при спуске погружного агрегата в скважину сообщает затрубное пространство с колонной НКТ (переток жидкости из затрубного пространства в колонну НКТ через насос невозможен);**
- при подъеме погружного агрегата из скважины сообщает полость НКТ с затрубным пространством с возможностью слива жидкости из НКТ;**
- при откачке жидкости с большим содержанием свободного газа или при недостаточном притоке из пласта сбрасывает часть продукции с выкида в затрубное пространство; при нормальной подаче сброс жидкости прекращается;**
- при непредвиденном повышении давления на выкиде насоса, например, за счет закрытия задвижки на устье, клапан срабатывает и сбрасывает жидкость в затрубное пространство (винтовой насос является объемным насосом, поэтому не может работать в режиме закрытой задвижки на нагнетательной линии);**
- исключает работу насоса в режиме сухого трения ротора в статоре, предотвращая поломку насоса;**
- предотвращает снижение динамического уровня до приемной сетки верхнего насоса, сбрасывая часть жидкости с выкида в затрубное пространство; при этом подача установки снижается, срабатывает защита в**

Добыча нефти винтовыми погружными насосами.

Принцип действия насоса

Шламочная труба предназначена для улавливания твердых частиц, которые могут появляться в колонне НКТ (окалина, стеклянная крошка или кусочки эмали при использовании остеклованных или эмалированных труб), и предотвращения их попадания в насос. В противном случае эти частицы попадают в зазор между ротором и статором, приводя к повреждению статора.

Погружные винтовые насосы предназначены для откачки из скважин жидкостей высокой вязкости. Кроме того, эти насосы, являясь объемными, менее чувствительны к наличию в откачиваемой жидкости свободного газа, чем центробежные насосы, допуская более высокое газосодержание на входе в насос. Отсутствие в винтовых насосах клапанных узлов, малая длина самих насосов и их роторов позволяют им работать в практически горизонтальных скважинах. Винтовые насосы приспособлены к перекачке пластовой жидкости с повышенным содержанием механических примесей (до 400 мг/л).

Наиболее слабым элементом погружного винтового насоса является статор, т.к. при откачке продукции с механическими примесями происходит повреждение поверхности статора; кроме того, статор повреждается при недостаточной его смазке. Наличие резиновой обоймы накладывает температурные ограничения на область применения винтовых насосов, температура откачиваемой жидкости должна быть ниже 90 °С. Кроме того, установка имеет недостаточную гибкость по изменению про-

Добыча нефти винтовыми погружными насосами.

Принцип действия насоса

Машиностроительная промышленность выпускает винтовые насосы на подачу от 40 до 240 м³/сут, которые показали в определенных эксплуатационных условиях очень хорошие результаты. Эти насосные установки рекомендуются для эксплуатации скважин со следующими условиями:

- вязкость нефти до 20 Пас;
- повышенное содержание свободного газа;
- большие отклонения скважины от вертикали (до 70°). КПД винтовых насосов достигает 80%.

Производимые в России винтовые насосы имеют следующий шифр, например, ЭВНТ5А-100-1000: электрический (Э) винтовой (В) насос (Н), тихоходный (Т), под обсадную колонну 5А, с подачей 100м³/сут и напором 1000м.

24. Эксплуатация скважин электродиафрагменными насосами. Принцип действия насоса

Погружной диафрагменный насос



Эксплуатация скважин электродиафрагменными насосами. Принцип действия насоса

Одной из характерных особенностей разработки нефтяных месторождений является существенное увеличение числа малодебитных скважин. Наиболее распространенными при эксплуатации таких скважин являются установки скважинных штанговых насосов. Однако при увеличении интенсивности искривления ствола скважины и обводненности продукции, а также при наличии в откачиваемой жидкости твердых механических примесей имеет место резкое уменьшение МРП скважин, оборудованных ШГН, что обусловлено заклиниванием или повышением износа плунжера насоса, обрывом и истиранием насосных труб и штанг. Для таких условий эксплуатации были разработаны установки электродиафрагменных насосов, которые относятся к бесштанговым насосам, что определяет их эксплуатационные качества.

Отличительными конструктивными особенностями диафрагменного насоса являются изоляция его исполнительных органов от перекачиваемой среды эластичной диафрагмой и работа этих органов в герметичной полости, заполненной чистой жидкостью.

По принципу действия диафрагменный насос сравним с поршневым насосом — рабочий процесс осуществляется путем всасывания и нагнетания перекачиваемой жидкости.

Эксплуатация скважин электродиафрагменными насосами. Принцип действия насоса

Погружные диафрагменные насосы различных типов классифицируют по ряду признаков:

по способу приведения диафрагмы в возвратно-поступательное движение: механический привод, гидравлический привод;
по конструкции диафрагмы: плоская, цилиндрическая, сиффон;
по виду энергии, подводимой к насосу с поверхности: электрическая, гидравлическая.

Первые экземпляры диафрагменных насосов для добычи нефти были испытаны в 60-х годах. Специалистов привлекли следующие конструктивные достоинства УЭДН, выгодно отличающие их от применяемых повсеместно штанговых насосов:

отсутствие крупногабаритного и металлоемкого наземного оборудования;

небольшая установочная мощность электропривода;

простота монтажа и эксплуатации;

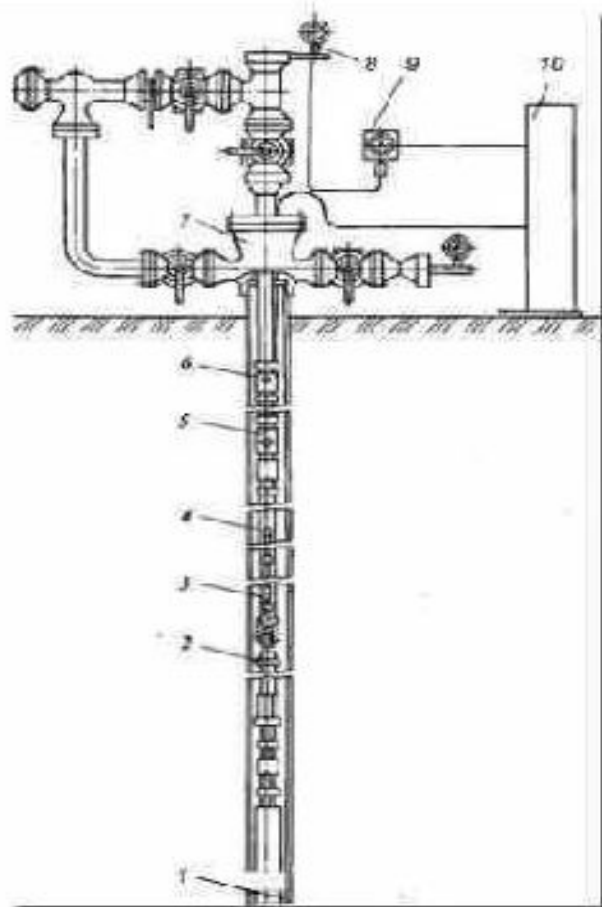
удовлетворительная эксплуатация скважин, дающих вязкие эмульсии, жидкости, содержащие механические примеси и свободный газ;

возможность применения в скважинах с низкими дебитами;

возможность эксплуатации месторождений с небольшими устьевыми площадками (море, болота и др.).

Эксплуатация скважин электродиафрагменными насосами. Принцип действия насоса

Диафрагменные насосы



Установка электродиафрагменного насоса

1 – насос; 2 – трубные пояса; 3, 4 – шламовые трубы; 5 – сливной клапан; 6 – кабельная линия; 7 – устьевое оборудование; 8 – манометр; 9 – электроконтактный манометр; 10 – комплектное устройство

Эксплуатация скважин электродиафрагменными насосами. Принцип действия насоса

Схема УЭДН похожа на монтажную схему установок погружных электронасосов.

Погружной электродиафрагменный насос опускают в скважину на НКТ (ГОСТ 638-80) с условным диаметром 42; 48 и 60 мм. Для увеличения рабочего объема кольцевой шламовой камеры у шламовых труб 3 и 4 первая труба над электронасосом должна иметь диаметр 60 мм. Между первой и второй трубами устанавливается сливной клапан 5. Кабельная линия 6, по которой подводится электроэнергия к насосу 1, по мере спуска крепится к трубам поясами 2, а на поверхности — соединяется с комплектным устройством 10 или разъединительной коробкой системы электрооборудования, обеспечивающей предупреждение попадания попутного нефтяного газа по кабелю в комплектное устройство. На поверхности располагается устьевое оборудование 7, конструкция которого выбирается потребителем установки в зависимости от условий эксплуатации. Устьевое оборудование специальным отводом соединяется с наземным трубопроводом. Электроконтактный манометр 9 соединяется с трубкой 8 манометра с отводом, а сигнальным проводом — с комплектным устройством 10. Для предупреждения обратного движения откачиваемой жидкости из наземного трубопровода в НКТ отвод должен быть снабжен обратным клапаном.

Электронасосы и установки различных типоразмеров были полностью унифицированы. При этом электронасосы отличаются рабочим диаметром

Эксплуатация скважин электродиафрагменными насосами. Принцип действия насоса

УЭДН к скважинам подбирают по их условной характеристике, определяющей зависимость между суточным дебитом и давлением, расходуемым на подъем жидкости из скважины с определенным противодавлением.

Оптимальный режим работы УЭДН и увязка ее с работой пласта производятся по общепринятым положениям: подача насоса должна быть равна дебиту скважины.

Наиболее слабым узлом современных УЭДН является электродвигатель: 67 % подъемов насосов произошло из-за отказа привода. При этом основной причиной отказа является пробой обмотки статора ПЭД из-за слабой межвитковой изоляции провода. На сопротивление изоляции влияет попадающий в двигатель газ, диффундирующий через диафрагму.

Недостаточно надежным является клапанный узел насоса, изнашивающийся при воздействии на него механических примесей.

Опыт применения установок погружных электродиафрагменных насосов типа УЭДН5 на промыслах России показывает, что их основными технико-экономическими преимуществами являются:

высокий КПД электронасоса — от 34 до 40 % в зависимости от типоразмера;

незначительный износ его основных узлов, герметично изолированных от перекачиваемой среды и работающих в чистом масле;

простота монтажа на устье скважины, куда электронасос поступает моноблоком;

отсутствие громоздкого наземного привода и фундаментов для его размещения;

сокращение в 2-3 раза общей металлоемкости и установочной мощности при обустройстве скважин;

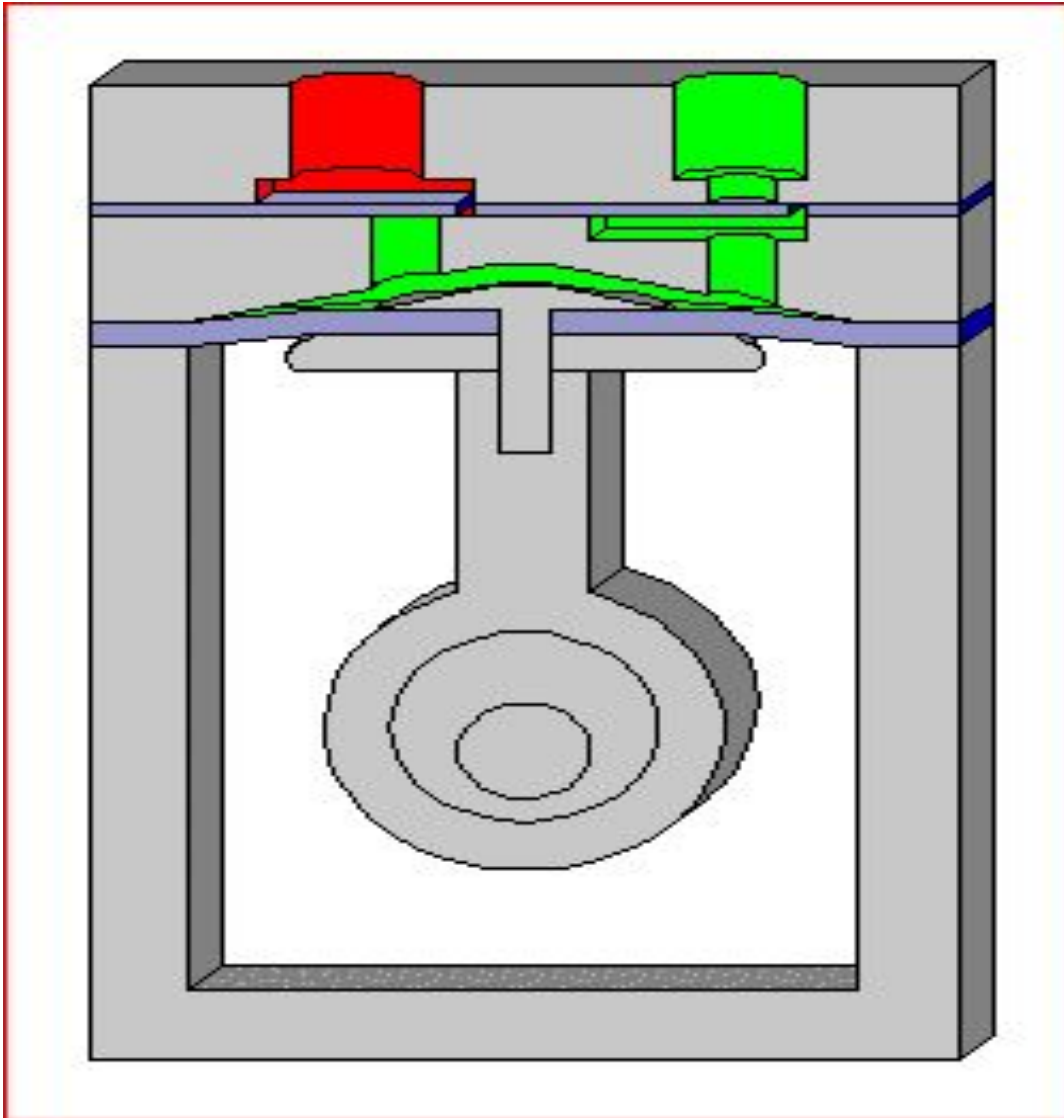
возможность применения НКТ малого диаметра;

сокращение эксплуатационных расходов на обслуживание в связи с отсутствием привода;

эффективность применения в скважинах с очень низкими дебитами, так как

Эксплуатация скважин электродиафрагменными насосами. Принцип действия насоса

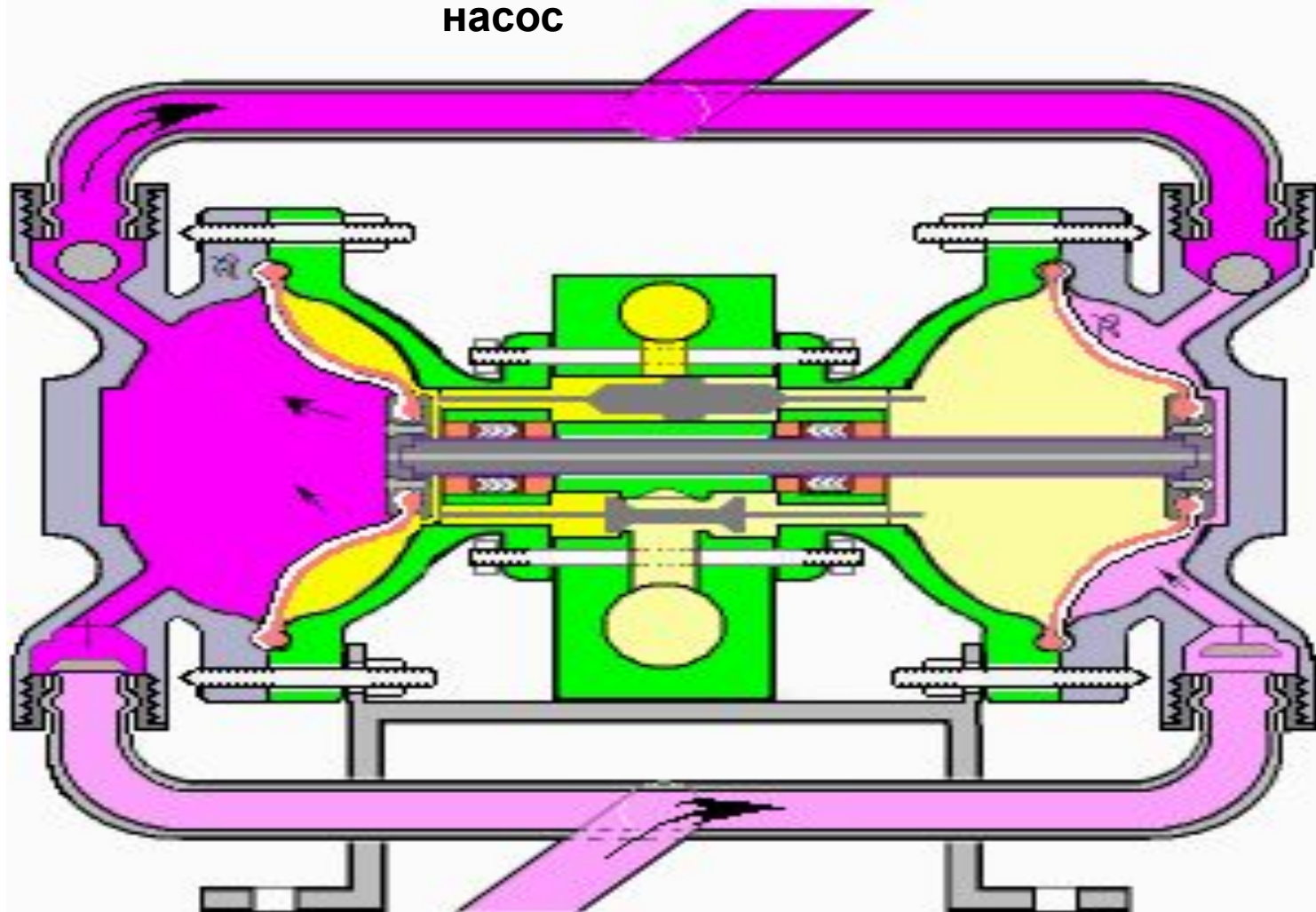
Однокамерный насос



Движение диафрагмы вниз вызывает срабатывание всасывающего клапана, через который скважинная жидкость поступает в диафрагменную полость. Движение вверх приводит к выталкиванию жидкости через нагнетательный клапан в насосно-компрессорные трубы.

Эксплуатация скважин электродиафрагменными насосами. Принцип действия насоса

Двухкамерный насос



25. Методы воздействия на призабойную зону скважины. Назначение методов и их общая характеристика

Основная причина низкой продуктивности скважин наряду с плохой естественной проницаемостью пласта и некачественной перфорацией является снижение проницаемости призабойной зоны пласта.

Призабойной зоной пласта называется область пласта вокруг ствола скважины, подверженная наиболее интенсивному воздействию различных процессов, сопровождающих строительство скважины и ее последующую эксплуатацию и нарушающих первоначальное равновесное механическое и физико-химическое состояние пласта.

Само бурение вносит изменения в распределение внутренних напряжений в окружающей забой породе. Снижение продуктивности скважин при бурении происходит также в результате проникновения бурового раствора или его фильтрата в призабойную зону пласта. При взаимодействии фильтрата с пластовой минерализованной водой может происходить образование нерастворимых солей и выпадение их в осадок, набухание глинистого цемента и закупоривание порового пространства, образование стойких эмульсий и снижение фазовой проницаемости для нефти.

Причиной низкой продуктивности скважин может быть и некачественная перфорация вследствие применения маломощных перфораторов, особенно в глубоких скважинах, где энергия взрыва зарядов поглощается энергией больших гидростатических давлений.

Методы воздействия на призабойную зону скважины.

Назначение методов и их общая характеристика

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.**

Методы воздействия на призабойную зону скважины. Назначение методов и их общая характеристика

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.

Методы воздействия на призабойную зону скважины.

Назначение методов и их общая характеристика

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.

В основу химических методов положено воздействие различными кислотами на породы призабойной зоны пласта с целью растворения частиц, засоряющих поровое пространство, и увеличения или уменьшения диаметров поровых каналов, увеличения нефтеотдачи, отсека обводнившихся пропластков в добывающих скважинах, увеличения приёмистости, выравнивания профилей приёмистости в нагнетательных скважинах, повышения нефтеотдачи пласта в процессе заводнения при использовании системы поддержания пластового давления (ППД). Так же для очистки ствола скважины и ПЗП в результате засорения при цементировании эксплуатационной колонны, в процессе эксплуатации (набухание глин, отложений АСПО, отложений солей и т.д.)

Методы воздействия на призабойную зону скважины.

Назначение методов и их общая характеристика

Механические методы воздействия направлены на нарушение целостности горных пород за счет расширения существующих или создания новых каналов фильтрации. Их применение наиболее эффективно в плотных, низкопроницаемых коллекторах. К ним относятся гидropескоструйная перфорация, торпедирование, виброобработка.

Перестрел существующих интервалов перфорации проводится с целью создания дополнительных каналов связывающих призабойную зону пласта со скважиной для улучшения гидродинамической связи системы “пласт-скважина”. Данная технология применяется при выводе скважины из консервации, бездействия (простоя свыше 5 лет), при методах интенсификации и повышения нефтеотдачи пластов.

Дострел скважин производится при переходе на другой объект разработки с отсечением разрабатываемого объекта (установка цементного моста), а также на разрабатываемом объекте (пропластке), не вскрытом по тем или иным причинам.

Технология бурения второго ствола направлена на создание новой фильтрационной связи с пластом в существующей скважине дополнительным каналом. Производится строительство (бурение) бокового ствола через “окно”, вырезанное в обсадной колонне существующей скважины, до проектного горизонта. Ствол обсаживается колонной и цементируется. Производится вторичное вскрытие разрабатываемого (или проектного) горизонта. Скважина осваивается и вводится в эксплуатацию.

Основной метод механического воздействия — гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Сущность ГРП состоит в нагнетании в скважину жидкости под высоким давлением, в результате чего в призабойной зоне пласта раскрываются существующие трещины или образуются новые. Для предупреждения смыкания этих трещин (после снятия давления) в них вместе с жидкостью закачивается крупнозернистый песок (расклинивающий агент). В результате увеличивается проницаемость пород призабойной зоны пласта, а вся система трещин связывает скважину с удаленными от забоя продуктивными частями пласта. Радиус трещин может достигать нескольких

Методы воздействия на призабойную зону скважины.

Назначение методов и их общая характеристика

Тепловые методы призваны осуществлять прогрев призабойной зоны с целью расплавления и удаления из пласта тугоплавких агрегатных структур, а также снижения вязкости насыщающих флюидов. Применяются на месторождениях с высоковязкими нефтями, содержащими большое количество смол, парафинов, асфальтенов. К ним относятся электропрогрев, закачка теплоносителей, паропрогрев.

Методы комплексного воздействия на призабойную зону пласта, сочетающие в себе элементы химического, механического и теплового воздействий, применяются в сложных горно-геологических условиях, где проявляются одновременно несколько факторов, ухудшающих фильтрационные свойства пласта. К ним относятся термохимические обработки, внутрипластовые термохимические обработки, термогазохимическое воздействие.

Кроме перечисленных методов широкое применение получила обработка призабойной зоны пласта поверхностно-активными веществами (ПАВ), снижающими поверхностное натяжение на жидкой или твердой поверхности раздела вследствие их адсорбции на этих поверхностях.

Обработка призабойных зон пластов ПАВ предназначена для удаления воды, попавшей в пласт при глушении скважин, промывках забоя, вскрытии продуктивного пласта, для ускорения освоения скважин, повышения их продуктивности, а также для селективной изоляции притока пластовых вод.

26. Техника и технология гидравлического разрыва пласта. Критерии применимости

Гидравлический разрыв пласта

Метод образования новых трещин или расширение некоторых существующих в пласте вследствие нагнетания в скважину жидкости или пены под высоким давлением. Чтобы обеспечить высокую проницаемость, трещины наполняют закрепляющим агентом, например кварцевым песком. Под действием горного давления закрепленные трещины смыкаются не полностью, в результате чего значительно увеличивается фильтрационная поверхность скважины, а иногда включаются в работу и зоны пласта с лучшей проницаемостью. Гидравлический разрыв пласта применяют для воздействия на плотные низкопроницаемые продуктивные пласты, а также при большом радиусе загрязнения призабойной зоны пласта.

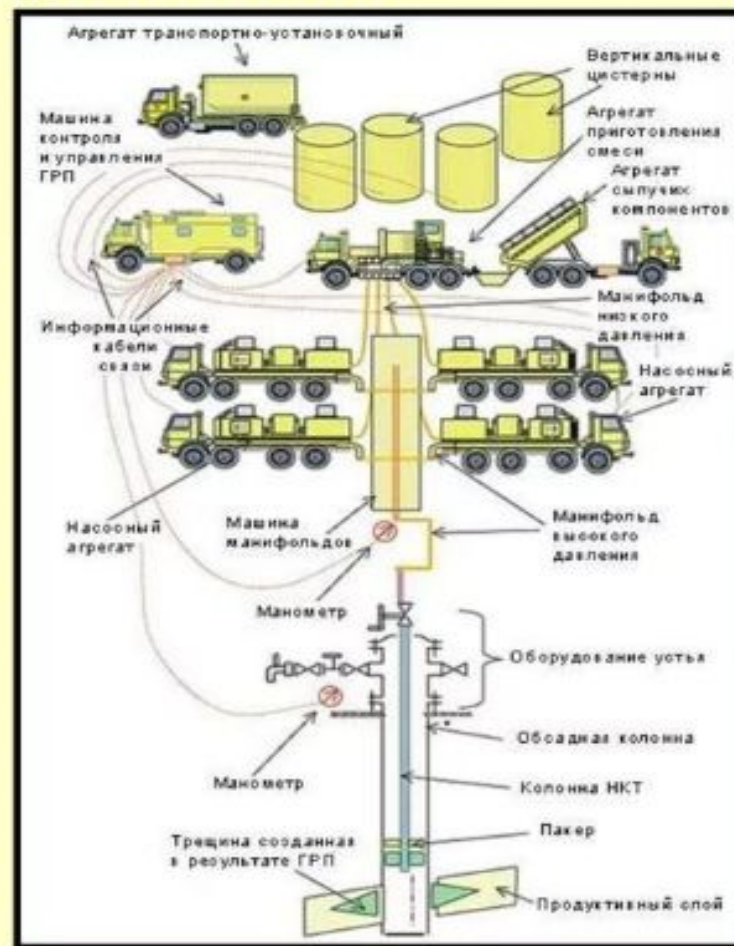
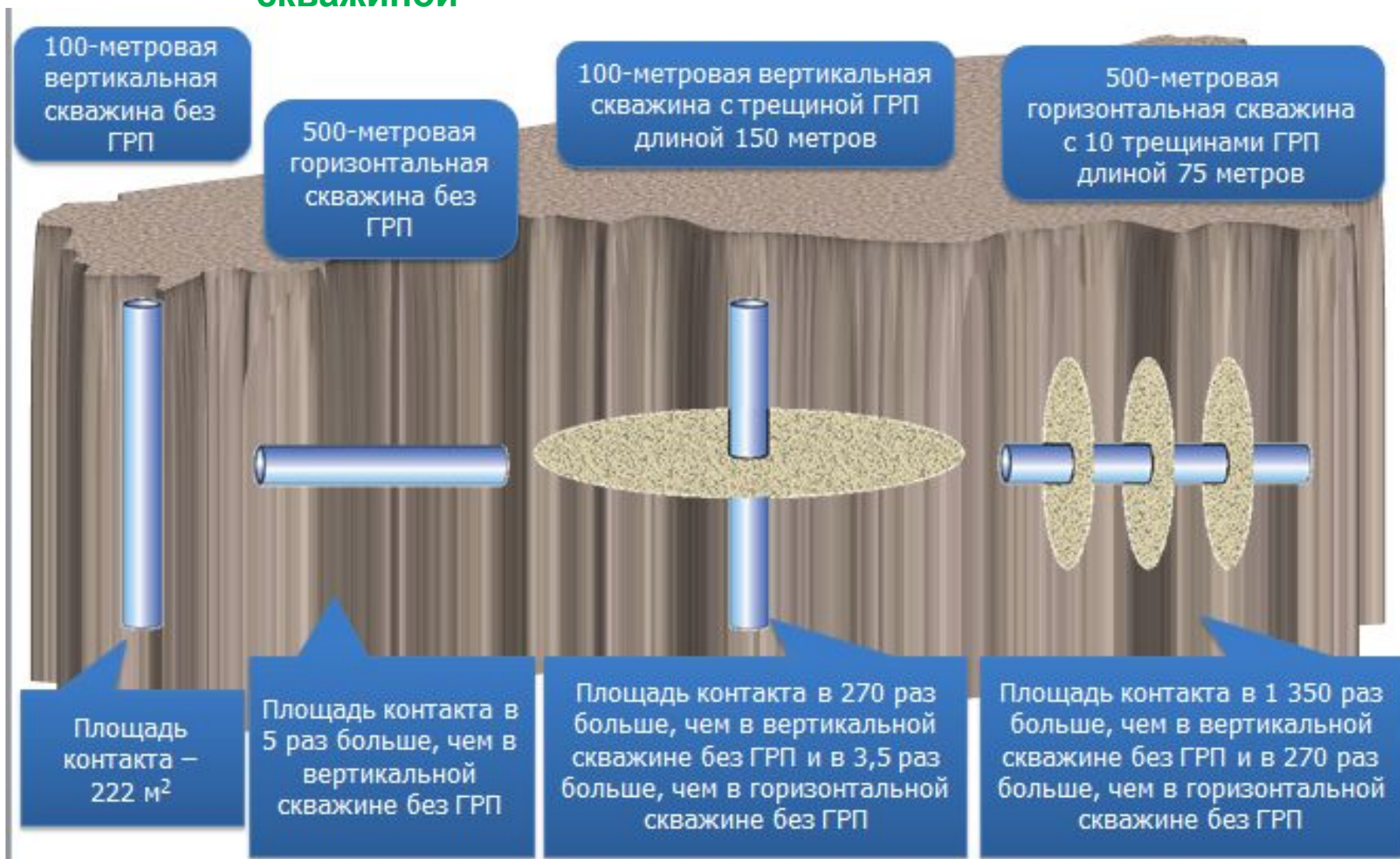


Схема работ при ГРП

Техника и технология гидравлического разрыва пласта.

Критерии применимости

Сопоставление площади контакта пласта со скважиной



Техника и технология гидравлического разрыва пласта. Критерии применимости

При этих операциях используют три категории различных жидкостей: жидкость-разрыва, жидкость-песконоситель и продавочную жидкость. Каждая из этих жидкостей (рабочих агентов) должна удовлетворять определенным специфическим требованиям. Вместе с тем указанные рабочие агенты должны удовлетворять следующим общим требованиям.

1. Рабочие агенты (жидкости), закачиваемые в пласт, не должны уменьшать проницаемость ПЗС. При этом, в зависимости от категории скважины (добывающая; нагнетательная; добывающая, переводимая под нагнетание воды), используются различные по своей природе рабочие жидкости.
2. Контакт рабочих жидкостей с горной породой ПЗС или с пластовыми флюидами не должен вызывать никаких отрицательных физико-химических реакций, за исключением случаев применения специальных рабочих агентов с контролируемым и направленным действием.
3. Рабочие жидкости не должны содержать значительного количества посторонних механических примесей (т.е. их содержание регламентируется для каждого рабочего агента).
4. При использовании специальных рабочих агентов, например, нефтекислотной эмульсии, продукты химических реакций должны быть полностью растворимыми в продукции пласта и не снижать проницаемости ПЗС.
5. Вязкость используемых рабочих жидкостей должна быть стабильной и иметь низкую температуру застывания в зимнее время (в противном случае процесс ГРП должен проводиться с использованием подогрева).
6. Рабочие жидкости предпочтительно должны быть легкодоступными, недефицитными и недорогими

Техника и технология гидравлического разрыва пласта.

Критерии применимости

Технология проведения ГРП включает следующие этапы:

1 Подготовка скважины — исследование на приток или приемистость, что позволяет получить данные для оценки давления разрыва, объема жидкости разрыва и других характеристик.

2 Промывка скважины — скважина промывается промывочной жидкостью с добавкой в нее определенных химических реагентов. При необходимости осуществляют реперфорацию пласта, обработку, торпедирование или кислотное воздействие. При этом рекомендуется использовать насосно-компрессорные трубы диаметром более 3-4" (трубы меньшего диаметра нежелательны, т.к. велики потери на трение).

3 Закачка жидкости разрыва. Момент образования трещины в монолитном коллекторе характеризуется изломом на зависимости «объемный расход жидкости закачки — давление закачки» и значительным снижением давления закачки.

4 Закачка жидкости-пескононосителя. Песок или любой другой материал, закачиваемой в трещину, служит наполнителем трещины, являясь, по существу, каркасом внутри нее и предотвращает смыкание трещины после снятия (снижения) давления. Низкая фильтруемость предотвращает фильтрацию жидкости-пескононосителя в стенки трещины, сохраняя постоянную концентрацию наполнителя в трещине и предотвращая закупорку трещины наполнителем в ее начале.

5 Закачка продавочной жидкости. Основной целью этой жидкости является продавка жидкости-пескононосителя до забоя и задавка ее в трещины.

6 После закачки наполнителя в трещины скважина оставляется под давлением. Время выдержки скважины под давлением должно быть достаточным, чтобы система (ПЗС) перешла из неустойчивого в устойчивое состояние, при котором наполнитель будет прочно зафиксирован в трещине.

7 Вызов притока, освоение скважины и ее гидродинамическое исследование. Следует подчеркнуть, что проведение гидродинамического исследования является

Техника и технология гидравлического разрыва пласта.

Критерии применимости

Техника для проведения ГРП

Как правило, гидроразрыв пласта проводят по колонне НКТ, спускаемой в скважину и закрепляемой на расчетной глубине пакером и якорем. Пакеры разделяются на пакеры с опорой на забой и пакеры без опоры на забой. Для фиксации колонны НКТ с пакером в обсадной колонне выше пакера устанавливают гидравлический якорь плашечного типа. При создании внутри якоря избыточного давления зубчатые плашки раздвигаются и вдавливаются в обсадную колонну, надежно фиксируя спущенное в скважину оборудование.

Поверхностное оборудование для производства ГРП включает: специальные насосные агрегаты износостойкого исполнения, например, 4АН-700. Привод силового насоса этого агрегата—дизельный двигатель, который через коробку скоростей связан с приводным валом силового насоса.

Для приготовления смеси «жидкость-песконоситель» используют пескосмесительные агрегаты.

Неотъемлемым элементом при производстве ГРП являются цистерны, которые оборудованы различными насосами (центробежным и плунжерным, как правило, трехплунжерным)

Обязательным элементом является манифольдный блок высокого давления, предназначенный для обвязки выкидных насосных агрегатов и присоединения их к специальной арматуре устья скважины.

Техника и технология гидравлического разрыва пласта. Критерии применимости

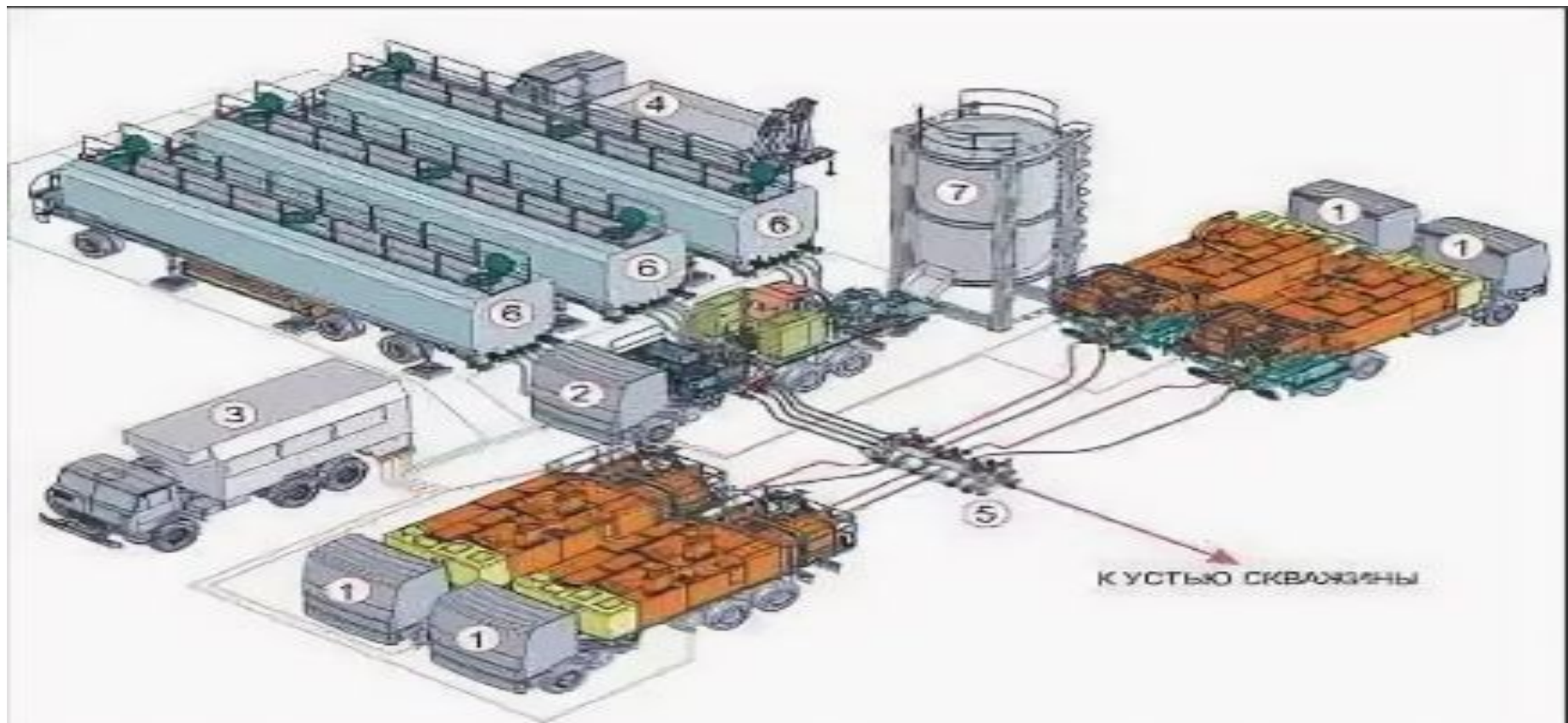





Рисунок 2.2 - Комплекс гидроразрыва пласта

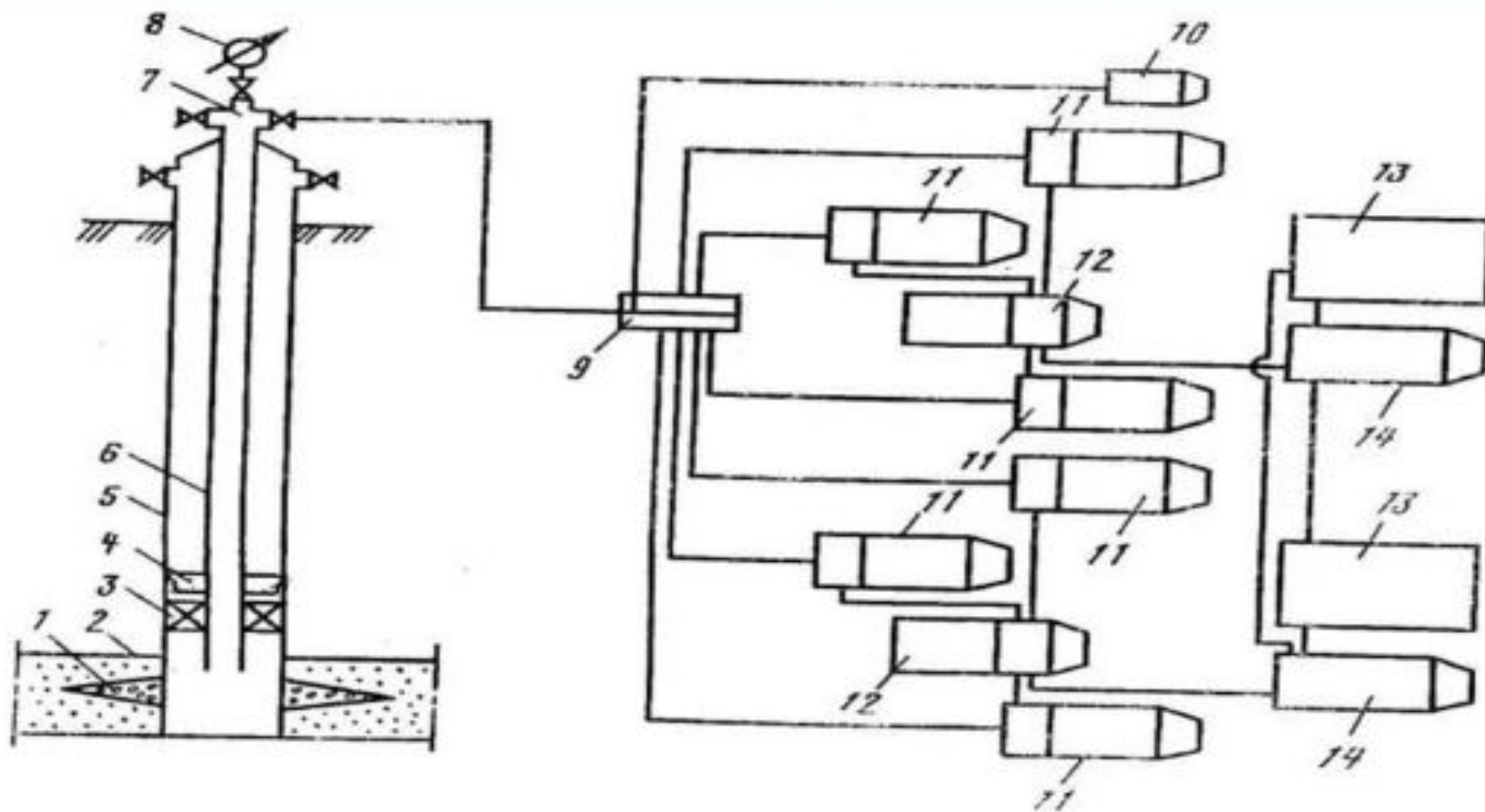
- | | |
|--------------------------------------|---------------------------|
| ① НАСОСНЫЙ АГРЕГАТ АНА-105М | ⑤ БЛОК МАНИФОЛЬДОВ БМ-105 |
| ② АГРЕГАТ ПРИГОТОВЛЕНИЯ СМЕСИ АПС-8М | ⑥ ЕМКОСТИ ГЕЛЬНЫЕ |
| ③ СТАНЦИЯ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ | ⑦ БУНКЕР ДЛЯ ПРОПАНТА |
| ④ МАШИНА МАНИФОЛЬДОВ ММ-105М | |

- | | |
|--|--|
|  | МАГИСТРАЛИ (РУКАВА) НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ |
|  | ТРУБОПРОВОДЫ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ |
|  | КАБЕЛЬНЫЕ ТРАССЫ ИНФОРМАЦИОННО-УПРАВЛЯЮЩЕЙ СИСТЕМЫ |

Техника и технология гидравлического разрыва пласта.

Критерии применимости

Технологическая схема обвязки оборудования

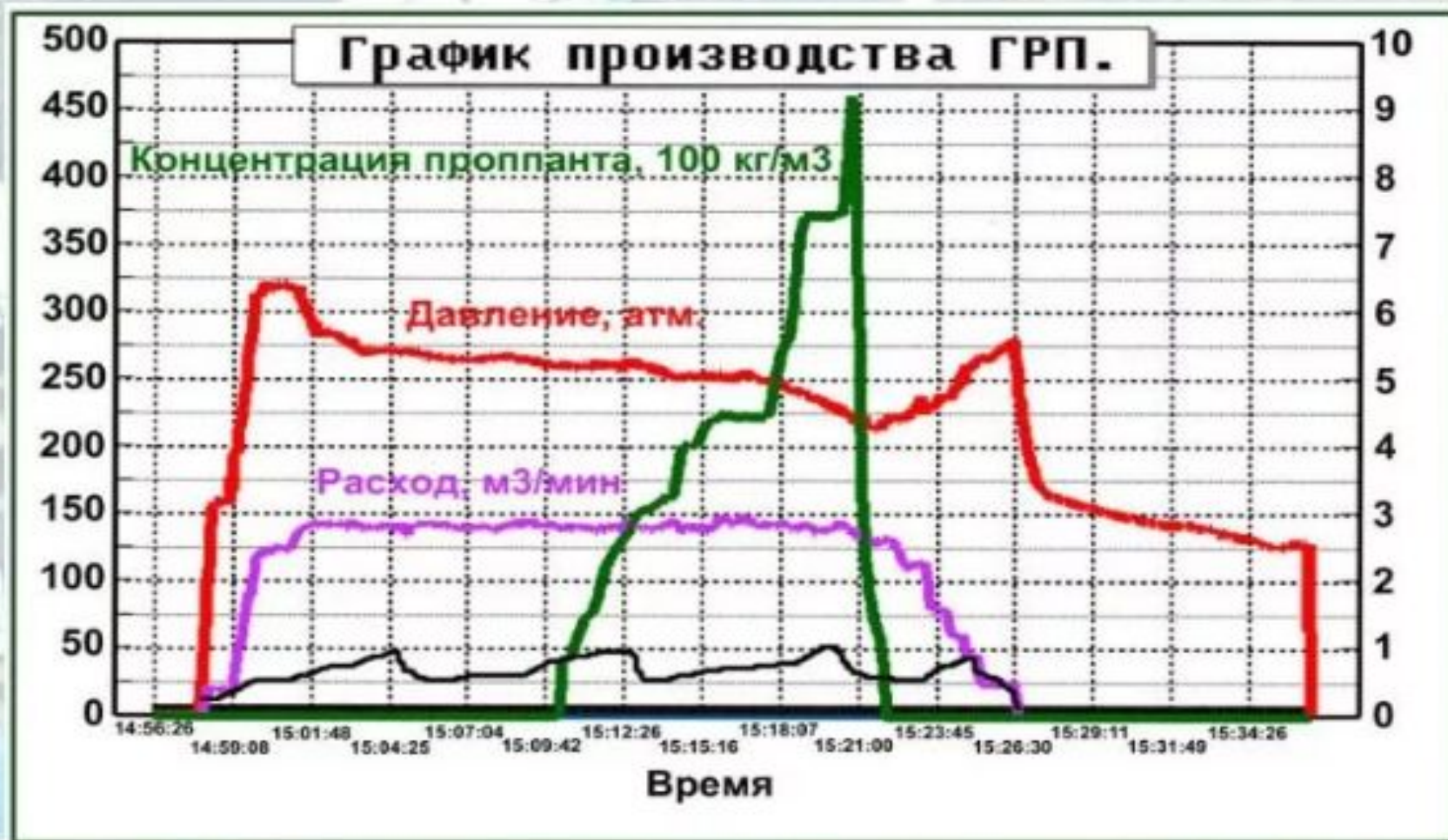


Технологическая схема гидравлического разрыва пласта:

1 — трещина разрыва; 2 — продуктивный пласт; 3 — пакер; 4 — якорь; 5 — обсадная колонна; 6 — насосно-компрессорные трубы; 7 — арматура устья; 8 — манометр; 9 — блок манифольдов; 10 — станция контроля и управления процессом; 11 — насосные агрегаты; 12 — пескосмесители; 13 — емкости с технологическими жидкостями; 14 — насосные агрегаты

Техника и технология гидравлического разрыва пласта. Критерии применимости

Параметры получаемые в процессе ГРП.



Техника и технология гидравлического разрыва пласта.

Критерии применимости

- Критерии выбора скважин для проведения ГРП.
- Для проведения ГРП предпочтение отдается скважинам, удовлетворяющим установленным нижеперечисленным критериям. Последние в комплексе позволяют с высокой вероятностью обеспечить интенсификацию **добычи нефти**. В зависимости от начальной проницаемости пласта и состояния призабойной зоны скважины критерии сгруппированы по двум нижеследующим позициям.
- 1. Коллектора низкопроницаемые (ГРП обеспечивает увеличение фильтрационной поверхности), при этом должны соблюдаться следующие критерии.
 - 1.1. эффективная толщина пласта не менее 5 м;
 - 1.2. отсутствие в продукции скважин **газа** из **газовой** шапки, а также закачиваемой или законтурной воды;
 - 1.3. продуктивный пласт, подвергаемый ГРП, отделен от других проницаемых пластов непроницаемыми разделами, толщиной более 8-10м;
 - 1.4. удаленность скважины от ГНК и ВНК должна превышать расстояние между добывающими скважинами;
 - 1.5. накопленный отбор **нефти** из скважины не должен превышать 20% от удельных извлекаемых запасов;
 - 1.6. расчлененность продуктивного интервала (подвергаемого ГРП) - не более 3-5;
 - 1.7. скважина должна быть технически исправна, как состояние **эксплуатационной** колонны так и сцепление цементного камня с колонной и породой должно быть удовлетворительным в интервале выше и ниже фильтра на 50м
 - 1.8. проницаемость пласта не более 0,03 мкм² при вязкости **нефти** в пластовых условиях не более 5 МПа.с.

Техника и технология гидравлического разрыва пласта.

Критерии применимости

Основные требования при выборе скважины-кандидата для ГРП.

Не рассматриваются при выборе кандидатов для ГРП скважины:

- С плохой или сомнительной характеристикой цементного камня за обсадной колонной
- С пластами-объектами, обводненными закачиваемой водой более 70%.
- С пластами, обводненными «верхними» или «нижними» пластовыми водами, а также водой с неопределенным источником происхождения.

Необходимо руководствоваться следующими основными требованиями при назначении скважин-кандидатов для ГРП:

- Нижний критический предел пластового давления ($P_{пл}$) на выбранном участке 12 МПа по девонским и 8 МПа по тульско-бобриковским отложениям.
- Толщина глинистых перемычек между выше и нижележащими пластами не менее 5м, а если эти разделы представлены плотными глинисто-алевролитовыми разностями, то их толщина должна быть не менее 7 м.
- Наличие однозначной геолого-геофизической характеристики нефтеносных и водоносных пластов.

27. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА. КРИТЕРИИ ПРИМЕНИМОСТИ.

Проведение кислотного гидроразрыва пласта (КГРП) целесообразно в карбонатном коллекторе с относительно большой по размерам и ухудшенной призабойной зоной пласта (ПЗП). Сущность КГРП заключается в создании на забое скважины давления, превышающего горное геостатическое давление. Объем продуктивного пласта разрывается по плоскостям минимальных напряжений горного давления при закачке жидкости в пласт и сопровождается возникновением трещины гидроразрыва. После создания искусственной трещины в пласт закачивается кислота под давлением, выше давления раскрытия трещины. Кислота взаимодействует с породой на поверхности трещины, в результате чего образуется шероховатая неоднородная поверхность. Поэтому после снятия избыточного давления в трещине остаются взаимосвязанные щели. Для эффективности КГРП важно, чтобы вытравленные кислотой поровые каналы оставались открытыми. В карбонатных отложениях, представленных кальцитом и доломитом, которым присуща определенная прочность, можно создать достаточно протяженные стабильные каналы. Результатом проведения КГРП является существенное увеличение проницаемости ПЗП, которая может стать даже выше проницаемости удаленной зоны пласта (УЗП). Повышение проницаемости в свою очередь вызывает увеличение продуктивности скважины, а также коэффициента извлечения нефти в результате увеличения зоны дренирования скважины. Однако технология КГРП является достаточно сложной. Если

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА. КРИТЕРИИ ПРИМЕНИМОСТИ.

КИСЛОТНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА

Основными реагентами являются соляная кислота HCl, глинокислота HF а также органические кислоты.

Соляная кислота используется наиболее широко, она растворяет карбонатные материалы, такие как кальцит, доломит и сидерит. Также растворяет оксид железа (ржавчину) и удаляет ее из НКТ.

При попадании в пласт HCl происходят химические реакции:

С известняком: $\text{CaCO}_3 + 2\text{HCl} \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$

С доломитом: $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + 4\text{HCl} \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$

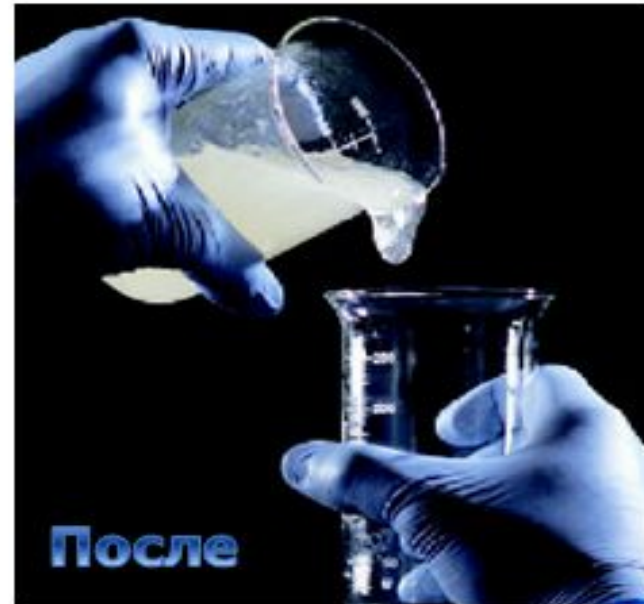
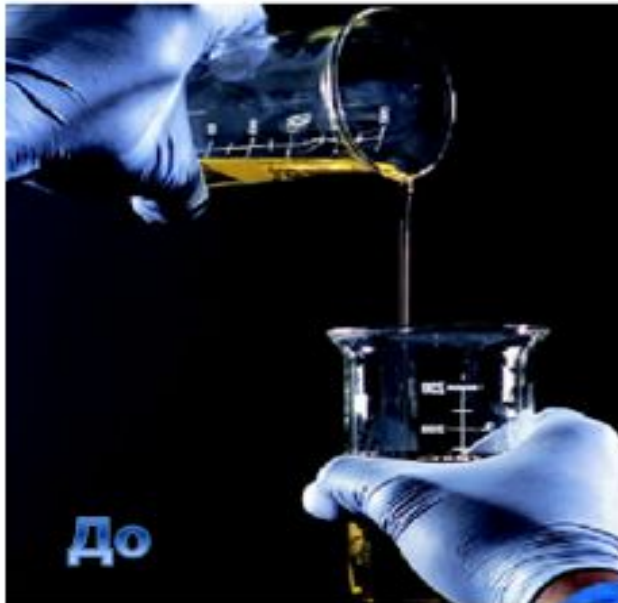


ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА. КРИТЕРИИ ПРИМЕНИМОСТИ.

КИСЛОТНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА

Доставка кислоты происходит во всей протяженности трещины, но важной задачей является предотвращение утечек в глубь породы. Для этого разработана технология **VDA** — **вязкоупругая самоотклоняющаяся кислота**, которая увеличивает вязкость при взаимодействии с породой.

Взаимодействие с породой VDA-состава

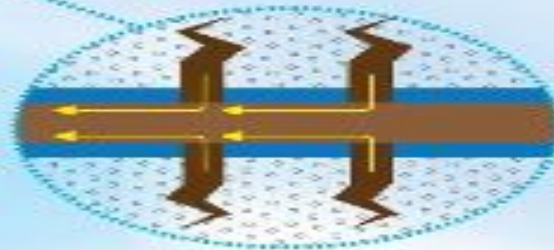


ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА. КРИТЕРИИ ПРИМЕНИМОСТИ.



1

Обычный кислотный МГРП



2

Кислотный МГРП с кислотой VDA



ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА. КРИТЕРИИ ПРИМЕНИМОСТИ.

КИСЛОТНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА

- ✓ Низкая стоимость
- ✓ Эффективность отклонения профиля нагнетания
- ✓ Нет осадков
- ✓ Отсутствует остаточное загрязнение коллектора

✗ Имеет непродолжительное действие



ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА. КРИТЕРИИ ПРИМЕНИМОСТИ.

Скважина, на которой будет проводиться КГРП, должна удовлетворять следующим требованиям:

- пласт должен быть представлен карбонатными коллекторами;
- конструкция скважины должна соответствовать техническим и технологическим требованиям к проведению КГРП: удовлетворительное состояние цементного камня в интервале перфорации +20 м, герметичность и отсутствие заколонных перетоков в эксплуатационной колонне;
- расстояние до нагнетательной скважины не менее 400 метров;
- скважина не должна находиться вблизи уровня ВНК или ГНК;
- эффективная толщина пласта не менее 3 м;
- пласт должен быть низкопроницаемым или скважина должна иметь ухудшенную проницаемость призабойной зоны;
- в зоне дренирования скважины должна быть высокая плотность извлекаемых запасов;
- у скважины должна быть отрицательная динамика коэффициента продуктивности за последние годы эксплуатации;
- рекомендуемое пластовое давление по скважине не должно быть ниже 0,6 от гидростатического давления , но в отдельных случаях и не ниже давления насыщения нефти газом;
- текущая обводненность продукции скважины-кандидата должна быть не более 50%.

28. Кислотные обработки пластов. Виды кислотных обработок и критерии их применимости

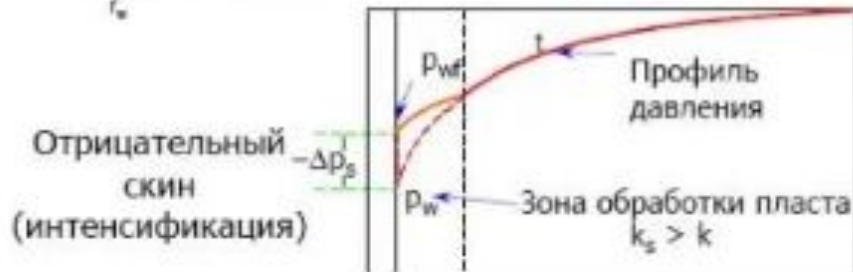
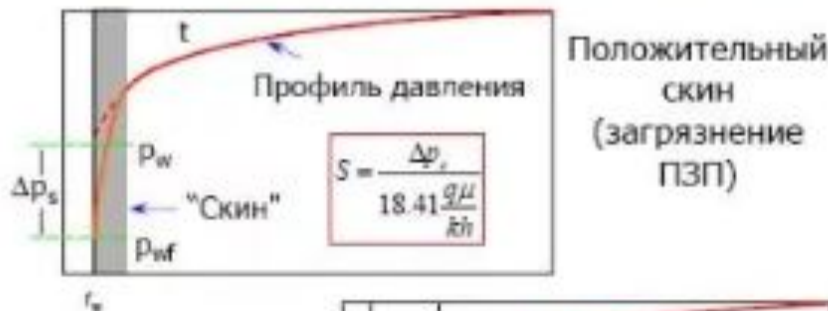
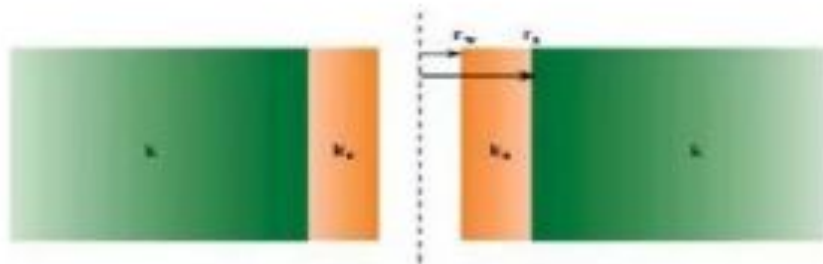
При бурении и эксплуатации скважины проницаемость призабойной зоны снижается, как правило, вследствие ее загрязнения буровым раствором в процессе бурения, наплыва мелких частиц породы и мехпримесей, выпадения солей из пластовой жидкости и т.д.

Кислотные обработки связаны с подачей на забой скважины под определенным давлением растворов кислот, которые под давлением проникают в имеющиеся в пласте мелкие поры и трещины и расширяют их. Одновременно с этим образуются новые каналы, по которым нефть может проникать к забою скважины. Для кислотных обработок применяют водные растворы соляной, плавиковой, уксусной, серной и угольной других кислот.

Смысл кислотной обработки заключается в том, что кислота проникает в поры пласта, растворяет часть примесей, которыми они забиты, другую часть «подвешивает» в раствор и выносит обратно. Ее выполняют периодически: ежемесячно, ежеквартально, раз в полгода и т.д., в зависимости от того, насколько быстро мехпримеси накапливаются в призабойной зоне пласта.

Кислотные обработки пластов. Виды кислотных обработок и критерии их применимости

Скин-фактор скважины



• Скин-фактор описывает изменение проницаемости призабойной зоны, которое может быть вызвано

- Проникновением бурового раствора и блокировкой поровых каналов
- Набуханием глин при контакте с фильтратом бурового раствора
- Химическим осаждением
- Продвижением песчаных частиц к стволу скважины
- Повреждением породы при перфорации
- другими причинами

• Проницаемость призабойной зоны может быть увеличена за счет

- Соляно-кислотной обработки
- Гидрофроста пласта

Кислотные обработки пластов. Виды кислотных обработок и критерии их применимости

Обработка скважин соляной кислотой

Различают несколько видов обработки соляной кислотой скважин, вскрывших карбонатные коллекторы:

- ◆ кислотные ванны,
- ◆ простые кислотные обработки
- ◆ обработки под давлением ПЗС,
- ◆ термокислотные обработки,
- ◆ кислотные обработки через гидромониторные насадки,
- ◆ серийные поинтервальные кислотные обработки.

Кислотные ванны применяются в скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении, для очистки забоя от остатков цементной и глинистой корки, продуктов коррозии, кальцитовых выделений из пластовых вод и др. Для скважин, забой которых обсажен колонной и перфорирован, кислотные ванны проводить не рекомендуют. Объем кислотного раствора равен объему скважины от забоя до кровли обрабатываемого интервала, а башмак НКТ, через который закачивают раствор, спускается до подошвы пласта или забоя скважины. Применяется раствор HCl повышенной концентрации (15 - 20%), так как его перемешивания на забое не происходит. Обычно время выдержки составляет 16 - 24 ч.

Кислотные обработки пластов. Виды кислотных обработок и критерии их применимости

Кислотная обработка скважин

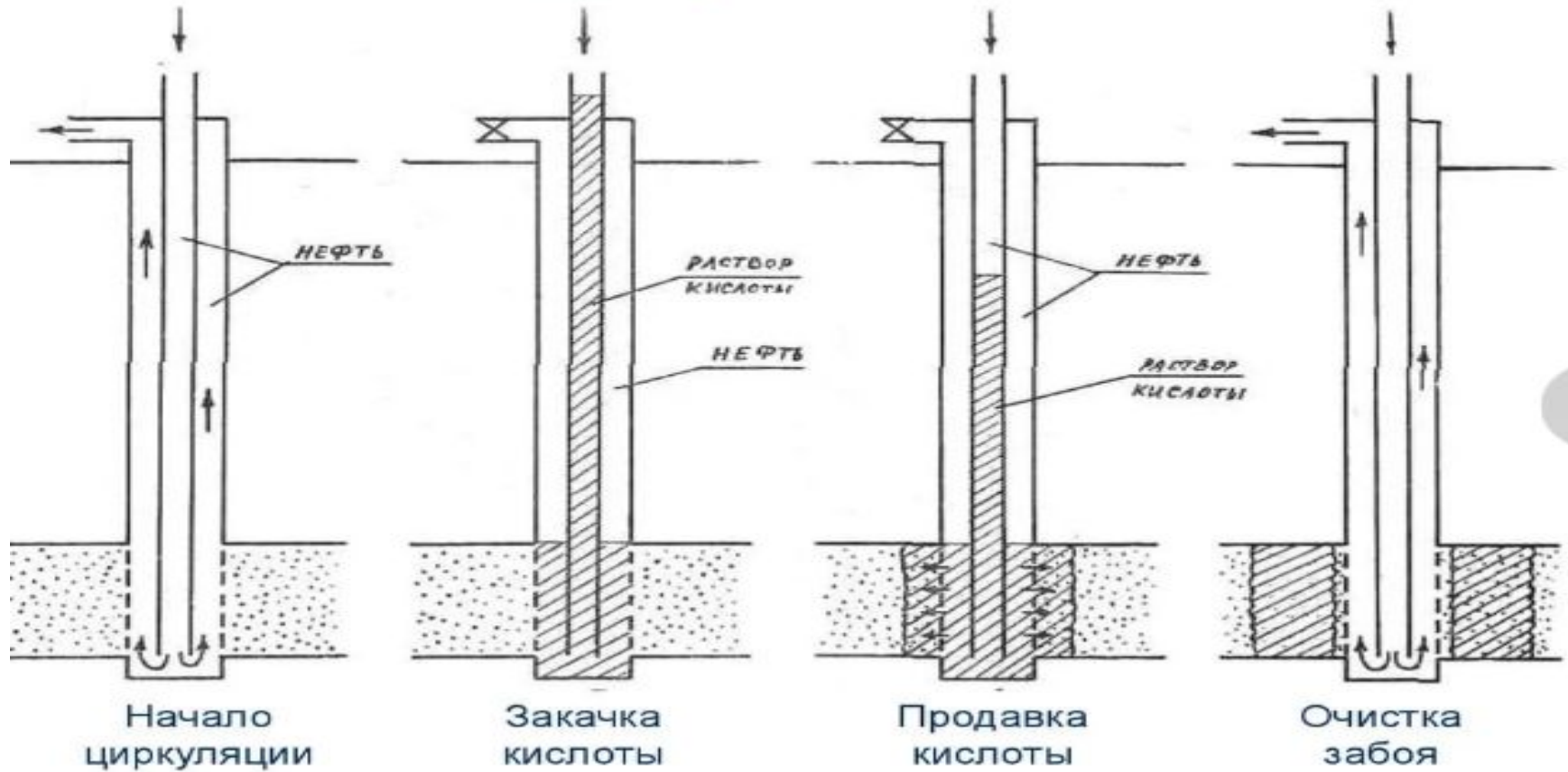
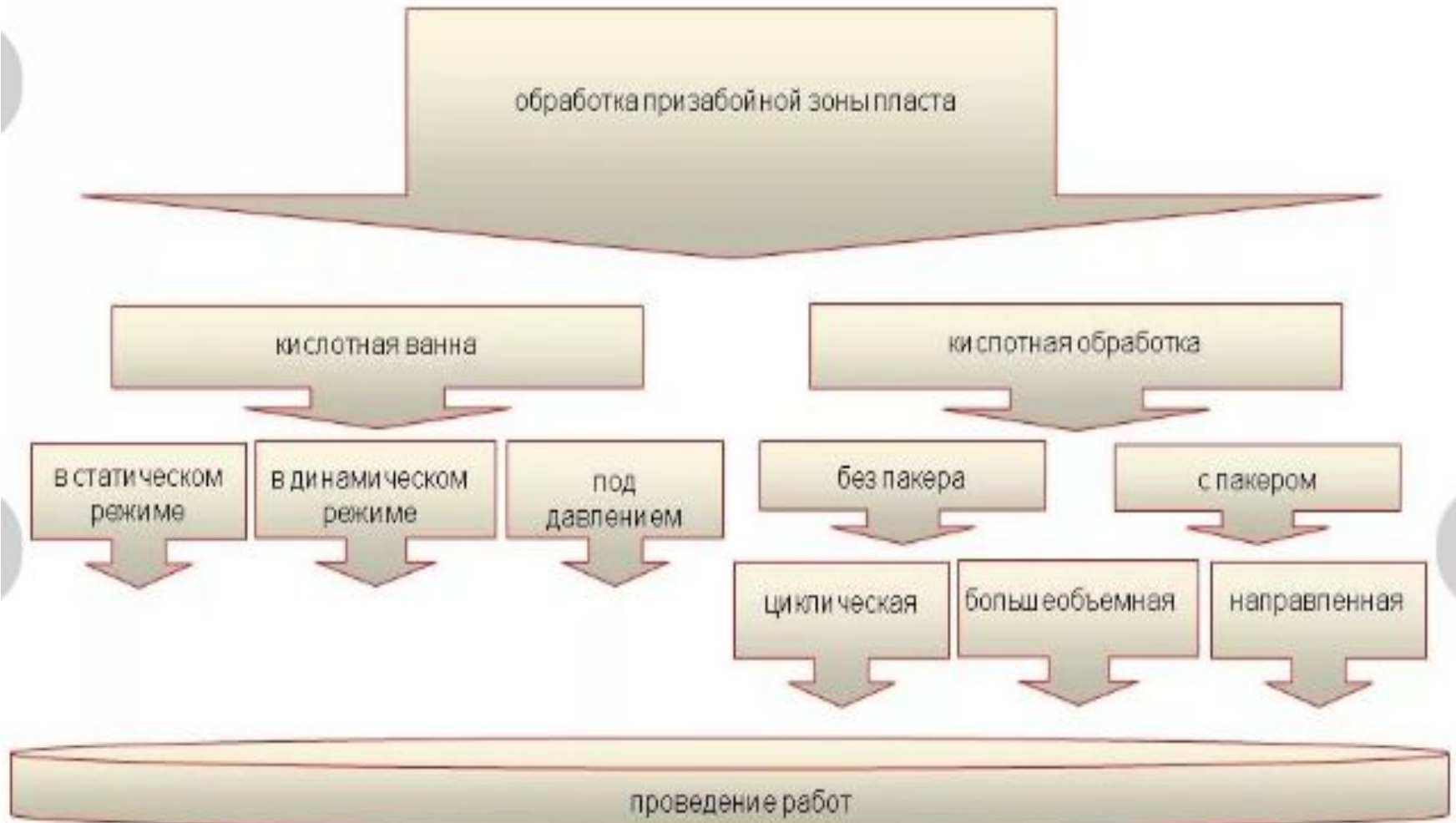


Схема кислотных обработок

Кислотные обработки пластов. Виды кислотных обработок и критерии их применимости

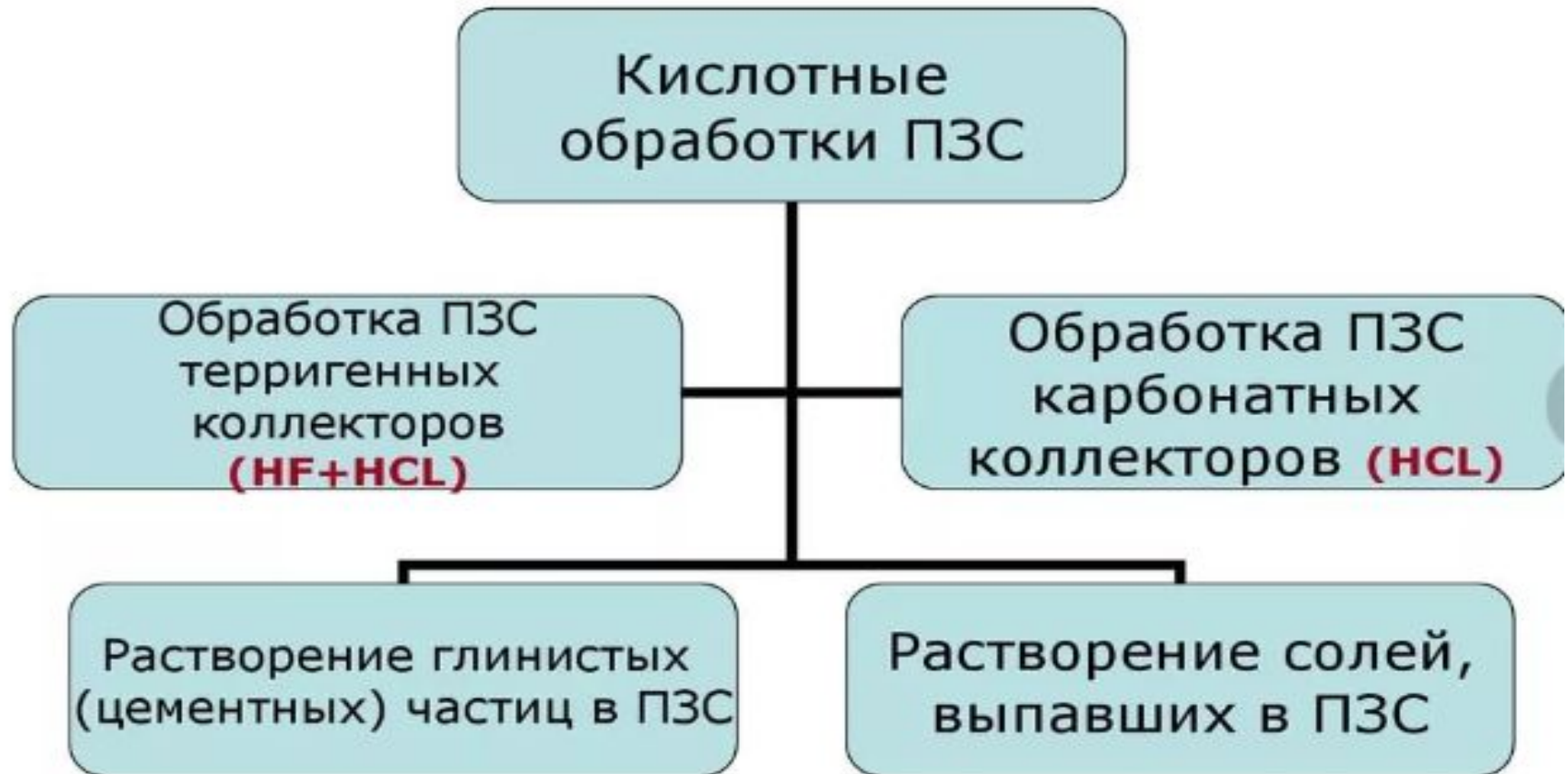
Технологические схемы ОПЗ



Кислотные обработки пластов. Виды кислотных обработок и критерии их применимости

Методы кислотного воздействия

основаны на способности кислот растворять горные породы или цементирующий материал



Кислотные обработки пластов. Виды кислотных обработок и критерии их применимости

КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

- *Повышают эффективность кислотного воздействия на ПЗ коллектора, неоднородного по проницаемости*
- 1. *Снимается профиль притока* (приемистости) с целью установления зон повышенной проницаемости и поглощающих трещин
- 2. В скважину до кровли продуктивного горизонта **спускается колонна НКТ с пакером и якорем**
- 3. Проводится **закачка нефтекислотной эмульсии** для закупорки высокопроницаемых пропластков (смесь 12%-го раствора HCL и нефти: -70% по объему — кислотный раствор, 30% по объему — дегазированная нефть). При открытой задвижке на затрубе закачивают эмульсию до башмака НКТ
- 4. **Пакеруют и заякоривают НКТ**
- 5. Продавка эмульсии кислотным раствором. По достижении границы раздела **«нефтекислотная эмульсия — кислотный раствор»** башмака НКТ давление закачки увеличивают
- 6. Под действием повышенного давления кислотный раствор закачивается в низкопроницаемые пласты, что существенно увеличивает охват пласта процессом кислотного воздействия

Кислотные обработки пластов. Виды кислотных обработок и критерии их применимости

Термокислотные обработки

Этот вид воздействия на ПЗС заключается в обработке забоя скважины горячей кислотой, нагрев которой происходит в результате экзотермической реакции **соляной кислоты с магнием или некоторыми его сплавами** (МЛ-1, МА-1 и др.) в специальном реакционном наконечнике, расположенном на конце НКТ, через который прокачивается рабочий раствор HCL. При этом происходит следующая реакция.



Для растворения 1 кг Mg потребуется 18,61 л 15%-ного раствора HCL. Из уравнения баланса теплоты $Q = V \cdot C_v \cdot \Delta t$

следует что при реализации всей выделившейся теплоты Q кДж на нагрев V л раствора, имеющего теплоемкость C_v (кДж/л·°C), нагрев раствора произойдет на Δt °C или $\Delta t = Q / (V \cdot C_v)$

Принимая теплоемкость раствора 15%-ной HCL, равной теплоемкости воды, т. е. $C_v = 4,1868$ кДж/л·°C, получим

$$\Delta t = \frac{18987}{18,61 \cdot 4,1868} = 243,2^\circ\text{C}$$

Кислотные обработки пластов. Виды кислотных обработок и критерии их применимости

ПОИНТЕРВАЛЬНЫЕ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ(ПСКО)

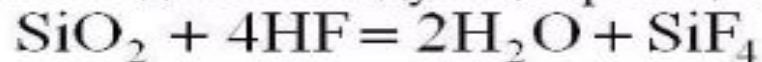
- **Преимущества** - позволяет проводить более целенаправленную обработку пластов, сложенных породами различной проницаемости, служит действенным способом выравнивания профиля приемистости пластов, повышения коэффициента действующей толщины продуктивного пласта. Способ простой в технологическом отношении.
- **Недостатки** - способ не отвечает своему назначению в условиях высокой неоднородности пород по проницаемости, негерметичности заколонного пространства, имеющейся затрубной циркуляции жидкости. Требуется использование пакеров.
- **Рекомендации:** оценить качество крепления скважины в зоне продуктивного пласта; интервал обработки должен быть относительно однородным по литологическому составу и проницаемости;
концентрация - 12-15%-я HCl создает разветвленную сеть проточных каналов лишь в слабых известковых породах. Для обработки плотных и твердых известняков (доломитов) с относительно низкой проницаемостью рекомендуется кислотный раствор более высокой концентрации (24-28%).
Следует придерживаться принципа - чем ниже проницаемость пород, тем выше давление, чем больше требуемая глубина обработки, тем выше скорость закачки кислоты.

Кислотные обработки пластов. Виды кислотных обработок и критерии их применимости

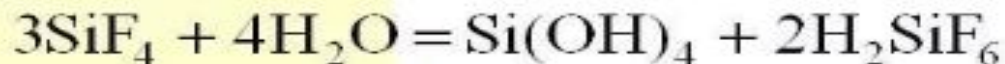
Кислотные обработки терригенных коллекторов

Особенность СКО терригенных (песчанки, алевролиты и др.) коллекторов заключается в том, что кислота в них не формирует отдельные каналы, проникающие в пласт на различную глубину, как в карбонатных и трещиноватых коллекторах. В данном случае кислотный раствор проникает в пласт более равномерно и контур ее проникновения близок к круговому.

В карбонатных коллекторах кислота реагирует фактически с неограниченной массой карбонатного вещества по всей глубине образующегося канала, тогда как в терригенных карбонаты составляют всего лишь несколько процентов от общего объема породы. Соляная кислота взаимодействует с карбонатными компонентами, не вступая в реакцию с основной массой породы терригенного коллектора, состоящего из силикатных веществ (кварц) и каолинов. Эти вещества взаимодействуют с фтористоводородной кислотой (HF). Взаимодействие HF с кварцем происходит по следующей реакции:



Образующийся фтористый кремний SiF_4 далее взаимодействует с водой



Кислотные обработки пластов. Виды кислотных обработок и критерии их применимости

Кислотные обработки терригенных коллекторов

Пары фтористоводородной кислоты ядовиты, и обращение с ней требует мер предосторожности. Она имеет высокую стоимость. Последнее время широкое применение находит порошкообразное вещество бифторид-фторид аммония $\text{NH}_4\text{FHF} + \text{NH}_4\text{F}$, который сравнительно дешев, хотя и требует мер защиты.

Глинокислота (4% HF + 8% HCL) употребляется для обработки пород, содержащих карбонатов не более 0,5%. Она растворяет цементирующее вещество терригенных коллекторов, и ее количество подбирается опытным путем во избежание нарушения устойчивости породы в ПЗС. Для первичных обработок ограничиваются объемами глинокислоты в 0,3 - 0,4 м³ на 1 м толщины пласта.

Для трещиноватых пород рекомендуемые объемы - 0,75 - 1,0 м³ на 1 м толщины пласта. Закачанная глинокислота выдерживается в пласте 8 - 12 ч. Объем продавочной жидкости равен объемам НКТ и забойной части скважины (до верхней границы перфорации).

Терригенные породы содержат мало карбонатов. Поэтому применяют двухступенчатую кислотную обработку. Сначала обрабатывают ПЗС обычным 12 - 15 % раствором HCL, а затем закачивают глинокислоту.

Кислотные обработки пластов. Виды кислотных обработок и критерии их применимости

Обработка скважин соляной кислотой

Простые кислотные обработки - наиболее распространенные, осуществляются задавкой раствора HCL в ПЗС.

При многократных обработках для каждой следующей операции растворяющая способность раствора увеличивается за счет наращивания объема раствора, повышения концентрации кислоты или увеличения скорости закачки. Исходная концентрация HCL - 12 %, максимальная - 20 %.

Простые кислотные обработки осуществляются с помощью одного насосного агрегата в промытой и подготовленной скважине без применения повышенных температур и давления. При парафинистых и смолистых отложениях в НКТ и на забое их удаляют промывкой скважины растворителями: керосином, пропан-бутановыми фракциями и др. При открытом забое кислотная обработка проводится только после кислотной ванны. После закачки расчетного объема раствора кислоты в НКТ закачивают продавочную жидкость в объеме, равном объему НКТ.

В качестве продавочной жидкости используется нефть для добывающих скважин и вода с добавкой ПАВ типа ОП-10 для нагнетательных скважин. В процессе закачки раствора HCL уровень кислоты в межтрубном пространстве поддерживается у кровли пласта.

Кислотные обработки пластов. Виды кислотных обработок и критерии их применимости

Обработка скважин соляной кислотой

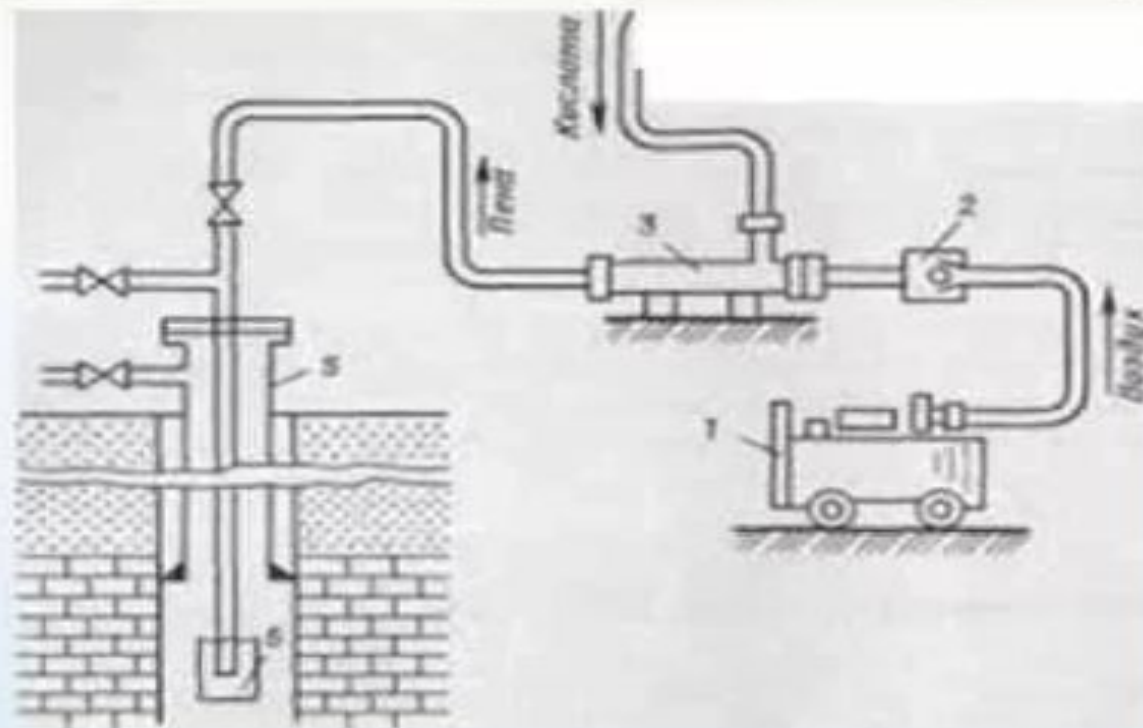
Время выдержки кислоты зависит от многих факторов. Кислота реагирует с карбонатами очень быстро, особенно в пористой среде. Повышенная температура ускоряет реакцию и сокращает время выдержки кислоты на забое. При низких температурах, открытом забое и сохранении объема кислоты в пределах обрабатываемого интервала выдержка продолжается от 8 до 24 ч, при задавливании всей кислоты в пласт при пластовой температуре 15 - 30 °С - до 2 ч, при температуре 30 - 60 °С - 1- 1,5 ч. При более высоких температурах выдержка не планируется, так как перевод скважины на режим эксплуатации потребует больше времени, чем нужно для нейтрализации кислоты.

Кислота в карбонатных породах образует промоины - рукавообразные каналы неправильной формы, которые формируются в одном или нескольких направлениях. В пористых коллекторах с карбонатным цементирующим веществом растворение протекает более равномерно вокруг скважины или перфорационных отверстий. Но каналы растворения далеки от правильной радиальной системы. Увеличение глубины проникновения раствора кислоты в породу достигается увеличением концентрации HCL и скорости прокачки, а также применением различных добавок, замедляющих реакцию.

Кислотные обработки пластов. Виды кислотных обработок и критерии их применимости

Ценокислотные обработки

- Пенокислотные обработки применяют при значительной толщине пласта и низких пластовых давлениях. В призабойную зону скважины вводя аэрированный раствор кислоты и ПАВ в виде пены. При таких обработках используют кислотный агрегат, компрессор и аэратор.



Кислотные обработки пластов. Виды кислотных обработок и критерии их применимости

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК (КО)

- КО проводят только в технически исправных скважинах при условии герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца, подтвержденной исследованиями. В скважинах с межпластовыми перетоками величина перетока может увеличиться в результате проведения СКО.
- Выбор способа ОПЗ и вида КО осуществляют на основе изучения причин низкой продуктивности скважин с учетом физико-химических свойств пород пласта-коллектора и насыщающих их флюидов, а также специальных гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик ПЗП.
- Технологию и периодичность проведения КО обосновывают геологические и технологические службы нефтегазодобывающего предприятия в соответствии с проектом разработки месторождения, действующими инструкциями по отдельным видам ОПЗ, данным регламентом, с учетом технико-экономической оценки их эффективности.
- Проведение подготовительных работ для всех видов ОПЗ обязательно и включает в своем составе обеспечение необходимым оборудованием и инструментом, а также подготовку ствола скважины, забоя и фильтра к обработке. В скважинах, по которым подземное оборудование не обеспечивает проведения работ по ОПЗ, например оборудованных глубинным насосом, производят подъем подземного оборудования и спуск колонны НКТ (технологической колонны), а также другого необходимого оборудования.
- После проведения КО исследуют скважины методами установившихся и неустановившихся отборов на режимах (при депрессиях), соответствующих режимам исследования скважин перед ОПЗ.

применимости

Тепловые методы являются перспективными для добычи высоковязких нефтей и нефтей с неньютоновскими свойствами. Существуют залежи с такими условиями залегания и свойствами нефти, при которых тепловые методы воздействия могут оказаться единственными, позволяющими обеспечивать промышленную разработку.

Если пластовая температура равна или близка к температуре начала кристаллизации парафина в пластовых условиях, то вытеснение нефти холодной водой приведет к охлаждению пласта, выпадению парафина и закупорке пор, что усилится при сильной послойной неоднородности пласта. Нагнетаемая холодная вода, быстро продвигаясь по наиболее проницаемому прослою, станет источником охлаждения выше и ниже залегающих менее проницаемых прослоев. Охлаждение приведет в лучшем случае к загустению нефти, а в худшем - к выпадению растворенных парафинов в твердую фазу и консервации запасов нефти в пропластках. Указанные особенности свойств нефти и сильная послойная неоднородность пласта могут привести к получению значительного эффекта при закачке в такой пласт теплоносителя. В этом случае горячая вода (или пар), проникая по хорошо проницаемому прослою, будет прогревать выше и нижезалегающие слои пласта, что приводит к снижению вязкости нефти и способствует более полному извлечению запасов.

Методы теплового воздействия на пласт перспективны как методы увеличения нефтеотдачи пластов и как едва ли не единственный способ добычи высоковязких нефтей и битумов. Различают следующие основные виды тепловых методов.

1. Закачка в пласт горячих теплоносителей (вода и пар)

Методы теплового воздействия на пласт. Критерии

применимости

Если первые две технологии относятся к методам воздействия на пласт, то последняя имеет большее отношение к методам воздействия на призабойную зону пласта. Наилучшие теплоносители среди технически возможных - вода и пар. Это объясняется их высокой энтальпией (теплосодержанием на единицу массы). Вообще теплосодержание пара выше, чем воды, однако с увеличением давления они приближаются друг к другу. С увеличением давления нагнетания преимущества пара по сравнению с водой уменьшаются, если их оценивать только с позиций количества вводимой в пласт теплоты. Это также указывает на то, что наибольшая эффективность достигается при закачке пара в неглубокие скважины, когда требуются низкие давления. Следует иметь в виду, что теплосодержание единицы объема пара меньше, чем воды, и особенно при низких давлениях. Однако приемистость нагнетательных скважин при закачке пара выше, чем при закачке воды, вследствие меньшей вязкости пара.

При движении горячей воды по трубопроводам и пласту происходит ее охлаждение. При движении пара такого снижения температуры не происходит благодаря скрытой теплоте парообразования и изменению его сухости. Процессы теплового воздействия связаны с потерей теплоты в трубопроводах, скважине и в самом пласте на прогрев кровли и подошвы. К. п. д. применяемых парогенераторов около 80%. Теплотери в поверхностных паропроводах оцениваются примерно от 0,35 до 3,5 млн. кДж/сут на каждые 100 м трубопровода. Это сравнительно малая доля, так

Методы теплового воздействия на пласт. Критерии применимости

Теплопотери в скважине составляют примерно 1,7 млн. кДж/сут на каждые 100 м длины НКТ. Для снижения потерь теплоты кольцевое пространство заполняют газом (теплопроводность газа меньше теплопроводности жидкости). Расчеты показывают, что при осуществлении мер по снижению потерь теплоты в скважине их можно довести до 2 - 3 % от общего количества теплоты, вводимой в скважину при закачке горячей воды, и до 3 - 5 % при закачке пара на каждые 100 м длины ствола. Потери в стволе скважины существенно ограничивают эффективные глубины залегания пластов для теплового воздействия: 1200 – 1500 м при максимально возможных темпах закачки теплоносителя. Увеличение скорости закачки почти не сказывается на абсолютной величине теплопотерь, поэтому увеличение темпов закачки приводит к уменьшению доли теплопотерь от общего количества вводимой в пласт теплоты.

Тепловая эффективность воздействия на пласт оценивается отношением накопленной в объеме пласта теплоты Q_p к общему количеству введенной теплоты Q_v . Это отношение называют коэффициентом теплоиспользования. Теплопотери в кровлю и подошву пласта увеличиваются по мере увеличения фронта нагнетания и площади, охваченной теплоносителем.

При уменьшении толщины пласта доля потерь в кровлю и подошву возрастает - коэффициент теплоиспользования уменьшается. Оценки теплопотерь показывают, что по истечении определенного времени потери

Методы теплового воздействия на пласт. Критерии

применимости

Оценка реальных потерь теплоты показывает, что через 86,8 сут закачки в пласт толщиной $h = 5$ м при $\chi = 0,003$ м³/ч теплопотери достигнут 42%. Причем эти так называемые интегральные потери не зависят от геометрии течения теплоносителя по пласту (радиальная или линейная). Эти оценки указывают также, что темп ввода теплоносителя в пласт должен быть максимально возможным, так как при этом коэффициент теплоиспользования возрастает.

Теплопередача в пласте осуществляется конвективным (поток горячей воды или пара) и диффузионным (за счет теплопроводности пористой среды) способами. В результате в пласте формируется температурный фронт перемещающийся в направлении фильтрации теплоносителя. Однако теплоперенос, т. е. движение теплового фронта, и массоперенос, т. е. движение самого теплоносителя в пласте, происходят с разными скоростями вследствие утечки теплоты на нагрев не только самого пласта, по которому происходит фильтрация теплоносителя, но и окружающих пород.

При закачке горячей воды в пласте формируется две зоны: зона с падающей температурой и зона, не охваченная тепловым воздействием, с первоначальной пластовой температурой.

При закачке пара формируется три зоны: первая зона с примерно одинаковой температурой, насыщенная паром, температура которой зависит от давления в этой зоне. Вторая зона - зона горячего конденсата (воды), в которой температура снижается от температуры насыщенного

Методы теплового воздействия на пласт. Критерии

применимости

Вследствие расхода теплоты, содержащейся в теплоносителе, на прогрев пласта и окружающих пород тепловой фронт отстает от фронта вытеснения (теплоносителя), причем чем меньше толщина пласта, тем отставание больше при прочих равных условиях. Это объясняется тем, что при малой толщине пласта доля потерь теплоты в кровлю и подошву пласта больше и охлаждение теплоносителя происходит быстрее.

Такое отставание теплового фронта зависит еще и от теплофизических и коллекторских свойств пласта и теплоносителя, а также от эффективности вытеснения нефти водой. При толщине пласта 10 м через год температурный фронт отстанет от фронта вытеснения в 13,3 раза, а при толщине пласта 30 м - в 9,1 раза.

При закачке пара также происходит отставание температурного фронта от фронта вытеснения. Однако за счет скрытой теплоты парообразования при конденсации пара прогревая зона пласта увеличивается в 3 - 5 раз (в зависимости от сухости нагнетаемого пара и давления) по сравнению с закачкой горячей воды. В этом заключается одно из преимуществ использования пара по сравнению с горячей водой в качестве теплоносителя.

качке горячей воды в зоне, не охваченной тепловым воздействием, происходит вытеснение нефти водой в изотермических условиях, а в нагретой зоне, в которой температура изменяется от пластовой до температуры воды на забое скважины, - в неизотермических. При этом понижается вязкость нефти, улучшается соотношение подвижностей

Методы теплового воздействия на пласт. Критерии применимости

При закачке пара в зоне конденсации механизм вытеснения аналогичен механизму вытеснения при закачке горячей воды. В первой зоне благодаря высокой температуре происходит частичная разгонка легких компонентов нефти и переход их из зоны пара в зону конденсаций, что также приводит к еще большему увеличению нефтеотдачи.

Роль каждого из перечисленных факторов зависит как от температурной обстановки в пласте, так и от физико-химических свойств пластовой нефти (плотность, вязкость, наличие легких компонентов).

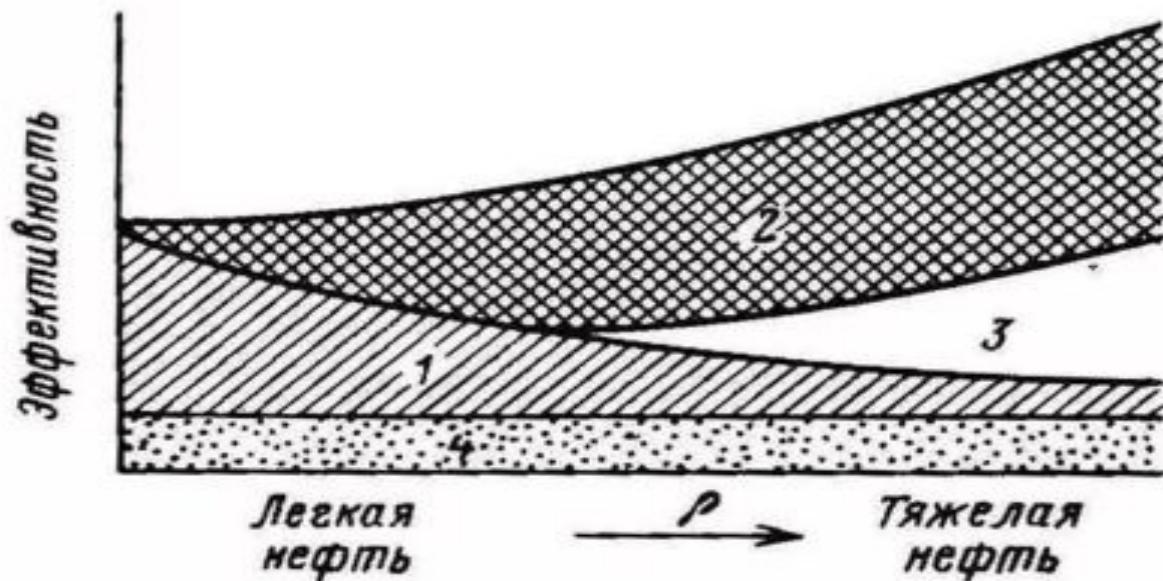
Кроме того, на практике замечены увеличение и последующая стабильность приемистости нагнетательных скважин при закачке горячей воды. Однако при закачке пара в результате действия пресного конденсата на глинистые компоненты пористой среды, приводящего к разбуханию глин, может наблюдаться и снижение приемистости.

Для применения метода обработки водой и паром необходимо соблюдение нескольких условий:

- глубина расположения нефтеносного пласта не превышает 1,2 – 1,5 км;
- пласт глин, суглинков и песчаников по толщине не превышает 15 м;
- нефть вязкая и плотная;
- насыщенность пласта нефтью составляет не менее 50%;
- участок разработки не заводнен.

Методы теплового воздействия на пласт. Критерии применимости

Влияние различных процессов на эффективность вытеснения нефти нагретой водой при отсутствии испарения



1 – термическое расширение, 2 – уменьшение вязкости, 3 – смачиваемость, 4 – межфазное напряжение в системе нефть-вода (в некоторых случаях)

Методы теплового воздействия на пласт. Критерии применимости

▶▶ Процессы при нагнетании горячей воды в пласт

- ❖ Понижение вязкости нефти;
- ❖ Изменение молекулярно-поверхностных сил;
- ❖ Расширение нефти и горных пород;
- ❖ Улучшение смачивающих свойств воды;
- ❖ Уменьшение фильтрационных сопротивлений пласта;
- ❖ Интенсификация капиллярных процессов.

Методы теплового воздействия на пласт. Критерии применимости

Основным условием образования отложений АСПО в НКТ добывающих скважин является снижение температуры ниже температуры насыщения нефти парафином. Поэтому поддержание на устье скважины температуры выше температуры насыщения нефти парафином способно предотвратить отложения АСПО в скважине.



1. Аппаратура индукционного нагрева ИТВ-520
2. Аппаратура индукционного обогрева устьевого оборудования АИН-420

Системы нагрева с помощью тендов

Нагреватель состоит из герметичного корпуса, в котором размещены три трубчатых нагревательных элемента, соединенных в «звезду», головки и наконечника. В головке размещен узел токоввода. Питание осуществляется по кабелю КПБК, КПБП. Нагреватель крепится к колонне НКТ с помощью резьбового соединения.

Для предотвращения отложений АСПО в НКТ рекомендуется применять нагреватели на скважинах с дебитом до 10 м³/сут и обводненностью не более 50 %.

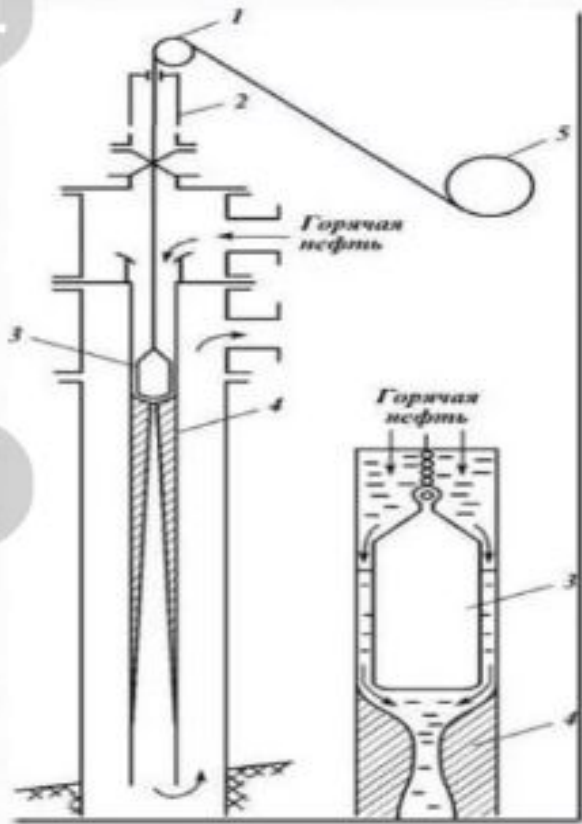
Системы индукционного нагрева и аппаратура обогрева устьевого оборудования

При обработке призабойной зоны нефтяного пласта, или интервала отложений АСПО аппаратурой ИТВ-520 производства ООО "Интенсоник+" происходит растепление и вынос парафина.

Непосредственный нагрев металла обсадной колонны токами высокой частоты исключает необходимость прогрева промежуточного слоя жидкости в скважине и неизбежного оттока тепла от прибора по стволу скважины, поэтому процесс расформирования парафина начинается сразу же после включения аппаратуры. Таким образом, этот метод позволяет обрабатывать призабойную зону добывающих и нагнетательных скважин в режиме депрессии и восстанавливать их производительность. Причем, приемистость нагнетательных скважин может восстанавливаться до сотен кубических метров в сутки, практически с нулевого уровня. Аппаратура индукционного обогрева скважинного оборудования (АИН) предназначена для нагрева устьевого оборудования: задвижек, сальников, лубрикатора, фланцев и других металлических частей и конструкций. Преимущество высокочастотного индукционного нагрева перед обычным способом нагрева тепловым нагревательным элементом (ТЭН) или нагревом открытым пламенем заключается в способе выделения тепла, которое происходит непосредственно в самом нагреваемом объекте за счет поглощения высокочастотной электромагнитной энергии металлическим оборудованием.

Методы теплового воздействия на пласт. Критерии применимости

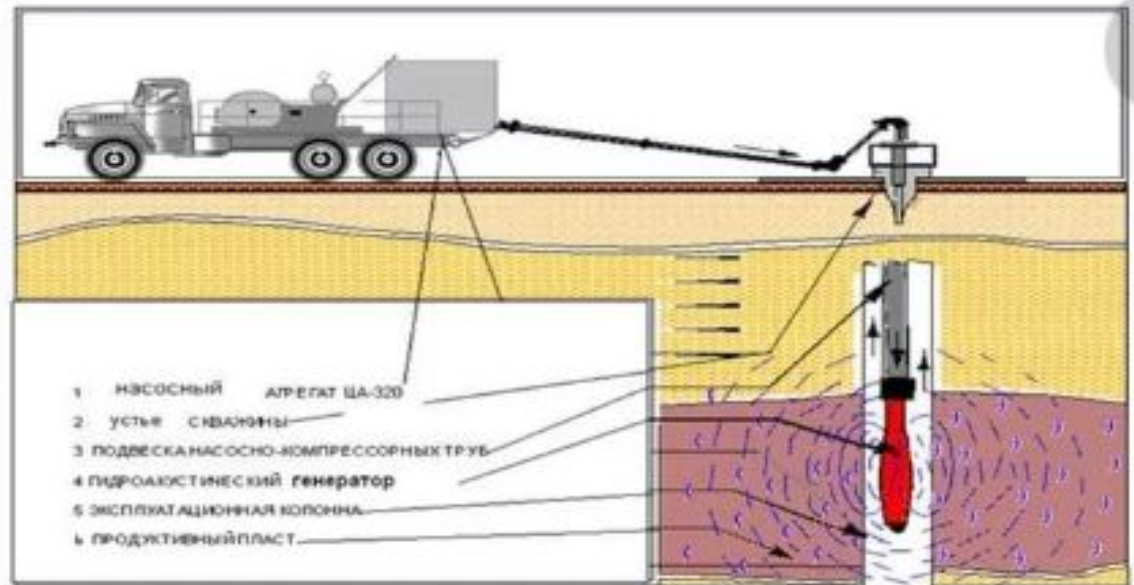
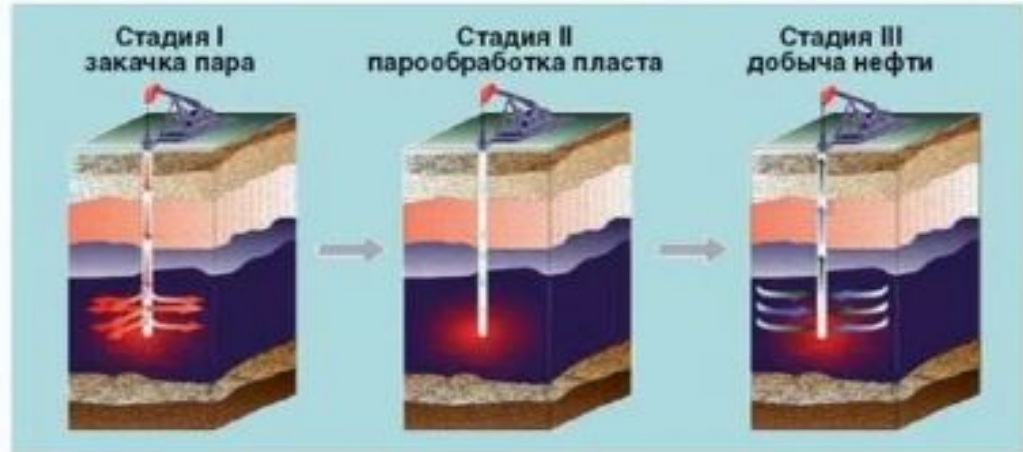
Тепловые методы промывка горячей нефтью



электротепловая
обработка



закачка пара



Методы теплового воздействия на пласт. Критерии применимости

Пароциклические обработки скважин. Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки добывающих скважин, осуществляют периодическим прямым нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующей эксплуатацией тех же скважин для отбора из пласта нефти с пониженной вязкостью и сконденсированного пара. Цель этой технологии заключается в том, чтобы прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин, снизить вязкость нефти, повысить давление, облегчить условия фильтрации и увеличить приток нефти к скважинам.

Методы теплового воздействия на пласт. Критерии применимости

Электромагнитное воздействие. Метод основан на использовании внутренних источников тепла, возникающих при воздействии на пласт высокочастотного электромагнитного поля. Зона воздействия определяется способом создания (в одной скважине или между несколькими), напряжения и частоты электромагнитного поля, а также электрическими свойствами пласта. Помимо тепловых эффектов электромагнитное воздействие приводит к деэмульсации нефти, снижению температуры начала кристаллизации парафина и появлению дополнительных градиентов давления за счет силового воздействия электромагнитного поля на пластовую жидкость.

30. Одновременно-раздельная эксплуатация скважин. Условия одновременно-раздельной эксплуатации скважин. Основные схемы компоновки оборудования

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что более половины всех капитальных вложений приходится на бурение скважин. В связи с этим всегда возникает проблема объединения тех или иных пластов или горизонтов в один или несколько объектов разработки, которые могли бы эксплуатироваться одной сеткой скважин. Решать эту задачу обычно приходится на первых стадиях разработки, а иногда и на стадии разведки или опытной эксплуатации месторождения, когда информация о геологическом его строении ограничена, вследствие малого числа скважин. В связи с этим в скважинах приходится перфорировать несколько пластов и эксплуатировать их «общим фильтром». Это позволяет экономить значительные средства и материальные ресурсы на бурении скважин. Однако в дальнейшем, на более поздних стадиях разработки по мере поступления дополнительной геологической информации, а также сведений о взаимодействии скважин, участии отдельных прослоев в процессе разработки, выявляется геологическая и фильтрационная неоднородность пластов. В этом случае влияние депрессии на такие пласты будет различно, а следовательно, и доля их участия в процессе разработки будет неодинакова. В первую очередь будут вырабатываться высокопроницаемые пласты, для фильтрации флюида в которых требуются небольшие депрессии. Более низкопроницаемые пласты будут отставать с выработкой, либо вообще

Одновременно-раздельная эксплуатация скважин. Условия одновременно-раздельной эксплуатации скважин. Основные схемы компоновки оборудования

Наилучшим выходом из такого положения было бы создание независимых систем разработки со своими сетками скважин на каждый пласт, и это делается, когда пласты со схожими характеристиками группируются в один объект разработки и эксплуатируются общим фильтром. Но это не снимает вопроса о целесообразности раздельных эксплуатации или закачки воды в разные пласты через одну скважину.

Развитие технологии раздельной эксплуатации нескольких пластов пошло по пути создания специального оборудования, спускаемого в скважину, вскрывающую два или три пласта. Основным элементом такого оборудования является пакера, изолирующие пласты друг от друга, с отдельными или одним каналом для выхода жидкости на поверхность.

Оборудование для раздельной эксплуатации пластов через одну скважину должно допускать:

- создание и поддержание заданного давления (депрессии) против каждого вскрытого пласта;
- измерение дебита жидкости, получаемой из каждого пласта;
- получение на поверхности продукции разных пластов без их смешивания в скважине, так как свойства нефтей (сернистые и несернистые) могут быть различными;
- исследование каждого пласта, например, методом пробных откачек или методом снятия КВД;

Одновременно-раздельная эксплуатация скважин.

Условия одновременно-раздельной эксплуатации скважин. Основные схемы компоновки оборудования

Полностью выполнить эти требования практически не удастся даже в простейшем случае, т. е. при раздельной эксплуатации двух пластов через одну скважину. Возможности раздельной эксплуатации через одну скважину существенно зависят от размера эксплуатационной колонны. При больших диаметрах (168 мм и больше) легче удовлетворить большую часть изложенных требований и создать достаточно надежное оборудование.

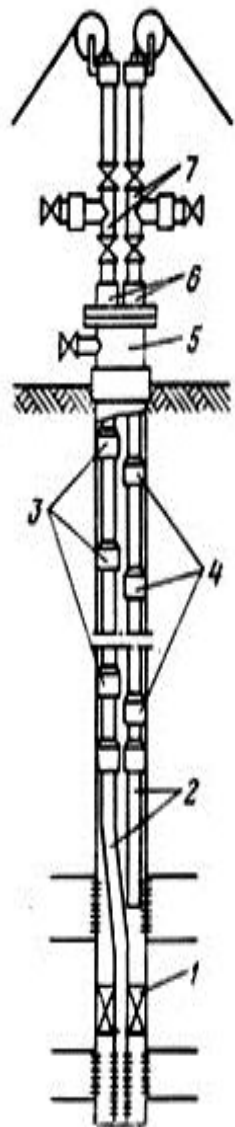
Раздельно эксплуатировать два пласта в зависимости от условий притока жидкости в скважину можно следующими способами.

1. Оба пласта фонтанным способом.
2. Один пласт фонтанным, другой - механизированным способом.
3. Оба пласта механизированным способом.

Теоретически возможны следующие комбинации способов эксплуатации: фонтан - фонтан; фонтан - газлифт; газлифт - фонтан; насос - фонтан; фонтан - насос; насос - газлифт; газлифт - насос; насос - насос; газлифт - газлифт.

Раздельная эксплуатация трех пластов через одну скважину возможна только в особых наиболее простых случаях и поэтому применяется крайне редко.

Одновременно-раздельная эксплуатация скважин. Условия одновременно-раздельной эксплуатации скважин. Основные схемы компоновки оборудования



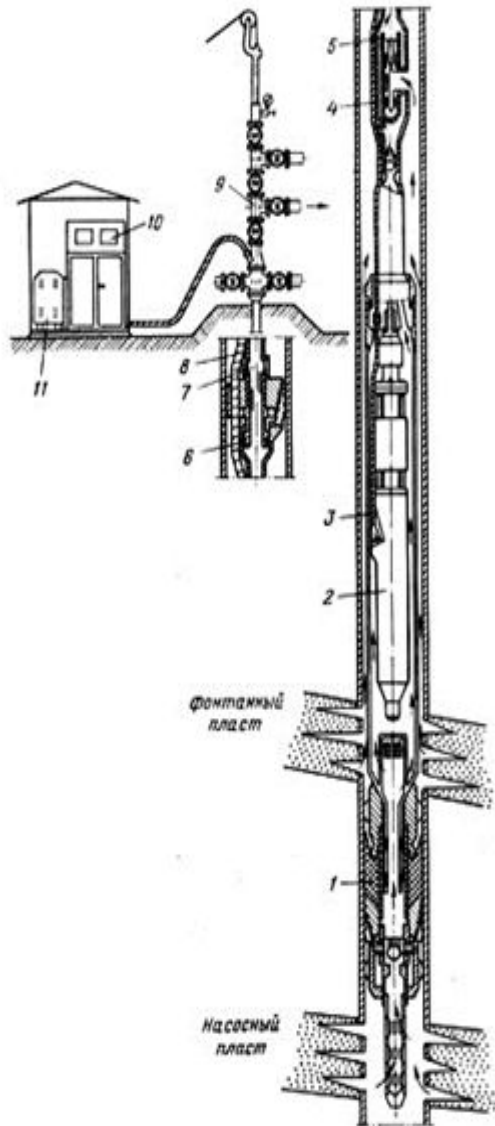
Наиболее простой схемой оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов одной скважиной является система с двумя параллельными рядами НКТ 2, работающая по схеме фонтан - фонтан. Один ряд труб имеет на конце пакер 1, устанавливаемый в промежутке между двумя пластами. На колонне НКТ, эксплуатирующей нижний пласт, устанавливаются малогабаритные пусковые клапаны 3 с принудительным открытием. В НКТ, по которым поступает продукция верхнего пласта, также устанавливаются клапаны 4 специальной конструкции, которые открывают принудительно с поверхности спуском в НКТ оправки на проволоке, отжимающей пружинные клапаны для впуска газа из обсадной колонны. Оборудование устья состоит из тройника 5 для сообщения с пространством обсадной колонны и планшайбы, на которой подвешиваются оба ряда НКТ и уплотняются двухрядным сальником 6. Продукция из каждого пласта поступает на поверхность без смешивания и через тройники 7 отводится в нефтесборную сеть. Оба пласта осваиваются закачкой газа в обсадную колонну через тройник 5, причем освоение можно проводить раздельно. После перехода на нормальный режим

Одновременно-раздельная эксплуатация скважин. Условия одновременно-раздельной эксплуатации скважин. Основные схемы компоновки оборудования

При спуске двух параллельных рядов труб с использованием оборудования, показанного на предыдущем слайде, можно осуществить раздельную эксплуатацию двух пластов по схемам фонтан-насос или насос-фонтан. В этом случае одна из колонн НКТ, предназначенная для эксплуатации верхнего или нижнего пласта с помощью ШГН, берется большего диаметра, допускающего спуск в них вставного насоса. Сначала спускается колонна НКТ, предназначенная для эксплуатации нижнего пласта с разделительным пакером для изоляции пластов друг от друга. Затем спускается вторая колонна. На колонне НКТ, предназначенной для фонтанной эксплуатации, устанавливаются шариковые малогабаритные пусковые клапаны с принудительным открытием с поверхности с помощью оправки, спускаемой на проволоке через лубрикатор. На второй колонне НКТ большего диаметра, предназначенной для насосной эксплуатации на заранее определенной глубине, устанавливается замковая опора для посадки на нее вставного насоса, спускаемого на штангах. Для того чтобы при спуске или подъеме колонны НКТ не происходило зацепление муфт, над последними устанавливаются конические кольца (по одному кольцу над каждой муфтой обеих колонн). На устье скважины специальная арматура должна обеспечивать выход продукции пласта, эксплуатируемого фонтанным способом, и установку тройника и сальника для полированного штока штанговой насосной установки, эксплуатирующей второй пласт.

Применение описанных установок ограничено трудностями спуска двух параллельных рядов труб, герметизации устья, отсутствием выхода отсепарированного подпакерного газа при работе по схеме насос - фонтан и необходимостью его пропуска через насос, а также малыми габаритами обсадных колонн. Однако установки подобного типа обладают важным достоинством - наличием раздельных каналов для продукции обоих пластов. Это может иметь

Одновременно-раздельная эксплуатация скважин. Условия одновременно-раздельной эксплуатации скважин. Основные схемы компоновки оборудования

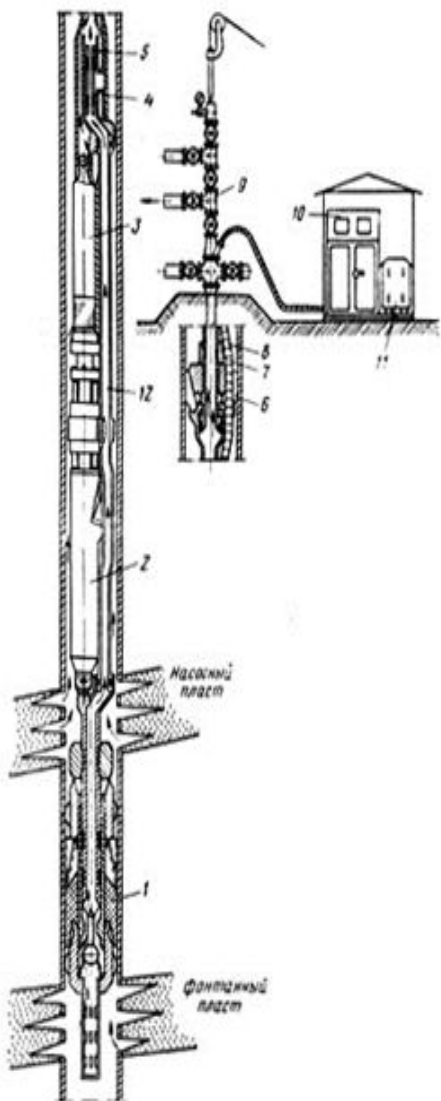


Сложнее установки для раздельной эксплуатации, в которых используют погружной центробежный электронасос. Подземное оборудование состоит из пакера 1, устанавливаемого в промежутке между двумя пластами, центробежного насоса 2, заключенного в специальный кожух 3 для перевода жидкости нижнего пласта из-под пакера к приемной сетке ЭЦН, находящейся над электродвигателем и гидрозащитным устройством насоса; разобщителя 4, позволяющего с помощью плунжера 5 сообщать межтрубное пространство скважины с внутренней полостью НКТ. Жидкость нижнего пласта через пакер поднимается по кольцевому зазору между кожухом 3 и насосом 2, охлаждает при этом электродвигатель и попадает по каналу в переводнике на прием центробежного насоса, расположенного выше переводника кожуха. Минув обратный клапан и разобщитель 4, жидкость нижнего пласта попадает в НКТ.

Жидкость верхнего, фонтанного пласта проходит по кольцевому зазору между обсадной колонной и кожухом ЭЦН, достигает разобщителя 4 и через боковое отверстие в разобщителе и плунжере 5 попадает в НКТ. Таким образом, жидкости обоих пластов выше разобщителя смешиваются и поднимаются по НКТ.

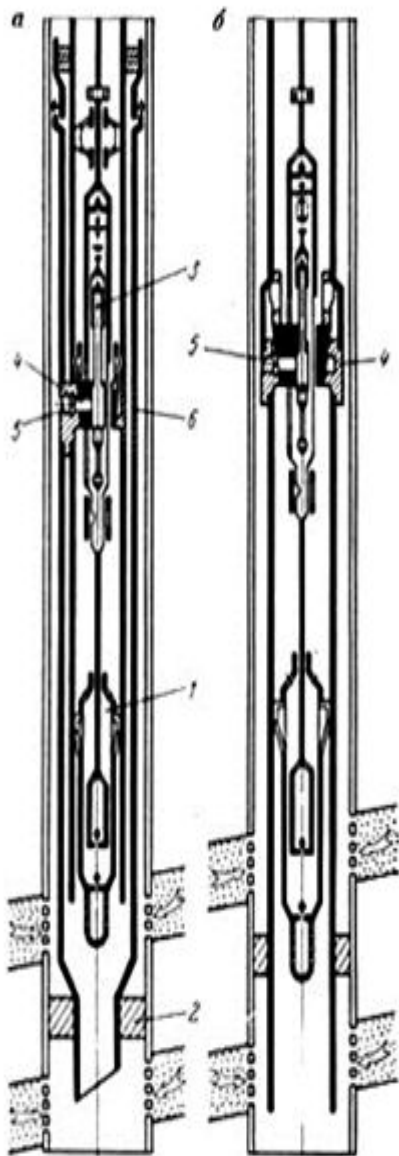
Описанное подземное оборудование спускается в скважину на НКТ и подвешивается в обсадной колонне на специальном

Одновременно-раздельная эксплуатация скважин. Условия одновременно-раздельной эксплуатации скважин. Основные схемы компоновки оборудования



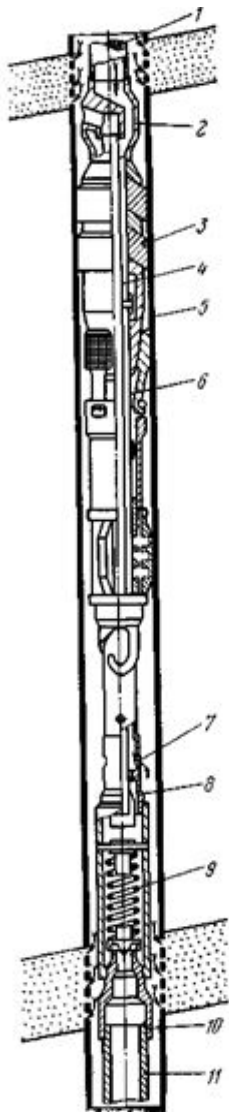
При работе по схеме фонтан - насос пласты разобщаются пакером 1, который повернут резиновой манжетой вниз в сторону фонтанного пласта, имеющего большее давление. Это способствует самоуплотнению пакера. Вся сборка, состоящая из ПЭД 2, ЭЦН 5, разобщителя 4 обводного канала 12, и трубного якоря 6, спускается в скважину на НКТ вместе с кабелем 8. Хвостовая часть сборки входит в канал пакера 1 и уплотняется там с помощью резиновых манжет. На поверхности, как обычно, устанавливается арматура 9, станция управления 10 и автотрансформатор 11. В данной установке вместо кожуха используется обводная трубка 12 для прохода жидкости из нижнего, фонтанного пласта к штуцерному сменному плунжеру 5 в разобщителе 4. Жидкость из верхнего, насосного пласта по кольцевому зазору между обсадной колонной и корпусом ПЭД и ПЦЭН поднимается вверх и достигает приемной сетки насоса. Через обратный шариковый клапан жидкость подается в НКТ, минуя разобщитель 4. Выше разобщителя жидкости смешиваются. Над центробежным насосом снаружи НКТ устанавливается трубный якорь 6, воспринимающий нагрузку от веса труб 7 и передающий ее посредством шлицевого сцепления на обсадную колонну. В пакере разобщителя 1, в его нижней части имеется пружиненный шариковый клапан, который при подъеме сборки освобождается хвостовиком и перекрывает доступ жидкости из нижнего, фонтанного пласта в

Одновременно-раздельная эксплуатация скважин. Условия одновременно-раздельной эксплуатации скважин. Основные схемы компоновки оборудования



Откачка жидкости из каждого пласта по схеме ШГН-ШГН производится спаренными штанговыми насосами, подвижные части которых соединены специальной штангой. Оба насоса спускаются на одной колонне труб и приводятся в действие одной колонной штанг от станка-качалки. Нижний ШГН 1 забирает жидкость из-под пакера 2 из нижнего пласта и подает ее в пространство НКТ над верхним ШГН 3 через обводные каналы, имеющиеся в посадочном устройстве 4 верхнего ШГН. Из верхнего пласта жидкость поступает на прием верхнего насоса через боковое отверстие 5, имеющееся в посадочном устройстве 4. Жидкость из верхнего ШГН также подается в НКТ. Таким образом, жидкости обоих пластов смешиваются и подаются на поверхность по колонне НКТ. Пласты, как обычно, изолированы друг от друга разделительным пакером. Посадочное устройство верхнего ШГН может быть оборудовано каналами для отвода в затрубное пространство подпакерного газа из нижнего пласта. В этом случае в промежутке между насосами подвешивается дополнительная колонна НКТ 6. По межтрубному пространству, образованному этой дополнительной колонной, отсепарированный газ от приема нижнего насоса отводится в затрубное пространство через каналы посадочного устройства верхнего ШГН 4.

31. Раздельная закачка воды в два пласта через одну скважину. Основные схемы компоновки оборудования



Оборудование для раздельной закачки воды (ОРЗ) в два пласта через одну скважину предусматривает возможность закачки по двум независимым каналам при различных давлениях нагнетания. Дифференциация давлений достигается либо прокладкой двух водоводов от ближайшей кустовой насосной станции с различным давлением нагнетаемой воды (разные насосы), либо дросселированием давления путем пропуска части воды общего водовода через штуцер непосредственно на устье скважины. В последнем случае давление в общем водоводе должно быть равно или больше давления нагнетания в плохо проницаемый пласт. Однако дросселирование давления связано с потерей энергии и с энергетической точки зрения невыгодно.

Разработаны конструкции подземного оборудования для раздельной закачки в два пласта при колонне 146 мм (ОРЗ-2П-5) и колонне 168 мм (ОРЗ-2П-6). На колонне насосных труб 1 в скважину опускается шлипсовый пакер 3 специальной конструкции. В дополнение к обычным узлам пакер 3 имеет муфту перекрестного течения 2, подпружиненный промывочный клапан 9 и центральный

Раздельная закачка воды в два пласта через одну скважину. Основные схемы компоновки оборудования

Оборудование для раздельной закачки воды должно обеспечивать периодическую промывку фильтров водопоглощающих пластов для восстановления или повышения их приемистости, которая всегда имеет тенденцию к затуханию вследствие заиливания. По схеме предусматривается закачка воды через межтрубное пространство в верхний водопоглощающий пласт и по центральным трубам в нижний водопоглощающий пласт. Давление воды, нагнетаемой в верхний пласт, по каналам перекрестной муфты 2 и далее по центральному патрубку 6 пакера 3 передается вниз на подпружиненный тарельчатый промывочный клапан 9, который при этом закрывается, что предотвращает переток воды в нижний пласт внутри скважины. Вода, закачиваемая по НКТ, через межтрубный канал 4 между центральным патрубком и основной трубой в пакере и далее через отверстия 7 попадает в нижний пласт. Промывочный клапан позволяет нагнетать промывочную воду в НКТ. В этом случае вода через НКТ, пройдя межтрубный канал 4 и отверстия 7, промывает фильтр нижнего пласта и далее через башмак 11 попадет под промывочный клапан 9. Если давление под клапаном 9 будет больше, чем над ним, он откроется и даст доступ промывочной воде в промывочный патрубок 6 и далее через каналы перекрестной муфты 2 в обсадную колонну. При этом одновременно будет происходить промывка фильтровой части верхнего пласта. На поверхность промывочная вода поступает по межтрубному пространству.

Раздельная закачка воды в два пласта через одну скважину. Основные схемы компоновки оборудования

Для того чтобы промывочный клапан открылся, кольцевое сечение обсадной колонны 5 отключается от водовода и давление падает. Для того, чтобы промывочный клапан был закрыт при нормальной работе, необходимо в верхний пласт по межтрубному пространству закачивать воду с более высоким давлением. так как в этом случае давление над клапаном 9 будет больше, чем под ним, и он будет закрыт. Если вода с более высоким давлением должна закачиваться не в верхний, а в нижний пласт, то перед спуском оборудования в скважину необходимо перевернуть корпус промывочного клапана 9 и присоединить его к переводнику 10. При такой компоновке оборудования ствол скважины и фильтры обоих пластов промываются закачкой воды в межтрубное пространство (обратная промывка). Расходы воды в оба пласта измеряются на поверхности. Если в большинстве случаев 146-мм обсадная колонна обеспечивает нужную прочность при нагнетании воды в пласт, то в колонных диаметром 168 мм, прочность на разрыв которой меньше, нагнетание возможно только при низких давлениях

Раздельная закачка воды в два пласта через одну скважину. Основные схемы компоновки оборудования

Для защиты 168-мм обсадной колонны от давления воды разработана конструкция ОРЗ-2П-6 с двумя разделительными пакерами, обращенными раструбом вниз. При спуске оборудования в скважину для защиты манжеты на нее одевается предохранительный металлический кожух который сбрасывается с нее давлением жидкости при опрессовке оборудования в скважине. Выше самоуплотняющейся манжеты на сердечнике пакера устанавливаются ограничительные втулки с резиновыми манжетами, которые сжимаются весом колонны труб и фиксируют пакер по центру эксплуатационной колонны, обеспечивая нормальную работу самоуплотняющейся манжеты. Конструкция оборудования ОРЗ-2П-6 под колонну 168 мм похожа на ранее описанную. Технологической схемой использования оборудования ОРЗ-2П-6 предусматривается закачка воды с более высоким давлением в верхний пласт по НКТ, а с низким давлением - в нижний пласт по эксплуатационной колонне. Очистка скважины проводится обратной промывкой. Если давление воды, закачиваемой в верхний пласт, опасно для обсадной колонны, то оборудование ОРЗ-2П-6 опускается в скважину только с одним нижним разделительным пакером. Верхний пакер с самоуплотняющейся манжетой не ставится.

Для раздельной закачки воды в два пласта существует и ряд других

32. Низкодебитные скважины. Причины низкого дебита скважин. Повышение эффективности эксплуатации низкодебитного фонда скважин

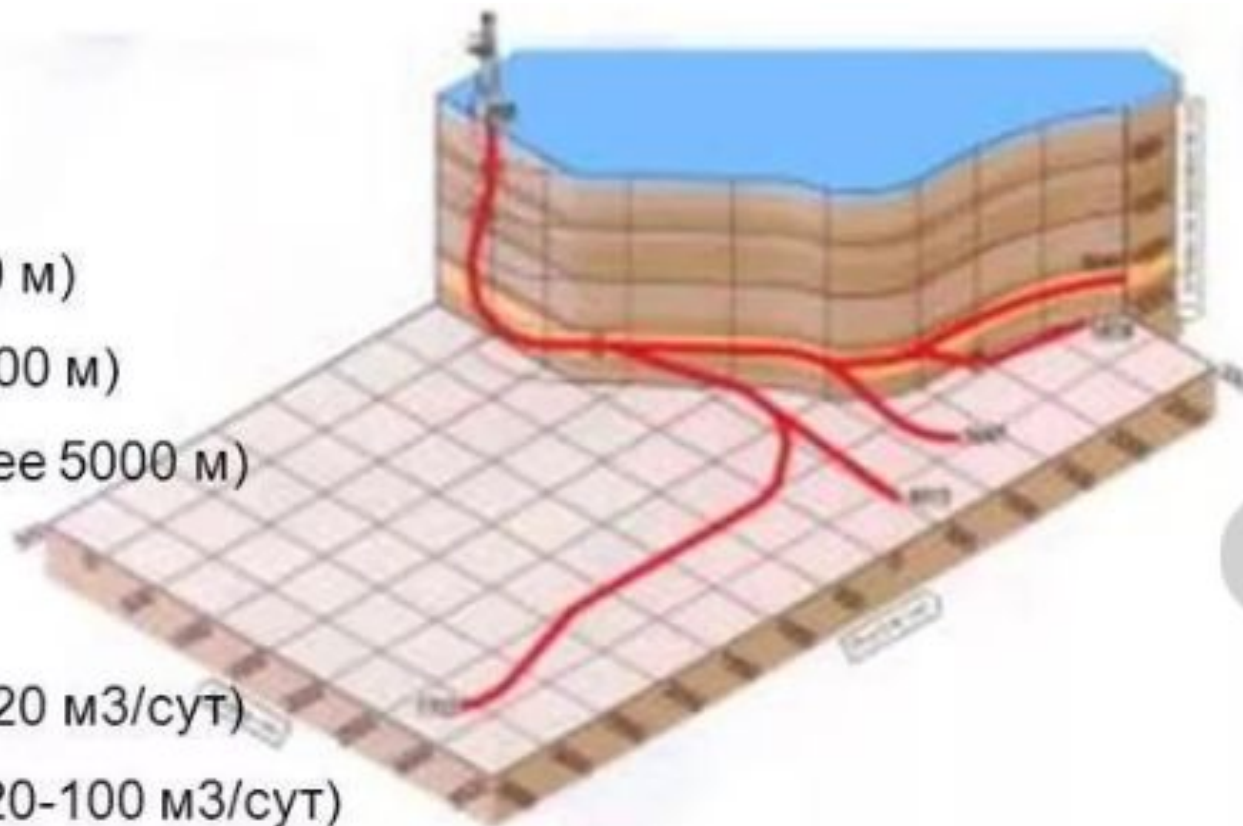
КЛАССИФИКАЦИЯ СКВАЖИН

По глубине:

- мелкие (до 500 м)
- средние (500 – 1500 м)
- глубокие (1500 – 5000 м)
- сверхглубокие (более 5000 м)

По дебиту:

- низкодебитные (до 20 м³/сут)
- малодебитные (до 20-100 м³/сут)
- среднедебитные (100 - 500 м³/сут)
- высокодебитные (свыше 500 м³/сут)



32. Низкодебитные скважины. Причины низкого дебита скважин. Повышение эффективности эксплуатации низкодебитного фонда скважин

Дебит скважины зависит от ряда факторов, связанных с естественной характеристикой пласта-коллектора, таких как коэффициенты пористости и проницаемости, эффективная толщина, вязкость фильтрующихся флюидов, состояния околоствольной зоны пласта.

Низкий дебит скважин может быть обусловлен:

- Низкими фильтрационно-емкостными свойствами пластов;**
- Высокой вязкостью пластового флюида;**
- Низкой энергетикой пласта, не позволяющей создать достаточную депрессию на пласт;**
- Высокой степенью кольматации околоствольной зоны пласта.**

Задача поддержания оптимальных условий и рентабельности добычи нефти требует повышенного внимания к этой категории скважин. Часть из них работает в непрерывном режиме, часть фонда переводится на периодическую эксплуатацию, но нередко с режимом работы, не соответствующим рациональному.

Фонд низкодебитных скважин требует для бесперебойного функционирования заделывания значительной доли людских и материальных ресурсов, которыми располагает нефтегазодобывающее предприятия. Поэтому в рыночных условиях необходимо постоянно совершенствовать способы подъема скважинной продукции на дневную поверхность, режима работы насосного оборудования, а также улучшать информационное обеспечение, необходимое для выбора и поддержания

32. Низкодебитные скважины. Причины низкого дебита скважин. Повышение эффективности эксплуатации низкодебитного фонда скважин

Состояние ПЗП может быть ухудшено при первичном и вторичном вскрытиях пласта, креплении скважины, глушении ее перед многочисленными ремонтами, а также в процессе эксплуатации из-за АСПО в порах породы, неорганических солей, механических примесей и т. п.

Причины, вызывающие ухудшение проницаемости ПЗП при первичном и вторичном вскрытиях продуктивного пласта, принято делить на четыре группы: обуславливающие механическое загрязнение ПЗП;

физико-литологические, приводящие к разбуханию пластового цемента при контакте с водой;

физико-химические;

термохимические.

К причинам, обуславливающим механическое загрязнение ПЗП, относятся:

- засорение пористой среды ПЗП твердой фазой бурового или промывочного раствора при бурении скважины. Многочисленные исследования показали, что глубина проникновения частиц в песчаниках в зависимости от размеров пор и фильтрационных каналов колеблется в пределах 1-20 мм. В гравелитовых пропластках и крупнозернистых песках твердая фаза глинистого раствора проникает на большие расстояния — до сотни метров;

- впрессовыванием в пористую среду ПЗП зерен породы, разрушаемой

32. Низкодебитные скважины. Причины низкого дебита скважин. Повышение эффективности эксплуатации низкодебитного фонда скважин

- закупорка тонкого слоя породы вокруг ствола скважины глиной или тампонажным цементом в процессе крепления скважин;
- загрязнение ПЗП илистыми частицами, содержащимися в воде, закачиваемой в пласт для поддержания пластового давления. Проницаемость ПЗП в этих случаях снижается иногда в 10 раз и более;
- проникновение глинистого и особенно тампонажного растворов в трещины, что в несколько раз снижает среднюю проницаемость ПЗП;
- обогащение ПЗП коллоидно-дисперсной системой за счет коагуляции и суффозии при возвратно-поступательном движении фильтрата и пластового флюида в процессе спускоподъемных операций;
- ухудшение проницаемости призабойной зоны во время эксплуатации скважины вследствие коагуляции минеральных частиц, приносимых жидкостью из удаленных зон пласта.

При коагуляции илистые частицы, вносимые в пористую среду ПЗП фильтрующей жидкостью, располагаются так, что становятся обтекаемыми и мало препятствуют фильтрации, в период же инфильтрации жидкости эти частицы оказываются необтекаемыми; они смещаются и закупоривают фильтрационные каналы, в результате чего происходит явление обратного клапана, что, в свою очередь, ухудшает проницаемость пористой среды. Радиус коагуляции в ПЗП зависит от значения и распространения перепада давления, а также от времени и объема закачиваемой в ПЗП жидкости.

32. Низкодебитные скважины. Причины низкого дебита скважин. Повышение эффективности эксплуатации низкодебитного фонда скважин

По разным оценкам фонд действующих нефтяных скважин с дебитом менее 20 м³/сут. составляет порядка 50% от всего фонда скважин. На сегодняшний день основными способами добычи в таких скважинах являются:

Технологии для эксплуатации малодебитного фонда

```
graph TD; A[Технологии для эксплуатации малодебитного фонда] --> B[Винтовые насосы]; A --> C[Штанговые глубинные насосы с наземным приводом]; A --> D[Погружные УЗЦН с расширенным диапазоном подач]; A --> E[Низкодебитные УЗЦН]; C --> F[Плунжерные насосы с линейным приводом и вихревые насосы];
```

Винтовые насосы

Штанговые глубинные насосы с наземным приводом

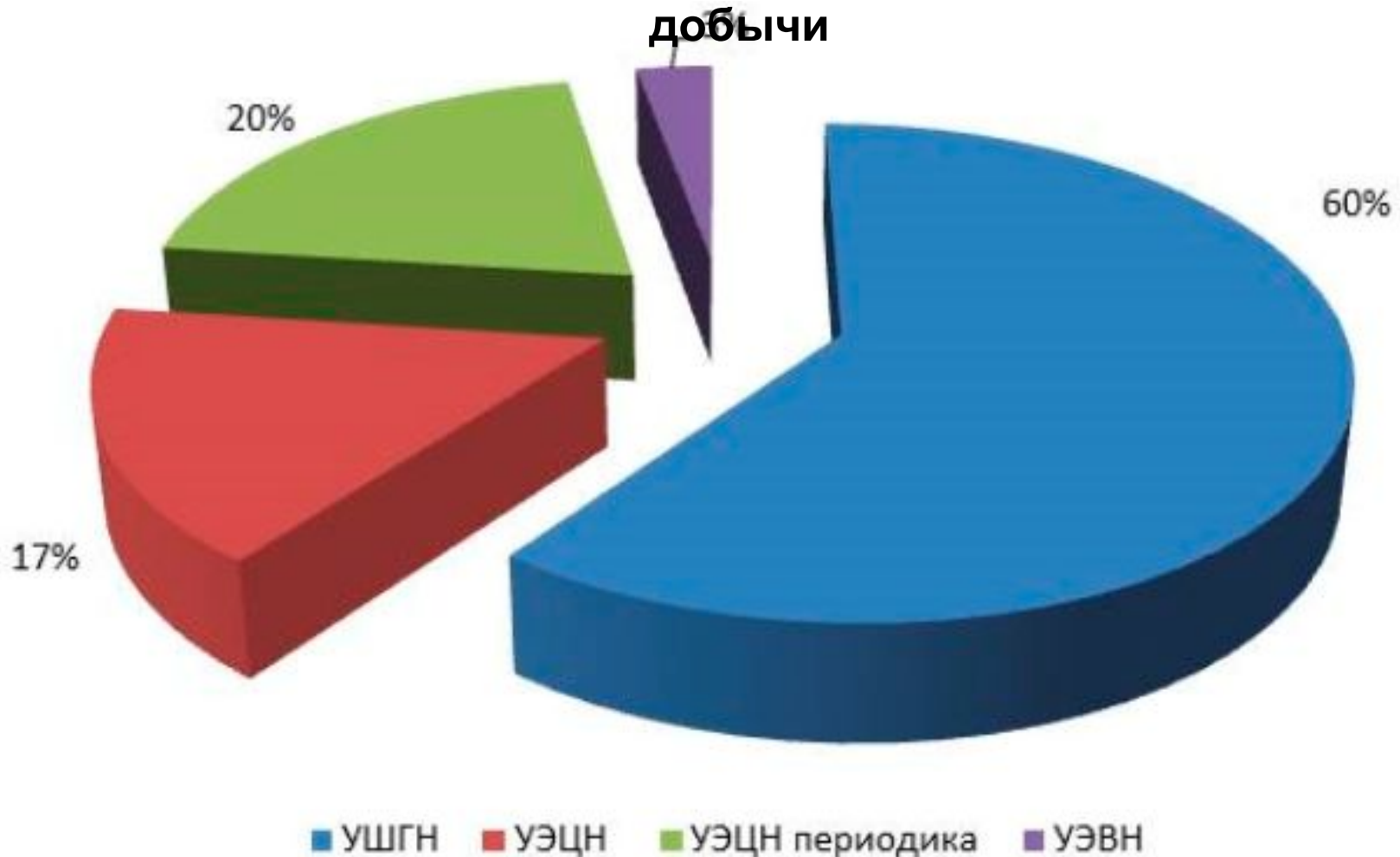
Погружные УЗЦН с расширенным диапазоном подач

Низкодебитные УЗЦН

Плунжерные насосы с линейным приводом и вихревые насосы

32. Низкодебитные скважины. Причины низкого дебита скважин. Повышение эффективности эксплуатации низкодебитного фонда скважин

Распределение низкодебитного фонда скважин по способам добычи



32. Низкодебитные скважины. Причины низкого дебита скважин. Повышение эффективности эксплуатации низкодебитного фонда скважин

Пути повышения эффективности эксплуатации низкодебитного фонда скважин:

— расширения и совершенствования искусственного воздействия на нефтяные пласты. Поддержание пластового давления в сочетании с внедрением редких сеток скважин горизонтальных и многозабойных в т. ч. С многозонными ГРП;

— применения методов воздействия на призабойную зону скважин. К наиболее эффективным из них относятся: гидравлический разрыв пластов, солянокислотная обработка забоев скважин, обработка призабойной зоны поверхностно-активными веществами, радиальное вскрытие пластов и другие методы;

- качественное вскрытие пластов бурением и перфорацией, исключаящее наличие положительного скин-фактора;

— предотвращения осложнений в работе скважин;

— установление и совершенствование оптимального технологического режима эксплуатации скважин;

— одновременно-раздельной эксплуатации двух и более пластов одной скважиной, обеспечивающей увеличение добычи нефти и газа, экономию капитальных вложений и издержек производства;

— комплексная автоматизация нефтегазодобывающих предприятий, обеспечивающая совершенствование режимов работы скважин, повышение экономической эффективности производства, облегчение и

32. Низкодебитные скважины. Причины низкого дебита скважин. Повышение эффективности эксплуатации низкодебитного фонда скважин

К важным направлениям повышения эффективности использования низкодебитного фонда является так же:

— совершенствование машин и оборудования для добычи нефти. Большое значение имеют внедрение более совершенных станков-качалок, подъемников новых типов оборудования для подземного ремонта скважин, улучшение качества насосно-компрессорных труб и насосных штанг, применение усовершенствованного комплекса оборудования для гидравлического разрыва пластов, компрессоров новых типов для внутрипромыслового сбора и транспорта попутного газа, оборудования, приспособленного к условиям работы в малоосвоенных и труднодоступных районах ;

— внедрение прогрессивных систем сбора и транспорта нефти и газа, т. е. максимальное укрупнение пунктов сбора продукции скважин, использование избыточного давления на устье скважин для транспорта нефти и газа, совмещение газобензиновых заводов и компрессорных станции внешней перекачки с пунктами сбора и подготовки нефти. В последние годы в ряде районов внедряют герметизированные напорные системы сбора и транспорта нефти и газа;

- рациональная подготовка нефти к переработке, включающая обезвоживание и обессоливание ее до регламентированных (в установленном порядке) кондиций;

33. Принципы выбора способа добычи нефти

Выбор способа эксплуатации скважин составляет одну из важнейших задач комплексного проектирования разработки нефтяных месторождений, тесно взаимосвязанную с другими элементами проекта и существенно влияющую на них и все показатели добычи нефти. Этот принцип заложен в основу всех современных методик составления технологических схем и проектов разработки.

Способ эксплуатации скважин должен рассматриваться наравне с другими параметрами как один из факторов, определяющих варианты системы разработки месторождения. Кроме того, при применении некоторых способов добывные возможности скважин существенно зависят от диаметра эксплуатационной колонны. Таким образом, способы эксплуатации скважин должны быть тесно увязаны с другими элементами проекта разработки. Отсутствие такой увязки приводит к весьма нежелательным последствиям (излишним затратам средств на неоптимальное первоначальное обустройство, сопровождающееся ломкой ранее принятой схемы) либо к задержке темпов освоения месторождения.

Подъем продукции скважин на дневную поверхность занимает некоторое промежуточное положение между процессами, происходящими в разрабатываемой залежи и достаточно громоздкой системой сбора и подготовки нефти, газа и воды. В этой цепочке конечные рабочие характеристики скважины, такие как дебит, состав продукции, устьевое

Принципы выбора способа добычи нефти

Большие емкости выкидных трубопроводов, особенно при невысоких дебитах скважин, вмещающие добычу из скважин за несколько суток, сильно затрудняют оперативный контроль за работой скважин, если к тому же скважины обводненные. Однако централизованная на большой площади система сбора нефти с очень длинными трубопроводами и высокими устьевыми противодавлениями на скважинах при некоторых условиях может быть сама по себе экономичной. Отсюда следует необходимость поиска оптимального варианта системы сбора нефти, органически связанной с режимами работы скважин.

Таким образом, в проект разработки месторождения нефти, в широком смысле этого понятия, должны входить следующие основные элементы: извлекаемые запасы нефти и газа; заданные или допустимые с точки зрения охраны недр или экологически целесообразные отборы нефти и жидкости в функции времени; число и расположение эксплуатационных и нагнетательных скважин; способы и масштабы искусственного воздействия на пласты; способы добычи нефти; диаметры эксплуатационных колонн в скважинах; схемы обустройства промысловых объектов на территории месторождения и технологии сбора и подготовки нефти; полный срок разработки месторождения .

Перечисленные элементы являются составными частями комплексного проекта разработки и взаимосвязаны со всеми другими элементами и между собой.

Учет способа добычи нефти при составлении вариантов системы разработки усложняет процесс проектирования из-за существенного увеличения числа вариантов подлежащих рассмотрению. Зато такой порядок составления проекта

Принципы выбора способа добычи нефти

Выбор способа добычи нефти из нефтяных и нефтегазовых скважин — основа последующей эффективной их эксплуатации. Он зависит от комплекса причин, но результирующим фактором должна быть экономическая целесообразность.

Практика показала, что надежный выбор способа добычи базируется на анализе множества показателей. Основные положения при выборе способа эксплуатации сводятся к следующему.

1. Каждый из способов подъема жидкости имеет свои преимущества и недостатки на всем протяжении эксплуатации скважин. Основой выбора являются запланированный дебит и относительно низкие эксплуатационные расходы в течение "жизни" скважины.
2. Показатели эксплуатации скважин различными способами следует сравнивать между собой, а затем оценивать их экономически.
3. При выборе способа необходимо учитывать культуру производства и требуемую квалификацию обслуживающего персонала.
4. Ограничения, существующие на момент выбора способа, касающиеся техники, технологии, конъюнктуры рынка и т.д., со временем могут меняться, поэтому расчеты следует периодически

Принципы выбора способа добычи нефти

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;

34. Основные процессы при промышленной подготовке нефти

Система сбора и подготовки нефти на месторождении



1. Скважины

2. Выкидные линии

3. Групповая замерная установка

4. Сепараторы

5. Установка предварительного сброса воды

6. Насосы

7. Установка комплексной подготовки нефти

8. Резервуарный парк

Основные процессы при промышленной подготовке нефти

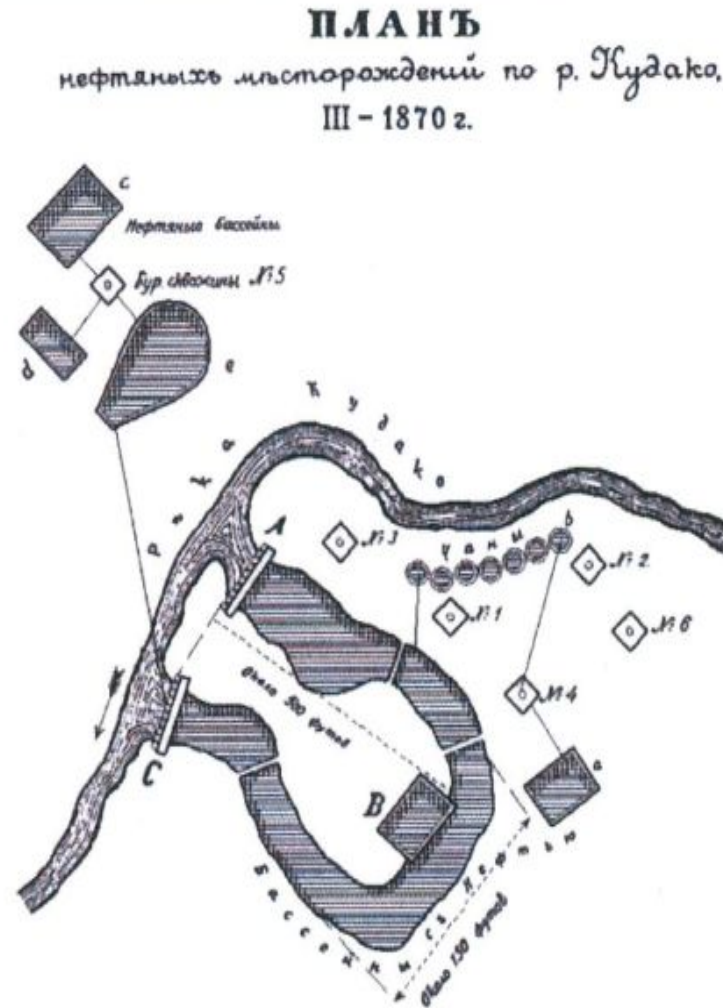
- ✓ Система сбора и подготовки нефти представляет собой сложный комплекс наземного оборудования, включающий:
 - Трубопроводы
 - Замерные установки
 - Сепараторы
 - Резервуары

- ✓ Сбор нефти и газа на промыслах – это процесс транспортировки по трубопроводам нефти, газа и воды под действием:
 - Давления на устье скважины
 - Давления, создаваемого насосами

Основные процессы при промышленной подготовке нефти

Требования к системе сбора и подготовки нефти

1. Сбор продукции всех добывающих скважин с изменяющимися по времени отборами
2. Измерение дебитов каждой скважины
3. Подготовку (доведение до товарных норм) ежесуточной продукции скважины
4. Требуемое качество товарной воды, возвращаемой в пласт
5. Учет климатических условий
6. Автоматизацию и телемеханизацию основных технологических процессов
7. Охрану окружающей среды



Основные процессы при промышленной подготовке нефти

Окончательная подготовка нефти проводится на установке комплексной подготовки нефти (УКПН) и включает:

- Дегазацию (окончательное отделение газа от нефти).
- Обезвоживание (разрушение водонефтяной эмульсии, образующейся при подъеме продукции из скважины и транспорте ее до УКПН)
- Обессоливание (удаление солей за счет добавления пресной воды и повторного обезвоживания)
- Стабилизацию (удаление легких фракций с целью уменьшения потерь нефти при ее дальнейшей транспортировке)

Основные процессы при промышленной подготовке нефти

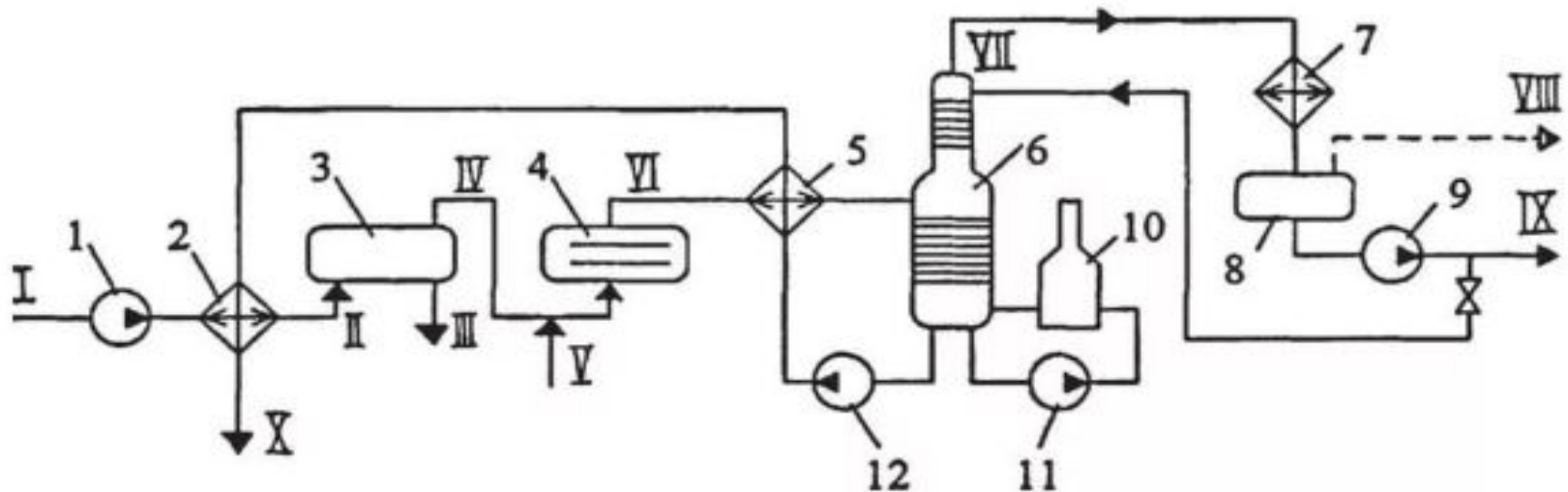
Промысловая подготовка нефти

УКПН



Основные процессы при промышленной подготовке нефти

Установка комплексной подготовки нефти



1, 9, 11, 12—насосы; 2, 5—теплообменники; 3—отстойник; 4—электродегидратор; 6—стабилизационная колонна; 7—конденсатор-холодильник; 8—емкость орошения; 10—печь;

I—холодная «сырая» нефть; II—подогретая «сырая» нефть; III—дренажная вода; IV—частично обезвоженная нефть; V—пресная вода; VI—обезвоженная и обессоленная нефть; VII—пары легких углеводородов; VIII—несконденсировавшиеся пары; IX—широкая фракция (сконденсировавшиеся пары); X—стабильная нефть

Основные процессы при промышленной подготовке нефти

Установки подготовки нефти

Установки подготовки нефти являются составной частью единого технологического комплекса сооружений по сбору и подготовке продукции скважин и, как правило, должны располагаться на ЦПС.

Технологический комплекс сооружений по подготовке нефти должен обеспечивать:

- а) глубокое обезвоживание нефти;
- б) обессоливание;
- в) снижение упругости паров товарной нефти;
- г) прием некондиционной нефти и подачу ее на повторную подготовку;
- д) повторное использование реагента и тепла дренажных вод путем возврата их в начало процесса.

Технологическая схема процесса подготовки нефти должна обеспечивать:

- а) полную герметизацию процесса подготовки нефти;
- б) требуемое качество товарной нефти;
- и) гибкость и маневренность работы установки;
- г) возможность освобождения аппаратуры и трубопроводов при ремонтах и аварийных остановках;
- д) использование тепла продукции скважин;
- е) использование оборудования в блочно-комплектном исполнении.

Основные процессы при промышленной подготовке нефти

ОБЕЗВОЖИВАНИЕ НЕФТИ

Существует несколько способов разрушения водонефтяных эмульсий:

Механический:

- а) отстаивание, которое достаточно эффективно протекает в свежих эмульсиях вследствие разности плотностей. При этом температуру целесообразно увеличивать. $t=40-60$ °С; $P=0,8-0,2$ МПа. Процесс не должен занимать много времени (2-3ч).
- б) центрифугирование: наиболее эффективно, но на промыслах это мало возможно.

Химический способ (термохимический):

Разрушение эмульсий путем применения ПАВ – деэмульгаторов. Разрушение достигается адсорбционным вытеснением эмульгатора веществом с большей поверхностной активностью, разрушающей адсорбционный слой в результате ее взаимодействия с деэмульгатором. Метод применяется одновременно с подогревом эмульсии.

Электрохимический способ:

При попадании нефтяной эмульсии в электрическое поле частицы воды поляризуются и начинают двигаться в определенном направлении, сталкиваясь друг с другом, укрупняясь.

Основные процессы при промышленной подготовке

нефти Дегазация нефти

Дегазация - удаление из добываемой нефти растворённых в ней низкомолекулярных углеводородов - метана, этана и частично пропана, а также сероводорода, азота и углекислого газа. Проводится с целью сокращения потерь бензиновой фракции от испарения (вследствие увлечения её выделяющимся при снижении давления газом) и обеспечения однофазного транспорта нефти, а также для повышения эффективности работы насосных агрегатов. Осуществляется посредством ступенчатого снижения давления в нефтяных сепараторах) и разделением её (на каждом этапе) на жидкую (нефть, вода) и газовую фазы. Окончательную дегазацию нефти осуществляют в отпарной ректификационной колонне-стабилизаторе. Здесь выделяются в паровую фазу оставшиеся в нефти растворённые низкомолекулярные углеводороды и компоненты газового бензина. Газопаровая смесь выводится с верха колонны, частично конденсируется в дефлегматоре и поступает в сепаратор, в котором разделяется на жидкую фазу - газовый бензин и газ низкого давления. Последний сжимается компрессором и вместе с газами высокого и среднего давлений по газопроводу направляется на газоперерабатывающий завод. Освобождённая от растворённых газов стабильная нефть выводится с низа колонны и по нефтепроводу поступает на нефтеперерабатывающий завод.

Описанный способ получил распространение благодаря простоте применяемого технологического оборудования, однако требует значит. энергозатрат на компрессию извлекаемых из нефти газов до давления в магистральном газопроводе и не гарантирует полного извлечения из газов дегазации компонентов стабильной нефти. Разрабатываются схемы с применением различных холодильных машин, ректификационных колонн чёткого разделения и т. п.

Основные процессы при промышленной подготовке нефти

Под стабилизацией нефти следует понимать извлечение легких углеводородов, которые при нормальных условиях являются газообразными, для дальнейшего их использования в нефтехимической промышленности.

В настоящее время для стабилизации нефти на промыслах используют в основном метод сепарации. Применяют сепараторы различных конструкций, из которых наибольшее распространение получили гравитационные, жалюзийные и центробежные (гидроциклонные).

В гравитационных сепараторах осаждение капельной и твердой взвесей из газового потока происходит под действием силы тяжести. Высокая степень разделения газа и жидкости достигается при очень малых скоростях газа. Установленная практикой оптимальная скорость газа, при которой степень отделения нефтяной взвеси составляет 75—85%, равна 0,1 м/с при давлении 6 МПа.

Жалюзийные сепараторы позволяют достичь более высокой степени очистки газа от взвешенной нефти, чем гравитационные. Установленная на выходе такого сепаратора жалюзийная насадка отбивает значительную часть капелек нефти, не осевших под действием гравитационной силы.

В гидроциклонных сепараторах отделение газа от нефти происходит за счет отбрасывания центробежной силой более тяжелых капель нефти к периферии, т.е. к стенкам сепаратора, по которым она стекает вниз.

Основные процессы при промышленной подготовке

Обессоливание нефти

Сырая нефть содержит соли, вызывающие сильную коррозию технологического оборудования. Для их удаления нефть, поступающая из сырьевых емкостей, смешивается с водой, в которой соли растворяются, и поступает на ЭЛОУ - *электрообессоливающую установку*.

Процесс обессоливания осуществляется в *электродегидраторах* - цилиндрических аппаратах со смонтированными внутри электродами.

Под воздействием тока высокого напряжения (25 кВ и более), смесь воды и нефти (эмульсия) разрушается, вода собирается внизу аппарата и откачивается. Для более эффективного разрушения эмульсии, в сырьё вводятся специальные вещества - *деэмульгаторы*. Температура процесса - 100-120°C.



Рис.2. Электрообессоливающая установка фирмы Aker Kvaerner

35. Системы промышленного сбора природного газа. Промысловая подготовка газа.

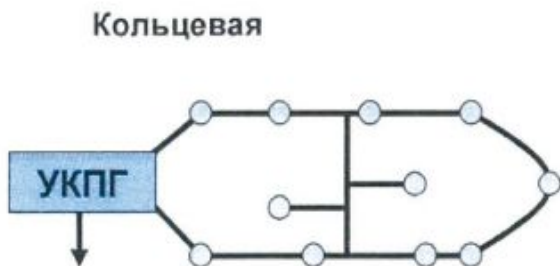
Системы сбора газа на месторождении



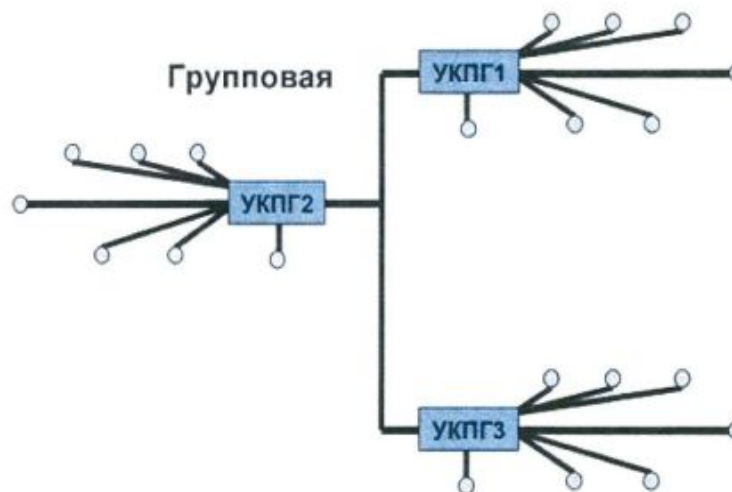
На головные сооружения
магистрального газопровода



На головные сооружения
магистрального газопровода



На головные сооружения
магистрального газопровода



35. Системы промышленного сбора природного газа. Промысловая подготовка газа.

Системы промышленного сбора природного газа

Существующие системы промышленного сбора природного газа классифицируются:

- по степени централизации технологических объектов подготовки газа;
- по конфигурации трубопроводных коммуникаций;
- по рабочему давлению.

По степени централизации технологических объектов подготовки газа различают:

индивидуальные, групповые и централизованные системы сбора.

35. Системы промышленного сбора природного газа. Промысловая подготовка газа.

При индивидуальной системе сбора каждая скважина имеет свой комплекс сооружений для подготовки газа (УПГ), после которого газ поступает в сборный коллектор и далее на центральный сборный пункт (ЦСП). Данная система применяется в начальный период разработки месторождения, а также на промыслах с большим удалением скважин друг от друга.

Недостатками индивидуальной системы являются:

- рассредоточенность оборудования и аппаратов по всему промыслу, а, следовательно, сложности организации постоянного и высококвалифицированного обслуживания, автоматизации и контроля за работой этих объектов;
- увеличение суммарных потерь газа по промыслу за счет наличия большого числа технологических объектов.

При групповой системе сбора весь комплекс по подготовке газа сосредоточен на групповом сборном пункте (ГСП), обслуживающем несколько близко расположенных скважин (до 16 и более). Групповые сборные пункты подключаются к промышленному сборному коллектору, по которому газ поступает на центральный сборный пункт и далее потребителю.

Групповые системы сбора получили широкое распространение, так как их внедрение позволяет увеличить мощность и коэффициент загрузки технологических аппаратов, уменьшить число объектов контроля, обслуживания и автоматизации, а в итоге — снизить затраты на

35. Системы промышленного сбора природного газа.

Промысловая подготовка газа.

При централизованной системе сбора газ от всех скважин по индивидуальным линиям или сборному коллектору поступает к единому центральному сборному пункту, где осуществляется весь комплекс технологических процессов подготовки газа и откуда он направляется потребителям.

Применение централизованных систем сбора позволяет осуществить еще большую концентрацию технологического оборудования, за счет применения более высокопроизводительных аппаратов уменьшить металлозатраты и капитальные вложения в подготовку газа.

В каждом конкретном случае выбор системы сбора газа обосновывается технико-экономическим расчетом.

По конфигурации трубопроводных коммуникаций различают бесколлекторные и коллекторные газосборные системы. При бесколлекторной системе сбора газ (подготовленный или нет) поступает на ЦПС со скважин по индивидуальным линиям. В коллекторных газосборных системах отдельные скважины подключаются к коллекторам, а уже по ним газ поступает на ЦСП.

Различают линейные, лучевые и кольцевые коллекторные газосборные системы.

Линейная газосборная сеть состоит из одного коллектора и применяется при разработке вытянутых в плане месторождений с небольшим числом (2 ... 3) рядов скважин.

Лучевая газосборная сеть состоит из нескольких коллекторов, сходящихся в одной точке в виде лучей

Кольцевая газосборная сеть представляет собой замкнутый коллектор, огибающий большую часть месторождения и имеющий переемы. Кольцевая форма сети

35. Системы промышленного сбора природного газа. Промысловая подготовка газа.

- ✓ Подготовка газа на месторождении заключается в очистке его от механических примесей, жидких углеводородов, паров воды, сероводорода и углекислого газа
- ✓ Подготовка газа производится на Установках Комплексной Подготовки Газа (УКПГ). К одной УКПГ подключается от 10 до 30 скважин



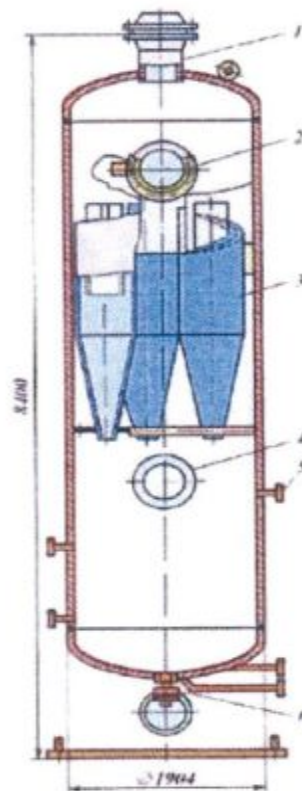
35. Системы промышленного сбора природного газа. Промысловая подготовка газа.

Очистка газа от механических примесей

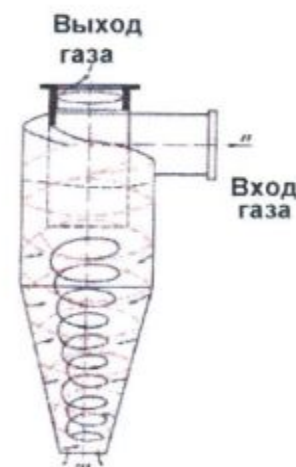
✓ Для очистки газа от механических примесей используются:

- масляные пылеуловители («мокрое» улавливание)
- циклонные пылеуловители («сухое» отделение пыли)

Циклонный аппарат
очистки газа



Движение газа
в циклоне



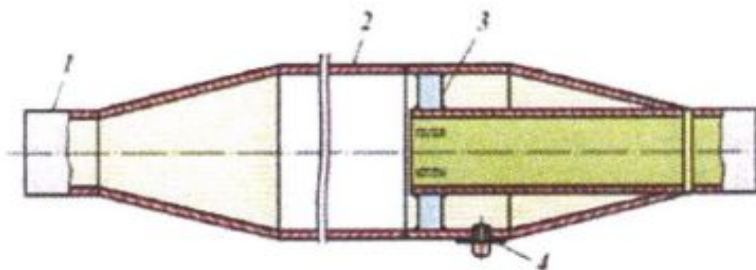
Сброс
твердых частиц

35. Системы промышленного сбора природного газа. Промысловая подготовка газа.

Методы осушки газа

✓ Для осушки газа на УКПГ используются следующие методы:

- **Охлаждение** – отделение жидкой фазы за счет ее конденсации при низких температурах
- **Абсорбция** - осушка с помощью жидких сорбентов. Наиболее часто используются гликоли: диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ)
- **Адсорбция** - осушка с помощью твердых сорбентов: активированной окиси алюминия или бокситов



Конденсатосборник

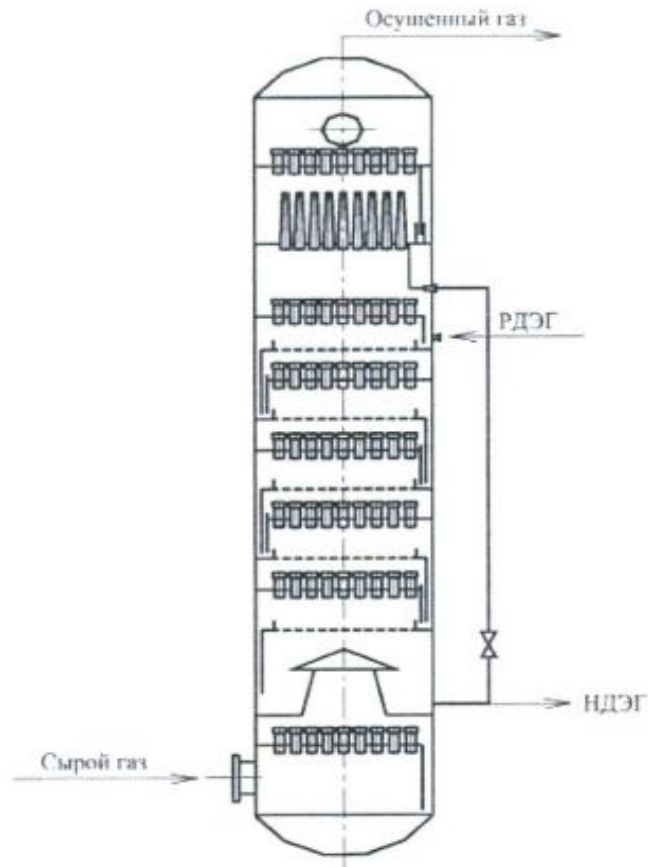
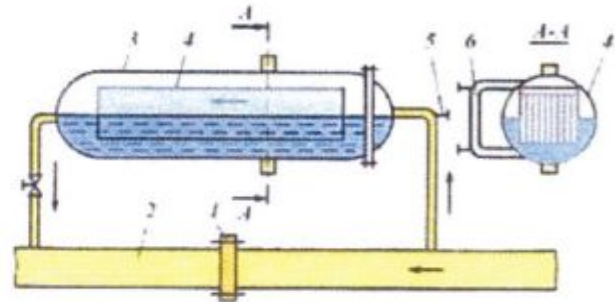


Схема абсорбера

Системы промышленного сбора природного газа. Промысловая подготовка газа.

Одоризация газа

- ✓ Природный газ (метан) не имеет ни цвета, ни запаха
- ✓ Для обеспечения безопасности транспорта и использования газа его одорируют, добавляя специальные вещества, физиологически безвредные, но с резким неприятным запахом
- ✓ В качестве одораторов используются:
 - Этилмеркаптан
 - Метилмеркаптан
 - Сульфан
 - Пенталарм



Одоризацию газа проводят на головных сооружениях перед подачей газа в магистральный газопровод и на газораспределительных станциях перед подачей газа потребителям

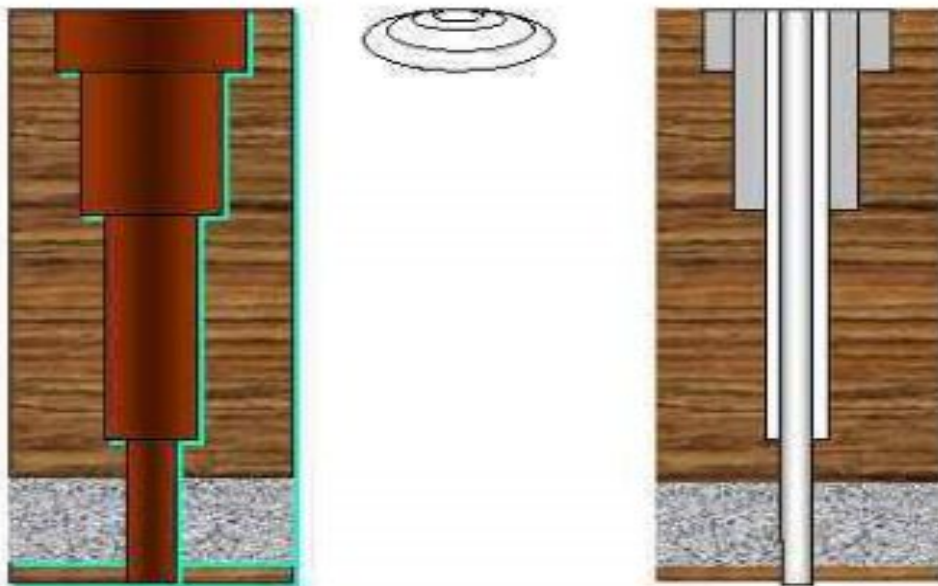
36. Требования к конструкции газовой скважины. Эксплуатация газовых скважин в условиях обводнения и образования песчаной пробки

Конструкция газовой скважины

Конструкция скважины :

зависит от целей, геологических условий, глубины, техники бурения, метода разработки месторождения и других факторов. Определяется глубиной начального и конечного диаметра бурения, числом, диаметром и длиной спущенных обсадных колонн, толщиной их стенок, диаметром различных участков ствола, углом наклона скважины или отклонением ее от вертикали.

426 325 219 146

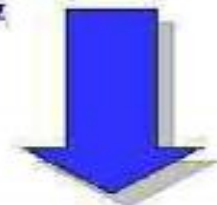


1 - направление

2 - кондуктор

3 - техническая

4 - эксплуатационная
колонна



Главное требование к конструкции газовой скважины – безопасность ведения работ на всех этапах строительства и эксплуатации, получение детальной информации о горно-геологических условиях по вскрываемому разрезу.

36. Требования к конструкции газовой скважины. Эксплуатация газовых скважин в условиях обводнения и образования песчаной пробки

Требования к конструкциям газовых и газоконденсатных скважин

- Прочность конструкции в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца в колонном пространстве;
- Качественное разобщение всех горизонтов и в первую очередь газонефтяных пластов;
- Достижение запроктированных режимов эксплуатации скважин, обусловленных проектами разработки горизонта (месторождения);
- Максимальное использование пластовой энергии газа для его транспортировки по внутрипромысловым и магистральным газопроводам.
- Запроктированные режимы эксплуатации с максимальными дебитами и максимальное использование пластовой энергии требуют увеличения диаметра эксплуатационной колонны.

Требования к конструкции газовой скважины. Эксплуатация газовых скважин в условиях обводнения и образования песчаной пробки

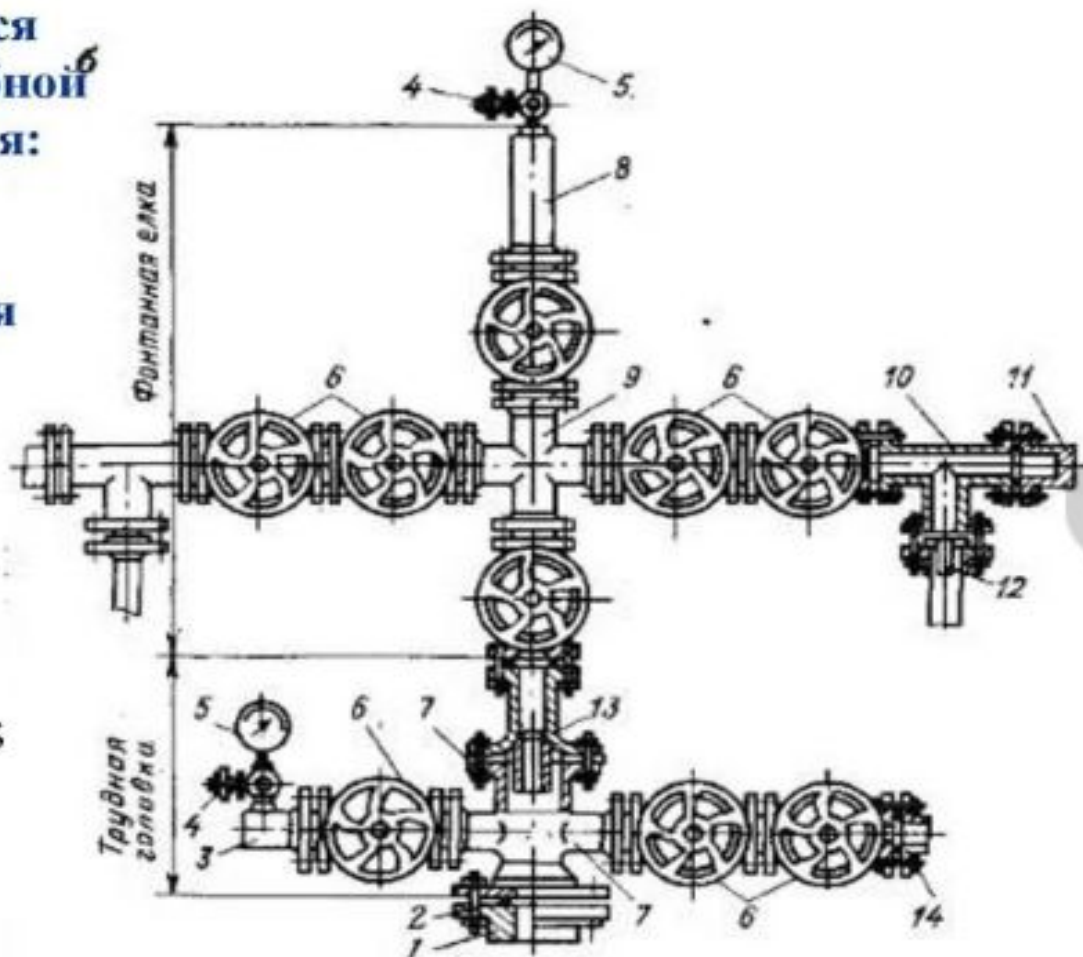
Оборудование устья газовой скважины

Фонтанная елка монтируется выше верхнего фланца трубной головки и предназначена для:

- освоения скважины;
- закрытия скважины;
- контроля и регулирования технологического режима работы скважины.

Рис. 4.5. Трубная головка и фонтанная елка с крестовиковой арматурой:

- 1 - фланец, 2 - уплотнитель, 3, 8, 11 - буферы, 4 - вентиль;
5 - манометр; 6 - задвижка;
7, 9 - крестовины; 10 - тройник;
12 - штуцер; 13 - катушка;
14 - фланец



Требования к конструкции газовой скважины. Эксплуатация газовых скважин в условиях обводнения и образования песчаной пробки

Оборудование забоя газовых скважин зависит от многих факторов:

- 1) литологического и фациального состава пород, цементирующего материала, слагающих газомещающий коллектор;
- 2) механической прочности пород;
- 3) неоднородности коллекторских свойств пласта по разрезу;
- 4) наличия газо-, нефте- и водоносных пластов в продуктивном разрезе;
- 5) местоположения скважины на структуре и площади газоносности;
- 6) назначения скважины (добывающая, нагнетательная, наблюдательная).

Если газовая залежь пластового или массивного типа, газонасыщенный коллектор представлен крепкими породами (сцементированными песками, известняками, доломитами, ангидритами), в продуктивном разрезе отсутствуют нефте- и водонасыщенные горизонты, добывающие скважины могут иметь открытый забой.

В этом случае эксплуатационную колонну спускают до кровли продуктивного пласта, в непроницаемой пропластке устанавливают бацмак и колонну цементируют до устья. Для улучшения выноса твердых частиц и жидкостей с забоя в фильтровую часть пласта спускается хвостовик.

Когда газонасыщенный пласт представлен слабо сцементированными породами, в продуктивном разрезе отсутствуют нефте- и водонасыщенные пропластки, открытый забой скважин оборудуется сетчатыми, керамическими, металлокерамическими, гравийными, стеклопластиковыми фильтрами различных типов и рыхлые породы призабойной зоны укрепляются вяжущими веществами. Наибольшее распространение имеют намывные гравийные фильтры. В этом случае с помощью гидравлических расширителей увеличивается диаметр зоны пласта, в который намечается намывка гравия, например со 146 до 256 мм.

Требования к конструкции газовой скважины. Эксплуатация газовых скважин в условиях обводнения и образования песчаной пробки

Оборудование забоя газовой скважины

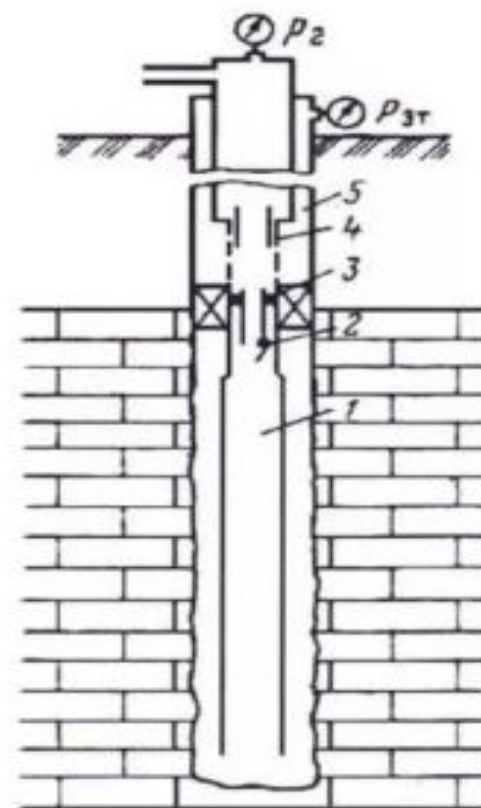
Технологический режим работы газовых скважин выбирается таким, чтобы предотвратить:

- разрушение призабойной зоны и вынос частиц породы в скважину
- обводнение скважины
- гидратообразование за счет охлаждения газа

Определение параметров технологического режима проводится по результатам исследования скважины

Схема оборудования скважин на Оренбургском газоконденсатном месторождении:

- 1 - хвостовик (диаметр 127 или 114 мм, длина 100 - 380 м)
- 2 - пакер (диаметр проходного сечения 57 мм)
- 3 - клапан-отсекатель (проходное сечение 33,4 мм)
- 4 - циркулярный клапан типа «скользящая втулка»
- 5 - НКТ (диаметр 127 или 114 мм)



Требования к конструкции газовой скважины. Эксплуатация газовых скважин в условиях обводнения и образования песчаной пробки

Особенности конструкции и оборудования газовых скважин по сравнению с нефтяными, в частности с фонтанными скважинами, обусловлены отличиями свойств газа и нефти.

Физические свойства газа - плотность и вязкость, их изменение в зависимости от давления и температуры существенно отличаются от плотности и вязкости нефти и воды. Во многих случаях плотность газа значительно меньше плотности нефти и воды, а коэффициент динамической вязкости газа в 50-100 раз меньше, чем у воды и нефти.

Различие плотностей газа и жидкостей вызывает необходимость спуска кондуктора в газовых скважинах на большую глубину чем в нефтяных для предотвращения разрыва газом горных пород, загрязнения водоносных горизонтов питьевой воды, выхода газа на дневную поверхность.

Скорость движения газа в стволе скважины в 5—25 раз больше, чем скорость движения нефти. Извлечение газа из недр на поверхность происходит только за счет использования пластовой энергии. Газ некоторых месторождений содержит агрессивные, коррозионные компоненты (сероводород, углекислый газ). Отсюда к прочности и герметичности газовой скважины предъявляют более жесткие требования.

Требования к конструкции газовой скважины. Эксплуатация газовых скважин в условиях обводнения и образования песчаной пробки

Давление газа на устье газовой скважины всего на 5—10% меньше забойного давления или пластового давления в остановленной скважине. При истощении залежи или при особых условиях (открытый газовый фонтан, перекрытие ствола скважинным клапаном-отсекателем) устьевое давление приближается к атмосферному давлению. Значит, на обсадные трубы создаются большие давления и перепады давления при наличии температурных напряжений. В случае малейшей негерметичности обсадной колонны вследствие малой вязкости газ проникает в вышележащие пласты, что может привести к загазованности территорий, образованию грифонов и создавать взрывоопасные условия. Агрессивные компоненты не должны вызывать снижение прочности обсадных колонн и газопромыслового оборудования. Вследствие больших скоростей газа повышается опасность эрозии оборудования в газовой струе. Поэтому подбирают соответствующие материалы обсадных колонн, повышают герметичность труб применением уплотнительных смазок для резьб или сварных соединений, цементируют трубы по возможности на большую высоту (до устья). Герметичность колонн обсадных труб достигается различными способами: применением резьбовых соединений на концах труб и муфтах со специальной трапецеидальной формой поперечного сечения с тефлоновыми уплотнительными кольцами, использованием фторопластовой уплотнительной ленты, герметизирующих уплотнительных составов для муфтовых соединений. Герметичность заколонного пространства скважин

Требования к конструкции газовой скважины. Эксплуатация газовых скважин в условиях обводнения и образования песчаной пробки

Эксплуатация газовых скважин связана с необходимостью обеспечения заданного дебита газа и газового конденсата. Это зависит во многом от состояния призабойной зоны скважины, степени ее обводненности, наличия в составе газа и конденсата агрессивных компонентов (сероводорода, углекислого газа) и других факторов, среди которых важное значение имеет число одновременно эксплуатируемых продуктивных пластов в одной скважине.

При значительных пескопроявлениях продуктивного пласта на забое скважины образуются малопроницаемые для газа песчаные пробки, существенно снижающие дебит скважин. Например, при равенстве проницаемостей пласта и песчаной пробки дебит скважин составляет всего 5 % дебита скважины газа незасоренной скважины.

Основные задачи, решаемые при эксплуатации газовых скважин с пескопроявлениями на забое:

- с одной стороны, предотвращение образования песчаных пробок за счет ограничения дебита скважин;
- с другой стороны, выбор такого дебита скважины, при котором обеспечивался бы вынос частиц песка, проникающих на забой, на поверхность, к устью скважины.
- если снижение дебита скважины для предотвращения образования песчаных пробок окажется намного меньше потенциального дебита скважины, то необходимо решать вопрос о защите призабойной зоны скважины от попадания песка и образования песчаных пробок с сохранением высокого дебита скважины.

При эксплуатации газовых скважин в условиях обводнения призабойной зоны следует учитывать такие отрицательные последствия, как снижение дебита скважины, сильное обводнение газа, опасность образования большого объема кристаллогидратов. В связи с этим необходимо постоянное удаление воды из

Требования к конструкции газовой скважины. Эксплуатация газовых скважин в условиях обводнения и образования песчаной пробки

Применяют периодическое и непрерывное удаление влаги из скважины. К периодическим методам удаления влаги относят: остановку скважины (периодическую) для обратного поглощения жидкости пластом; продувку скважины в атмосферу или через сифонные трубки; вспенивание жидкости в скважине за счет введения в скважину пенообразующих веществ (пенообразователей). К непрерывным методам удаления влаги из скважины относят: эксплуатацию скважин при скоростях выходящего газа, обеспечивающих вынос воды с забоя; непрерывную продувку скважин через сифонные или фонтанные трубы; применение плунжерного лифта; откачку жидкости скважинными насосами; непрерывное вспенивание жидкости в скважине.

При эксплуатации газовых скважин может быть осложнение — гидратообразование. Пары воды конденсируются и скапливаются в скважине и газопроводах. При определенных условиях каждая молекула углеводородного газа (метан, этан, пропан, бутан) способна связать 6 – 17 молекул воды, например: $\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$; $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$; $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 17\text{H}_2\text{O}$. Таким образом, образуются твердые кристаллические вещества, называемые кристаллогидратами. По внешнему виду гидраты напоминают снег или лед. Это устойчивые соединения, при нагревании или понижении давления, быстро разлагающиеся на газ и воду.

Образовавшиеся гидраты могут закупорить скважины, газопроводы, сепараторы, нарушить работу измерительных приборов и регулирующих средств.

Борьба с гидратами, как и с любыми отложениями, ведется, в направлениях их предупреждения и ликвидации. Следует всегда отдавать предпочтение методам предупреждения гидратообразования. Если безгидратный режим не возможен, то применяются ингибиторы гидратообразования: метиловый спирт CH_3OH (метанол),

37. Методы освоения и увеличения производительности газовых скважин.

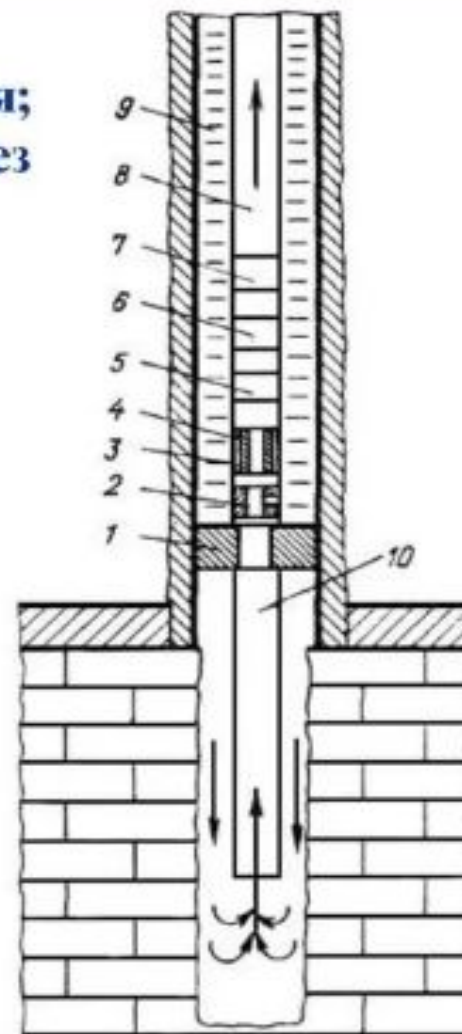
Подземное оборудование ствола газовых скважин

Подземное оборудование позволяет осуществлять:

- 1) защиту скважины от открытого фонтанирования;
- 2) освоение, исследование и остановку скважины без задавки ее жидкостью;
- 3) воздействие на ПЗС;
- 4) эксплуатацию скважины на установленном технологическом режиме;
- 5) замену колонны НКТ (фонтанных) труб без задавки скважины жидкостью.

Рис. 4.7. Схема подземного оборудования:

- 1 - пакер эксплуатационный; 2 - циркуляционный клапан; 3 - нишпель; 4 - забойный клапан-отсекатель с уравнительным клапаном; 5 - разобщитель колонны НКТ; 6 - ингибиторный клапан; 7 - клапан аварийный, срезной; 8 - НКТ; 9 - жидкий ингибитор коррозии и гидратообразования; 10 - хвостовик.



Методы освоения и увеличения производительности газовых скважин.

- После вскрытия продуктивного пласта, следующей стадией подготовки к эксплуатации является ее освоение: вызов притока газа или пластовой жидкости из пласта, очистка забойной зоны и обеспечение условий, при которых продуктивный пласт начинает отдавать газ в необходимом объеме. Процесс освоения скважины заканчивается проведением полного комплекса исследований, в том числе исследований по оценке дебитов и фильтрационных параметров каждого работающего интервала пласта и всей продуктивной характеристики скважины.
- Возбуждение скважины состоит в понижении давления, создаваемого столбом жидкости (промывочный раствор или вода), на забое до давления меньше пластового.
- Понижение давления на забое при освоении скважины достигается путем:
- замены промывочной жидкости водой. Если пласт не возбуждается, воду заменяют более легким раствором, например, нефтью, или в скважину нагнетают воду и воздух (или газ); снижением уровня жидкости в скважине. Жидкость в стволе скважины оказывает на пласт давление

$$p = \frac{H \gamma_{ж}}{10}$$

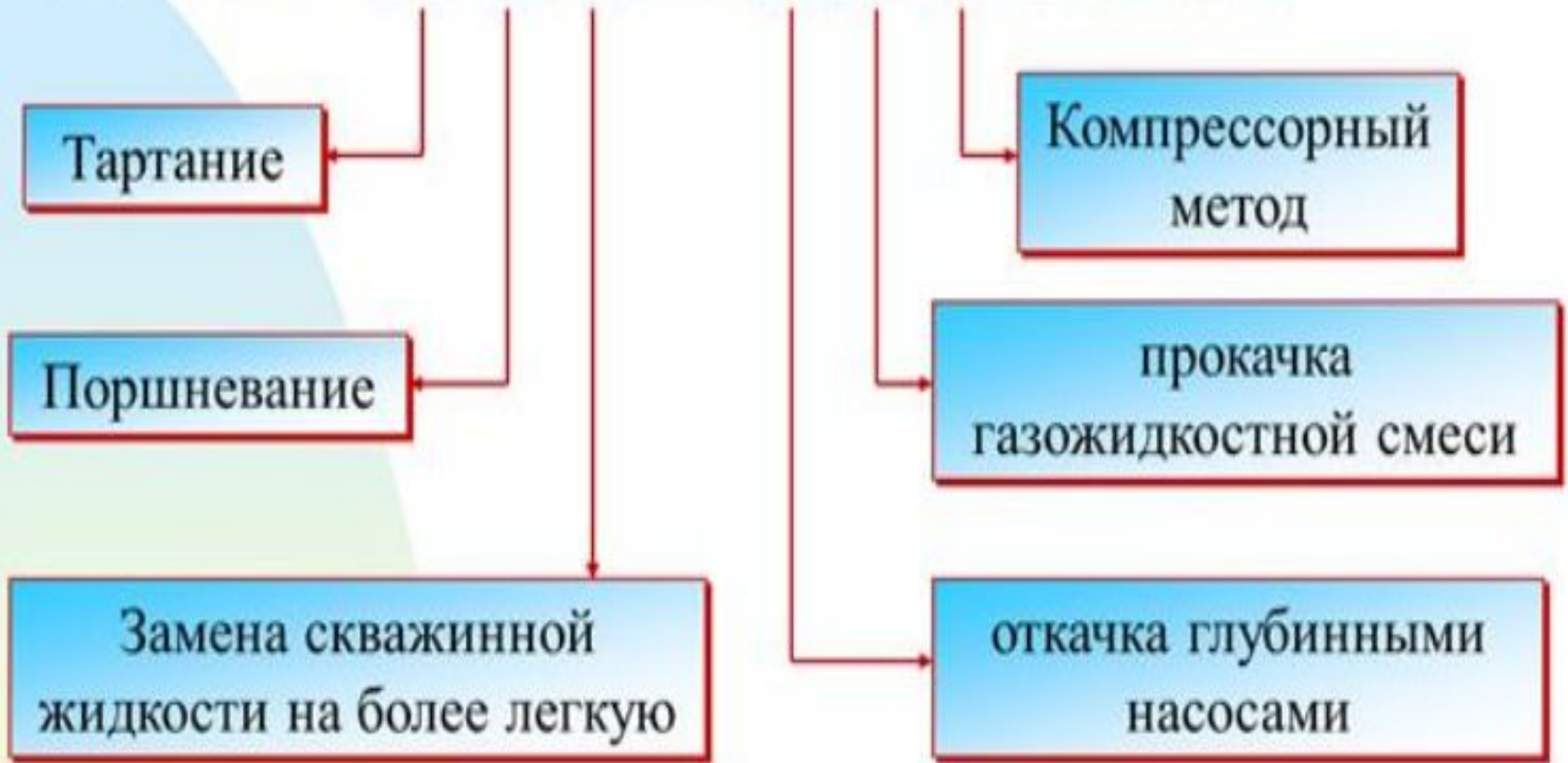
где H — высота столба жидкости в м (до верхних перфорационных отверстий); $\gamma_{ж}$ — удельный вес жидкости в тс/м³.

- При неизменном удельном весе раствора в скважине для обеспечения условий $p_з = p_{пл}$ можно снизить его уровень

$$\Delta h = \frac{(p_з - p_{пл})10}{\gamma_{ж}}$$

Методы освоения и увеличения производительности газовых скважин.

Можно выделить шесть основных способов вызова притока:



Методы освоения и увеличения производительности газовых скважин.

Приток газа в скважину начнется в тот момент, когда гидростатическое давление столба жидкости в стволе станет меньше пластового.

Во многих случаях применяют компрессорный способ вызова притока газа. При этом способе в затрубное пространство с помощью передвижных компрессоров закачивают азот или газ, который вытесняет жидкость.

Скважины можно осваивать методом «раскачки». При данном методе первоначально создается давление газа или азота в затрубном пространстве, вследствие чего часть жидкости из скважины через фонтанные трубы будет выброшена на поверхность. После прекращения истечения жидкости из фонтанных труб затрубное пространство резко соединяют с атмосферой. Затем напорную линию от компрессора или газопровода присоединяют к фонтанным трубам, вновь создавая давление. В результате нескольких таких «раскачек» давление столба жидкости на забой скважины станет меньше пластового и скважина начнет фонтанировать.

Для освоения скважин также используют газ, который подводится по газопроводу от уже работающей скважины.

Перед освоением скважину тщательно промывают до нижней отметки забоя для удаления осадка глинистого раствора в нижней части фильтра, так как в противном случае после ее освоения будет эксплуатироваться только верхняя часть закрытого интервала продуктивного пласта.

37. Методы освоения и увеличения производительности газовых скважин.

Если в жидкости, заполнявшей газовую скважину перед освоением, содержится значительное количество твердых примесей, в процессе освоения скважин недопустима их остановка до полного удаления этих примесей и перехода на фонтанирование чистым газом. В противном случае в стволе может образоваться пробка и не исключен прихват фонтанных труб.

После возбуждения скважины и очистки забоя и призабойной зоны от промывочной жидкости и других примесей скважину продувают с выпуском газа в атмосферу. Время этого процесса колеблется от нескольких часов до нескольких суток и зависит от количества выносимых примесей и их характера. Для скважин, в которых возможен интенсивный вынос породы, продолжительность процесса при высоких депрессиях должна быть минимальной. Дебит газа при продувке зависит от характеристики пласта и состояния надземного оборудования.

Для очистки призабойной зоны более эффективна периодическая продувка до получения чистого газа без примесей. В некоторых случаях (при опасном разрушении призабойной зоны) продувку осуществляют через штуцера, увеличивая последовательно их диаметр.

Обычно со временем дебит газа и давление на устье скважины при продувках и неизменном диаметре штуцера растут по мере очистки призабойной зоны. Уменьшение же дебита и давлений на устье свидетельствует о засорении забоя. В этом случае следует немедленно прекратить продувку. Количество примесей, выносимых из пласта, и характер их изменения во времени определяют с помощью сепарационных передвижных установок, которые устанавливают после предварительной непродолжительной продувки. Полезно также периодически проверять состояние забоя, измеряя его глубину специальной желонкой.

37. Методы освоения и увеличения производительности газовых скважин.

Дебит газовых скважин можно в значительной мере увеличить за счет как внедрения методов интенсификации притока газа, так и улучшения техники и технологии вскрытия пласта, усовершенствования оборудования, используемого при эксплуатации скважин.

Методы интенсификации притока газа к забою скважины и ограничения на их применение.

- гидравлический разрыв пласта (ГРП) и его различные варианты - многократный ГРП, направленный ГРП, ГРП на солянокислотной основе многозонный ГРП и др.;
- соляная обработка и её варианты;
- гидropескоструйная перфорация и её сочетания с ГРП и соляной обработкой.

Методы интенсификации не рекомендуется проводить в скважинах с нарушенными эксплуатационными колоннами; с колоннами некачественно цементированными; в обводнившихся скважинах или в тех, которые могут обводниться после проведения в них работ по интенсификации; в приконтурных скважинах и в скважинах, вскрывших маломощные (2-5м) водоплавающие залежи.

Работы по интенсификации на газовых месторождениях, как правило, начинают тогда, когда месторождение вступает в промышленную разработку.



Типы скважин по назначению

Опорные скважины

для изучения геологического строения и гидрогеологических условий залегания осадочной толщи пород и выявления закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления

Параметрические скважины

для более детального изучения геологического строения разреза, особенно на больших глубинах, и для выявления наиболее перспективных площадей с точки зрения проведения на них геолого-поисковых работ.

Структурные скважины

служат для тщательного изучения структур, выявленных при бурении опорных и параметрических скважин, и для подготовки проекта поисково-разведочного бурения на эти структуры.

Поисковые скважины

сооружают на подготовленных предыдущим бурением и геолого-физическими исследованиями площадях с целью открытия новых месторождений нефти и газа или же на ранее открытых месторождениях для поисков новых залежей нефти и газа.

Разведочные скважины

бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью оконтуривания месторождения и сбора исходных данных для составления проекта его разработки.

Эксплуатационные скважины

закладывают на полностью разведанном и подготовленном к разработке месторождения.

Оценочные

Нагнетательные

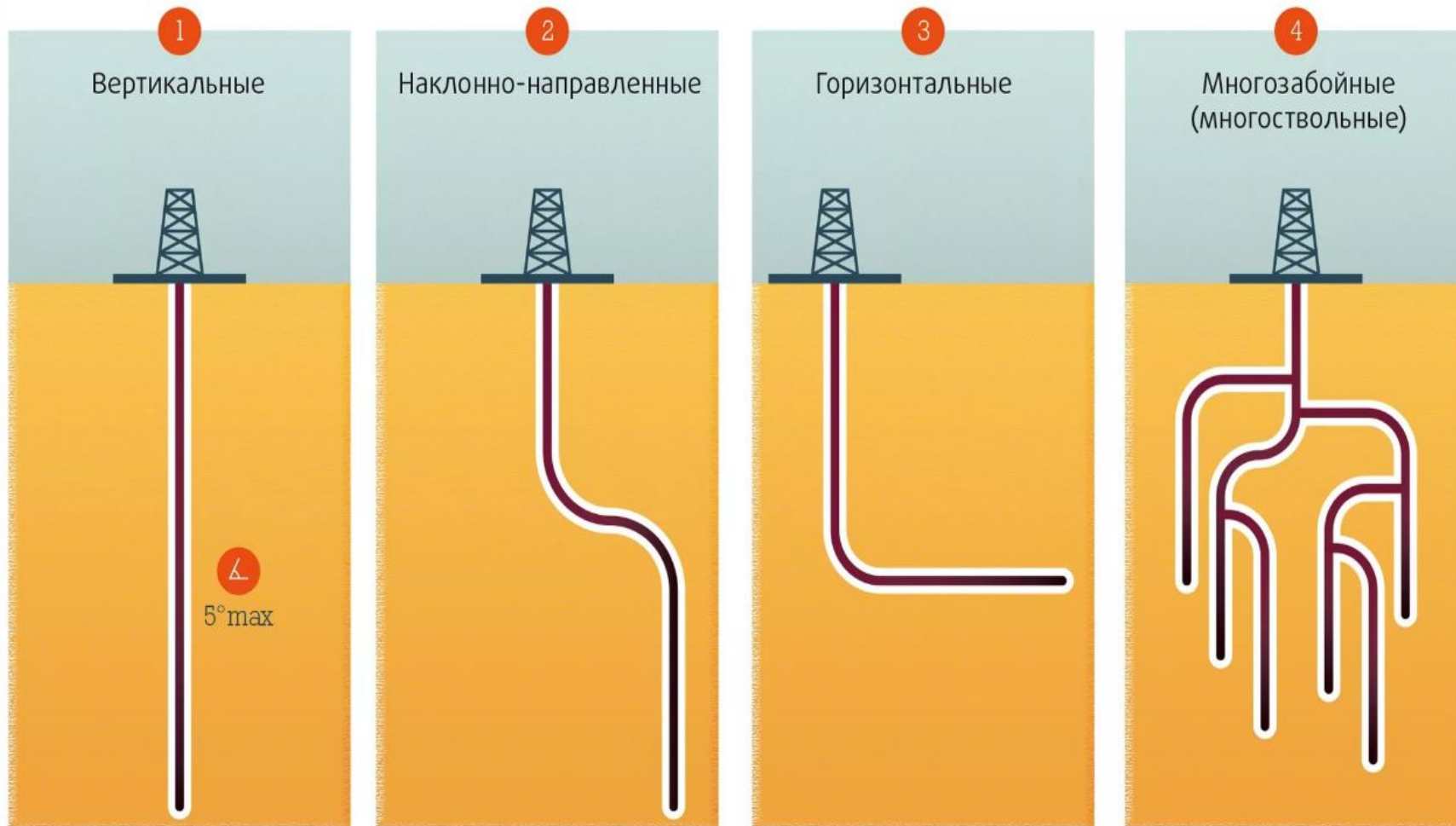
Наблюдательные

Специальные скважины

бурят для взрывных работ при сейсмических методах поисков и разведки месторождения, сброса промысловых вод в непродуктивные поглощающие пласты, разведки и добычи воды, подготовки структур для подземных газохранилищ и закачки в них газа, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа.

Типы скважин по профилю проводки и заканчиванию

В зависимости от условий месторождения скважины бывают:



Типы наклонно-направленных скважин по профилю проводки и заканчиванию

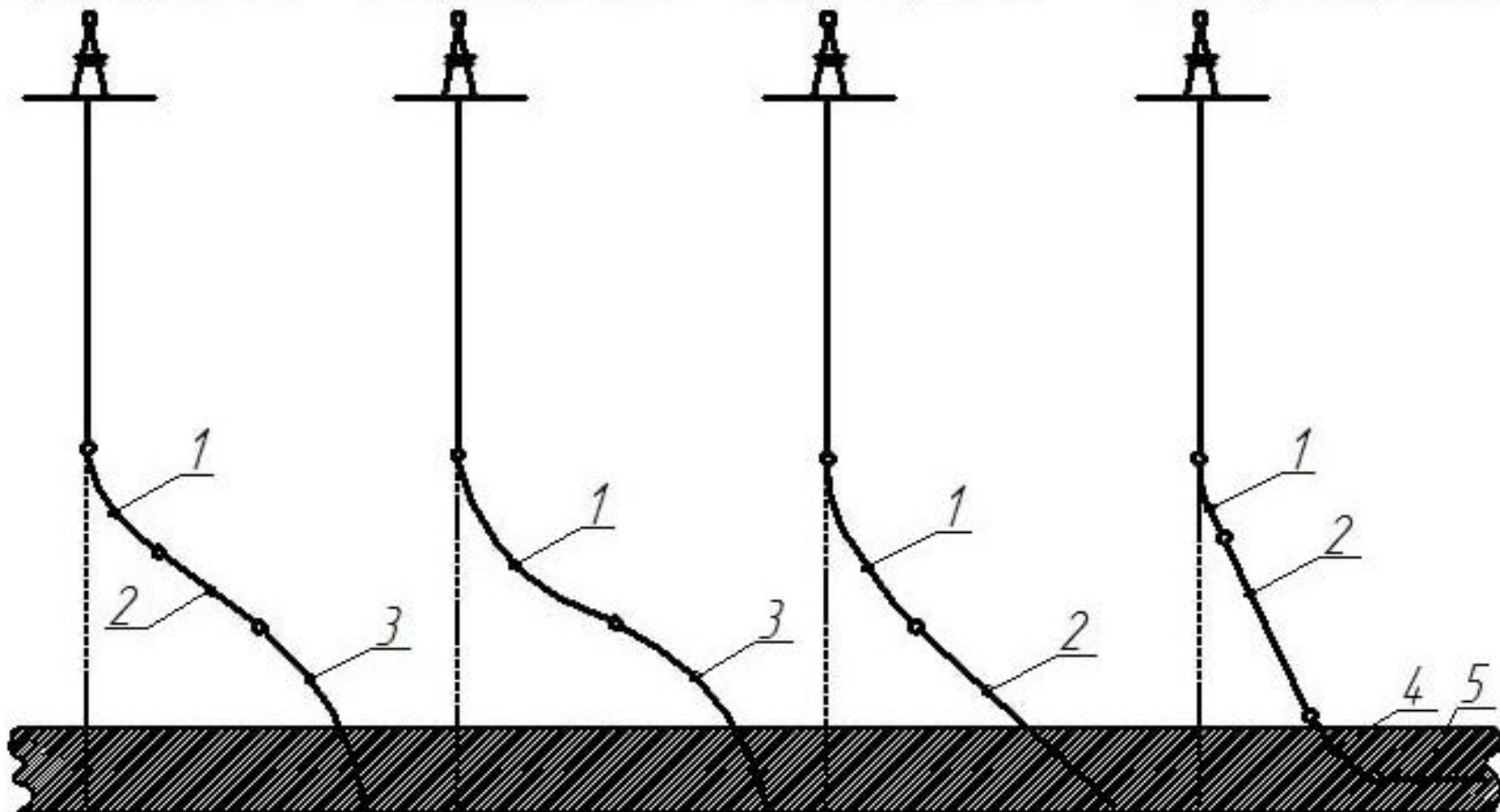
Профили боковых стволов скважин при наклонно-направленном бурении

I (трехинтервальный)

II (двухинтервальный)

III (двухинтервальный)

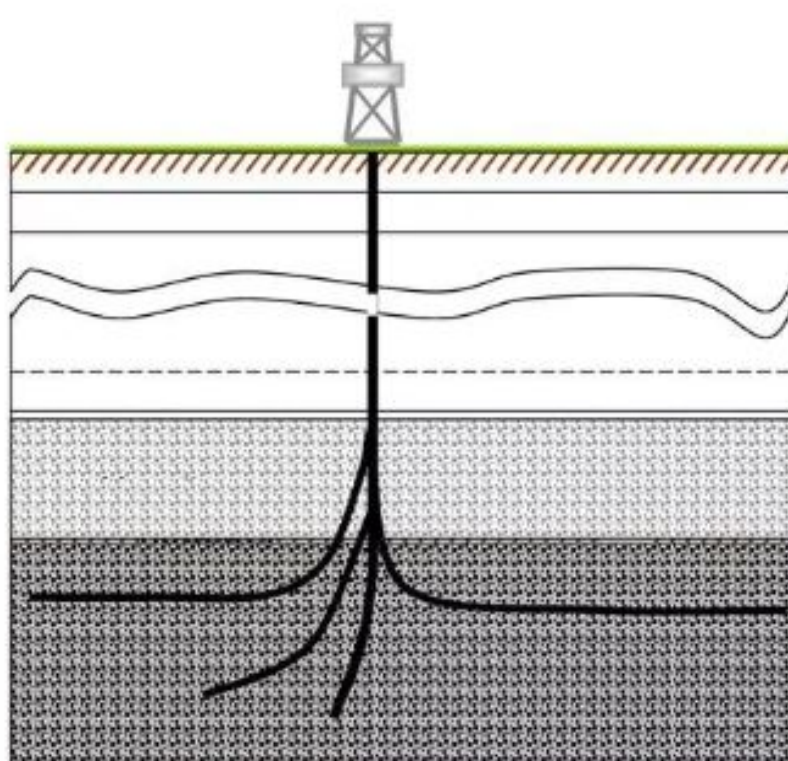
IV (четыреинтервальный)



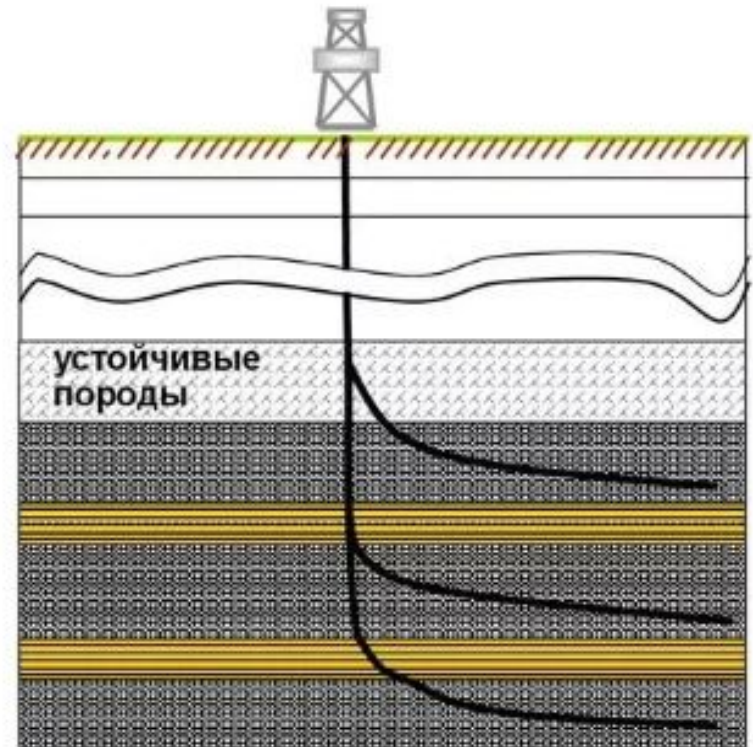
*Участки: 1 - Набора зенитного угла; 2 - Стабилизации; 3 - Падения зенитного угла;
4 - Выхода на горизонталь; 5 - Горизонтальный*

Типы многозабойных скважин по профилю проводки и заканчиванию

Многозабойные скважины



Разветвленная МЗС



Многоярусная МЗС

Типы многозабойных скважин по профилю проводки и заканчиванию

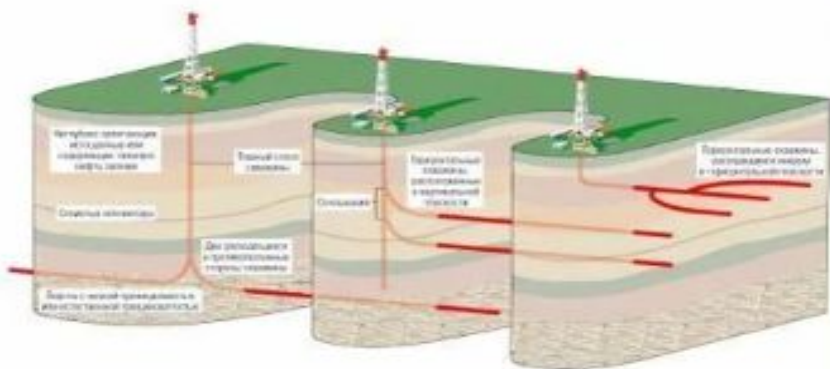
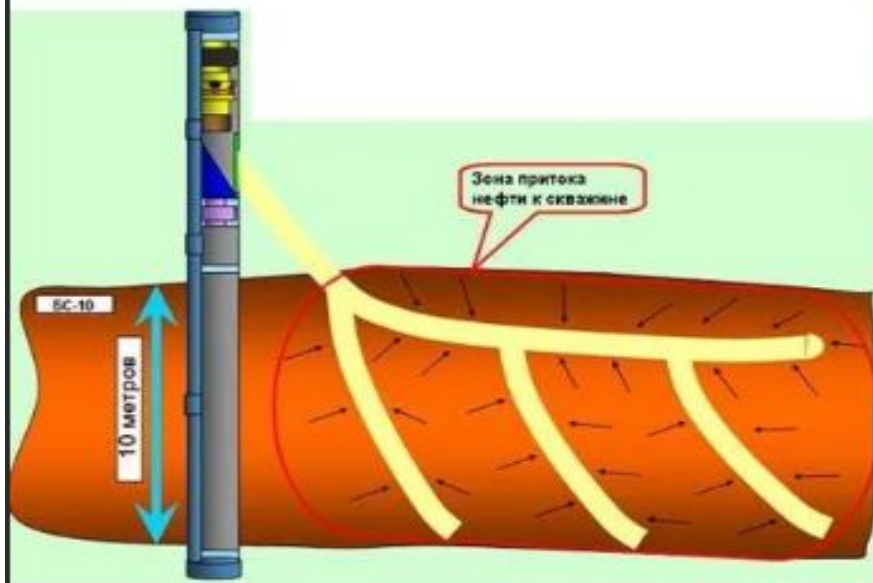
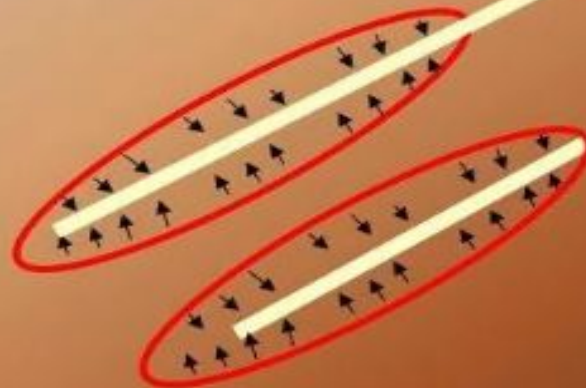


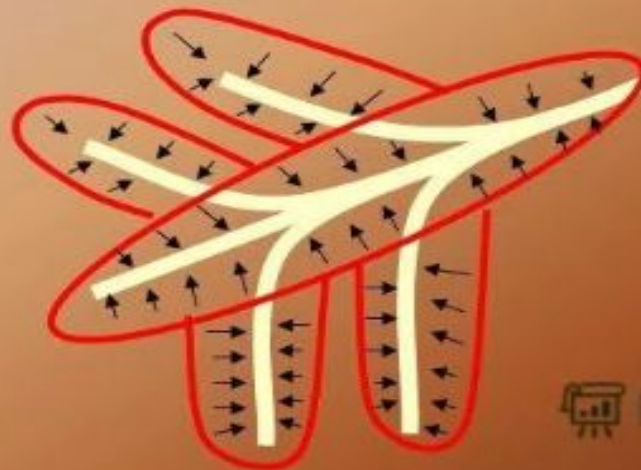
Рисунок 1 - Примеры разветвленно-горизонтальных скважин



Зона притока нефти к двум горизонтальным скважинам.



Зона притока нефти к разветвленно-горизонтальной скважине



СЛОЖНОСТЬ МНОГООТВЕТВЕННЫХ СКВАЖИН ПО КЛАССИФИКАЦИИ TAML

Классификация многоствольных скважин была создана в 1998 году некоммерческой организацией по технологическому развитию в области строительства многоствольных скважин (Technical Advancement of Multilaterals, TAML). Всего существует 6 уровней сложности TAML. Выбор того или иного уровня сложности зависит от требований к герметичности стволов и их соединений, которые в свою очередь диктуются горно-геологическими условиями. Уровень сложности конкретной скважины определяется такими параметрами, как наличие обсадных труб в основном стволе и ответвлениях, их цементирование, герметичность соединения, использование пакеров для установки технологического оборудования и т. п.

- 1** Основной ствол и боковые ответвления не имеют крепления обсадными трубами, или в каждом стволе подвешен хвостовик. Прочность сочленения и его гидравлическая изолированность целиком зависят от свойств породы в месте сочленения.
- 2** На схеме справа. Основной ствол обсажен и зацементирован, боковой ствол оснащен хвостовиком (фильтром). Сочленение гидравлически не изолировано.
- 2** На схеме слева. Основной ствол обсажен и зацементирован, боковой ствол имеет открытый забой.
- 3** Основной ствол обсажен и зацементирован. Боковой ствол обсажен без цементирования. Возможно крепление у точки разветвления без цементирования.
- 4** Основной и боковой стволы обсажены и зацементированы. Боковой ствол имеет хвостовик (фильтр).
- 5** Основной и боковой стволы обсажены и зацементированы. Технологическое оборудование для добычи крепится с использованием пакеров. Сочленение герметично.
- 6** Основной ствол имеет забойное разветвление и крепление оборудования для раздельной добычи. Сочленение герметично.



Спасибо за внимание