

Подземный ремонт скважин

1. Понятие о подземном ремонте скважин

- Работы, связанные с выполнением операций по воздействию на оборудование, находящееся в скважине, скважину или прилежащие к ней участки пластов, называются **подземным ремонтом скважин**. Т.о. **подземный ремонт скважин – обеспечение бесперебойной работы скважины и внутрискважинного оборудования.**

- При ремонтных работах скважины не дают продукции. В связи с этим простой скважин учитываются коэффициентом эксплуатации K т.е. отношением времени фактической работы скважин к их общему календарному времени за месяц, квартал, год. Коэффициент эксплуатации в среднем составляет 0,94-0,98.

Независимо от целей подземного ремонта одинаковые по своему содержанию операции, входящие в него, требуют использования одних и тех же специализированных машин и инструментов.

При подземном ремонте выполняются следующие операции:

транспортные — доставка к скважине необходимого оборудования и инструмента;

подготовительные — установка оборудования на площадке у скважины и подготовка его к работе;

спуско-подъемные — извлечение или спуск в скважину оборудования;
собственно операции ремонта;

заключительные — свертывание комплекса оборудования и подготовка его к транспортировке.

2. Виды подземного ремонта скважин

Подземный ремонт делится на текущий и капитальный ремонт

- **Текущий подземный ремонт** — комплекс работ по исправлению или изменению режима работы внутрискважинного и устьевого оборудования, поддержания скважины в работоспособном состоянии. К нему, в частности, относятся работы по устранению нарушений или замене оборудования, расположенного в скважине.
- **Капитальный ремонт, скважины** — комплекс работ по восстановлению ее работоспособного состояния. К нему относятся ремонт обсадной колонны и воздействия на призабойную зону и прилегающие к скважине участки пластов.

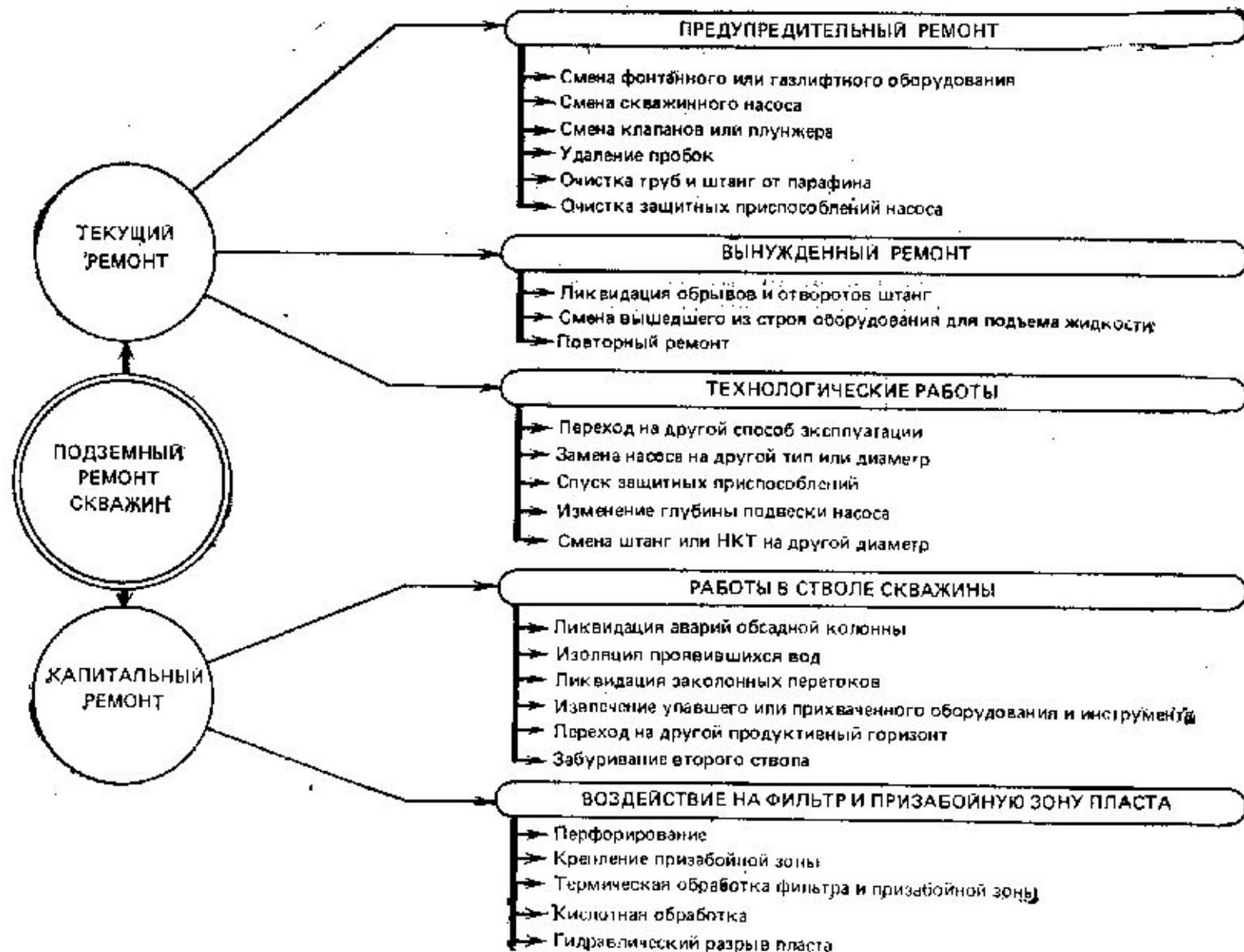
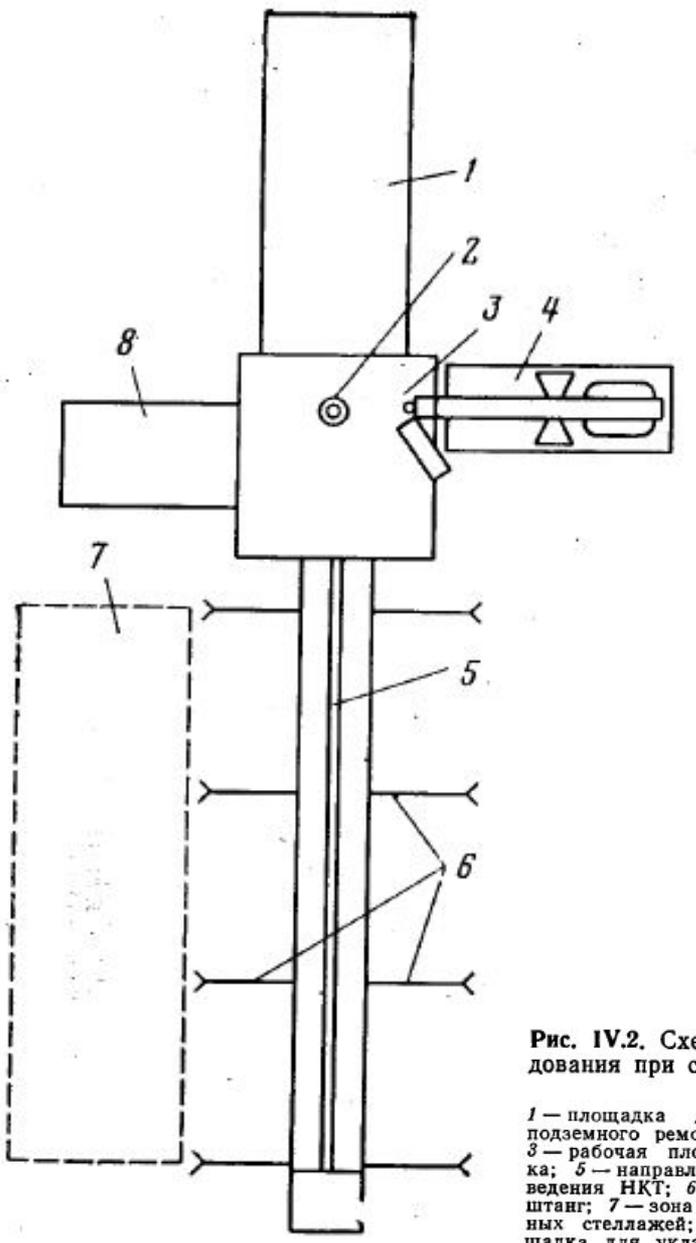


Рис. IV.1. Классификация операций, выполняемых при подземном ремонте

3. Принципиальная схема размещения оборудования при ПРС



Перед проведением ремонтных работ необходимо провести подготовительные работы, к ним относятся:

1. Установка передвижных мостков у устья скважины (в тех случаях, когда отсутствуют стационарные).
2. Проверка якорей для крепления оттяжек.
3. Устройство площадки для опоры домкрата вышки и агрегата.
4. Установка агрегата у устья скважины.
5. Установка вышки в вертикальное положение, выдвигание ее секции вверх.

Рис. IV.2. Схема размещения и центровка мачты и натяжение оттяжек. 6 — установка стеллажа для НКТ или штанги; 7 — зона установки дополнительных стеллажей; 8 — дополнительная площадка для укладки устьевой арматуры

1 — площадка для установки агрегата подземного ремонта; 2 — устье скважины; 3 — рабочая площадка; 4 — станок-качалка; 5 — направляющий желоб для выведения НКТ; 6 — стеллаж для НКТ или штанги; 7 — зона установки дополнительных стеллажей; 8 — дополнительная площадка для укладки устьевой арматуры

Далее необходимо:

1. Перекрыть клапан-отсекатель, который установлен выше перфорационных отверстий эксплуатационной колонны;
2. Промывка скважины в сочетании с глушением;
3. Оснащение устья скважины оборудованием, позволяющим проводить работы под давлением.

4.Состав бригады по ПРС

Состав вахты бригад по капитальному и подземному ремонту скважин:

- Старший вахты (оператор по подземному ремонту скважин или бурильщик КРС) – 1 чел.
- Помощник (оператор по ПРС или помощник бурильщика КРС) – 1 чел.
- Машинист подъемника – 1 чел.

Непосредственное руководство бригадой осуществляет мастер. Все распоряжения, относящиеся к производственной деятельности бригады передаются рабочим только через мастера, а в его отсутствия старшего по вахте.

- Бригада по ПРС устанавливается план-заказ, утвержденный ведущим геологом ЦДНГ, согласованный ведущим инженером и технологом ЦПиКРС. Бригаде выдается нормированный наряд с указанием общей нормативной продолжительности работ на:
 - - переезд на скважину;
 - - подготовительно-заключительные работы;
 - - подъем - спуск глубинно-насосного оборудования;
 - - глушение,
 - - промывка перед запуском;
 - - пропарка НКТ, штанг;
 - - мелкие ремонтные работы.

5-6. Причины, приводящие к ремонту

- **Основные причины,** обуславливающие необходимость проведения в скважинах ремонта: образование в интервале фильтра или непосредственно в НКТ песчаных пробок; наличие в пластовых жидкостях и газе сероводорода и углекислоты, которые вызывают коррозию; периодическая замена дополнительных устройств в нижней части НКТ в связи с потерей функциональных свойств вследствие поломок, разъедания потоком, коррозии; выход из строя ЭЦН в результате разъедания рабочих колёс песком, пробоем изоляции электродвигателя или токоподводящего кабеля.

7. Порядок передачи скважины для ремонта

- До переезда ремонтной бригады на скважину заказчик обязан:
- - проверить наличие и состояние подъездных путей и при необходимости провести отсыпку, планировку;
- - произвести очистку территории устья скважины в радиусе 30 м от замазученности, посторонних предметов, снега и т.п.;
- - проверить и отревизировать станцию управления СКН, оборудовать штепсельным разъемом для подключения оборудования бригад ПРС (КРС);
- - проверить и отревизировать тормозную систему СКН;
- - укомплектовать устьевое оборудование скважины согласно схеме обвязки;
- - устранить пропуски нефти, газа и воды на соседних скважинах;
- - проверить работоспособность коллектора;
- - обозначить указателями все мелкозаглубленные коммуникации, которые могут быть повреждены при переездах трактора с оборудованием или другой тяжелой техники;
- - на СК должны быть откинута головки балансира и демонтированы ограждения кривошипа силами.

- Ответственность за выполнение перечисленных выше пунктов несет мастер ЦДНГ.
- Передача скважины в ремонт с неисправным СК или технологической обвязкой не допускается.
- Простой бригад ПРС (КРС) и отказ в случае несвоевременного запуска по причине неготовности скважины к ПРС (КРС) возлагается на ЦДНГ.
- Состояние скважины и территории вокруг нее до начала ремонта и после ремонта оформляется актом.
- В случае отказа мастера добычи прибыть на куст для сдачи куста ЦПРС, претензии по состоянию территории куста после ПРС не принимаются.
- В случае отказа мастера ПРС прибыть на куст для приема куста для ПРС, перечень претензий к ЦПРС определяется мастером добычи, что является основанием для отказа от приема скважины от ЦПРС.

8. Порядок передачи скважины из ремонта

- За 2 часа до окончания ремонта на скважину вызывается представитель ЦДНГ.
- Если в течение 3-х часов представитель ЦДНГ не является, то удостоверившись, что цель ремонта достигнута, бригада переезжает на другую скважину по план-графику.
- Прием-сдача скважин после ремонта производится: в дневное время — мастером ЦПРС (ЦКРС) и мастером (ст. оператором) ЦДНГ; в ночное время — ст. оператором ЦПРС и дежурным оператором ЦДНГ.
- В случае, когда по приезду представителя ЦДНГ скважина не готова, то прием-сдача скважины из ремонта переносится на дневное время с 09-00 до 16-00 часов. Представителем ЦДНГ может являться оператор добычи или исследования скважин не ниже 4 разряда. Простой в ожидании представителя ЦДНГ (не более 3-х часов).
- Представитель ЦДНГ перед выездом на приемку скважины знакомится с планом на ремонт.
- В присутствии представителя ЦДНГ производится вызов подачи.

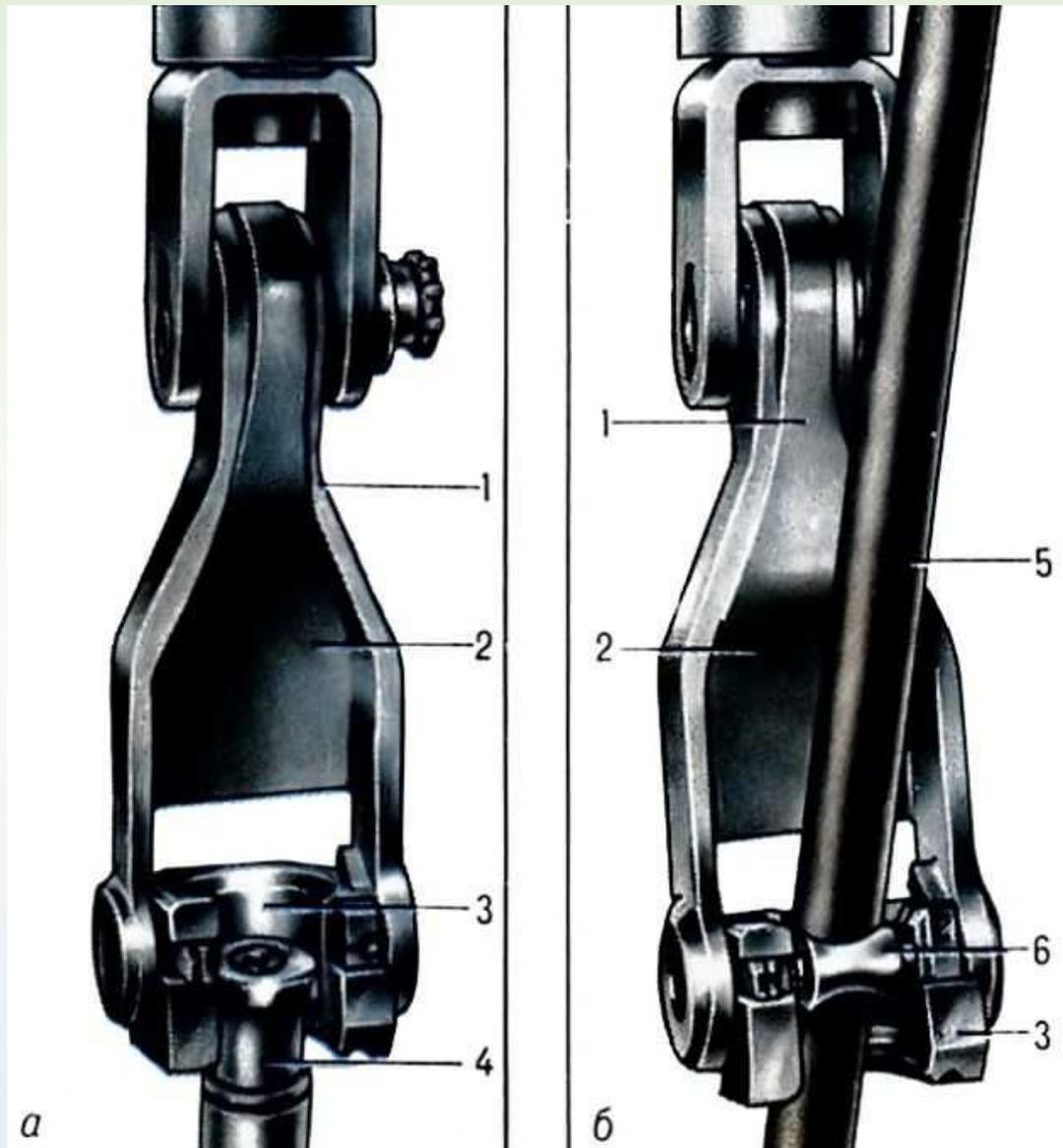
- При приеме скважины от бригады ПРС и КРС проверяются:
- - соответствие фактически выполненных работ работам, указанным в плане на ремонт;
- - правильность подвески полированного штока;
- - укомплектованность фланцевых соединений шпильками, гайками и качество их крепления;
- - состояние территории кустовой площадки (согласно акту приема-сдачи территории
- скважины)
- Данные по результатам монтажа внутрискважинного оборудования, режим откачки, дата пуска насоса в эксплуатацию заносятся в эксплуатационный паспорт насоса и в базу данных АРМ технолога.
- После окончания работ, если цель ремонта достигнута, скважина в течение 2-х суток по акту сдается ЦДНГ. Акт подписывают мастер ЦПРС или ЦКРС, с одной стороны, и старший инженер, мастер ЦДНГ, с другой стороны.

9.Элеваторы

- **Элеватор** предназначен для захвата колонны труб и удержания их на весу в процессе спускоподъемных операций.
- Выпускают трубные элеваторы для обсадных, бурильных труб, НКТ и штанговые элеваторы для штанг.
- По конструкции делятся на одноштропные и двухштропные.
- Основные детали – корпус, захват, замок и предохранитель.



- Элеваторы ЭТА (одноштропный) предназначены для захвата насосно-компрессорных и бурильных труб под муфту, выпускают грузоподъемностью 32 и 50 т для труб диаметром от 48 – 89 мм. Эксплуатационные особенности: простота и удобство обращения во время работы, автоматичность процесса захвата труб, наличие сменных захватов.
- Элеваторы ЭГ грузоподъемностью от 16 до 80 т предназначены для работы с автоматом АПР – 2 ВБ. Состоят из корпуса, створки, защелки и серьги.
- Элеватор ЭТАД грузоподъемностью 50 и 80 т с захватным устройством автоматического действия состоит из корпуса, шарнирного выдвижного захвата, упоров, рукоятки и пружинных защелок штропов. Крепления рукоятки с корпусом выполнено таким образом, что рукоятка выполняет функцию запорного устройства. Благодаря сменным захватам, можно производить СПО с несколькими типоразмерами труб.
- Элеватор ЭХЛ грузоподъемностью в зависимости от типоразмера, равной 10 – 40 т, состоит из кованого корпуса, затвора с рукояткой и предохранительного устройства. В верхней части корпуса предусмотрена кольцевая выточка, куда вкладывается затвор, на который навинчивается поворотная рукоятка. В закрытом



*Полуавтоматический эле
ватор:*

*а -
при подъёме инструмент
а; б - при спуске инструме
нта;*

1 - серьга;

2- отражатель;

3 - корпус;

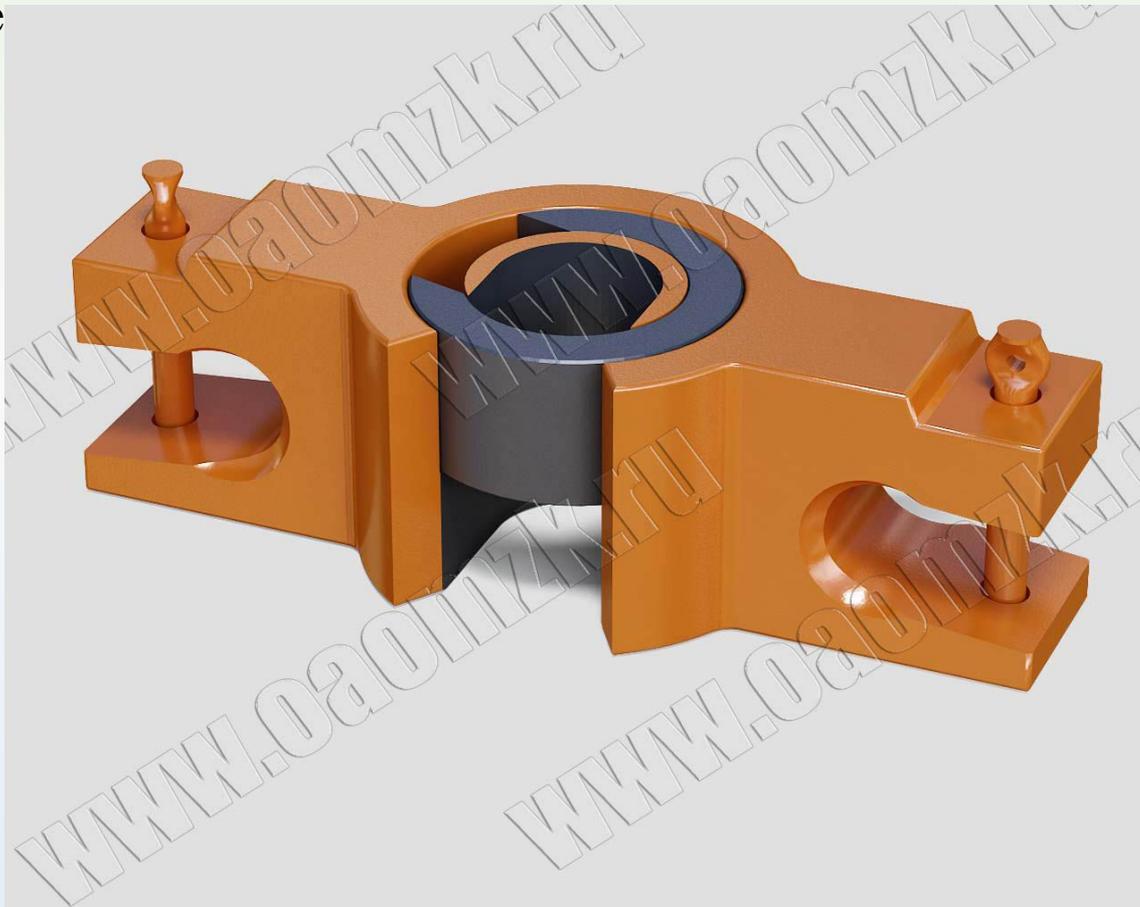
4 - наголовник;

5 - бурильная труба;

6 - запорный ролик.

- Для надевания элеватора на трубу при подаче с мостков работник левой рукой берется за серьгу, правой рукой отжимает пружину фиксатора и отводит рукоятку в лево до упора, корпус элеватора наклоняется и направляется на трубу.
- Раскрытые челюсти обхватывают тело трубы и заходят обратно в гнездо корпуса элеватора, после чего рукоятку с фиксатором отводят вправо до упора.
- Для снятия элеватора с трубы надо правой рукой отжать пружину фиксатора, отвести рукоятку влево до упора. Челюсти захвата выходят из гнезда корпуса и освобождают трубу.
- При эксплуатации элеваторов пружинные узлы часто забиваются парафином, грязью. Поэтому каждый раз после окончания работ требуется промыть элеватор соляной или керосином, а перед началом работ убедиться в исправности всех его узлов.

Элеватор ЭХЛ грузоподъемностью в зависимости от типоразмера, равной 10 – 40 т, состоит из кованого корпуса, затвора с рукояткой и предохранительного устройства. В верхней части корпуса предусмотрена кольцевая выточка, куда вкладывается затвор, на который навинчивается поворотная рукоятка, в закрытом положении фиксируе охранителем.



10.Подъемные штропы



- **Штропы** служат для подвески элеватора на крюк.
- Конструктивно это замкнутая стальная петля, сильно вытянутая по одной оси.
- Изготавливают их цельнокатаными или сварными.
- Штропы различают по назначению: буровые нормальные – ШБН; буровые укороченные – ШБУ и эксплуатационные – ШЭ.
- Для текущего и капитального ремонта скважин выпускают штропы ШЭ – 28 и ШЭ -50 грузоподъемностью соответственно 28 и 50 т.

11. Ключи для НКТ и штанг



Ключи трубные КТ48-89, КТ89-132 предназначены для свинчивания и развинчивания резьбовых соединений насосно-компрессорных труб и муфт нефтяного сортамента путем захватывания их за тело или муфту автоматизированным или ручным способом при ремонте скважин.



- Ключи трубные КТГУ-М-60, КТГУ-М-73, КТГУ-М-89 предназначены для свинчивания и развинчивания резьбовых соединений насосно-компрессорных труб диаметром 60, 73, 89 мм механизированным способом и вручную при подземном ремонте скважин.





Ключи трубные цепные КЦН предназначены для захватывания и вращения труб нефтяного сортамента ручным способом в процессе их свинчивания и развинчивания.



- Ключ одношарнирный трубный (КОТ) — служит для раскручивания либо закручивания буровых штанг.



- Круговой штанговый ключ КШК с регулируемыми зажимными плашками применяют для отвинчивания штанг при закрепленном плунжере скважинного насоса.

12. Механизмы для свинчивания и развинчивания НКТ и штанг



- Ключ механический АПР2-ВБМ
- Ключ (автомат) для подземного ремонта скважин АПР2-ВБМ предназначен для механизации операций по свинчиванию-развинчиванию, удержанию на весу и освобождению колонны НКТ при подземном ремонте скважин в условиях умеренного и холодного



- Ключ механический универсальный гидроприводной КМУ-ГП-50М предназначен для работы в составе гидрофицированных установок типа А-50М для механизации операций по свинчиванию и развинчиванию, удержанию на весу колонны насосно-компрессорных труб в ходе текущего и капитального ремонта скважин, эксплуатируемых всеми видами оборудования, включая электропогружные насосы.



- Ключ механический штанговый типа КШЭ предназначен для механизированного свинчивания-развинчивания насосных штанг по в процессе производства спуско-подъемных операций при текущем ремонте скважин. Привод ключа – электрический от промышленной сети. Электродвигатель исполнение взрывобезопасное.



- Ключ механический подвесной КМП-Г
- Ключ механический подвесной с гидроприводом КМП-Г предназначен для свинчивания-развинчивания бурильных и насосно-компрессор-ных труб при производстве спуско-подъемных операций в ходе текущего и капитального ремонта скважин для работы в составе подъемных установок типа А-50, УПА-60



- Ключ стопорный КСМ
- Ключи стопорные для насосно-компрессорных труб КСМ применяются для стопорения колонн НКТ при их механизированном свинчивании и развинчивании при текущем ремонте скважин.

13. Средства контроля за режимом СПО

- При выполнении СПО машинист буровой установки следит за параметрами с помощью системы контроля. Система обеспечивает контроль за:
 1. - индикация и регистрация глубины, скорости спуска и подъема
 2. индикация и регистрация давления масла в системе
 3. Сигнализация (остановка) по дифференциальному изменению веса.
 4. Отбивание уровня при вхождении инструмента в жидкость.
 5. Индикация и регистрация температуры на устье.
 6. Аварийная сигнализация и/или прерывание лебедки при достижении указанных параметров СПО.
 7. Просмотр сохраненных данных в виде графиков на экране блока индикации.
 8. Аварийная сигнализация при перегреве двигателя.
- Так же машинист следит за подачей ПЖ в скважину при подъеме труб, за уровнем ПЖ в отстойниках или емкостях. За давлением в скважине и в системе

14. Проведение СПО с НКТ

- Спуско-подъемные операции (СПО) трудоемки и в зависимости от характера работ от 50 до 80% всего времени, затрачиваемого на ремонт, т.е. фактически эти работы определяют общую продолжительность ремонта скважины. По этому, механизация и автоматизация обязательны для ускорения ремонта. Свинчивание и развинчивание НКТ при СПО выполняют с помощью автоматов АПР - 2 ВБ с приводом для электродвигателя. АПР - ГП с гидроприводом, механических ключей КМУ - 32 - 50, КМУ - ГП с гидроприводом.

Подъем НКТ

- Прежде чем начать подъем колонны НКТ, необходимо убедиться в том, что они не прихвачены. Прихват труб определяют по индикатору веса.
- При подъеме колонны труб из скважины следует соблюдать следующие правила:
- Ø Первую трубу колонны следует поднимать при помощи специального подъемного патрубка; во время ремонта глубоких скважин необходимо применять подъемный патрубок с термообработанным резьбовым концом;
- Ø Нельзя допускать резких переходов с одной скорости подъема на другую и превышение нагрузки более 20% собственной массы колонны труб.
- Ø Поднимать отвинченную трубу можно тогда, когда она полностью вышла из резьбы муфты.
- Ø Не рекомендуется удалять ручниками по муфте для ослабления резьбового соединения.
- Ø Перед подачей поднятой трубы на мостки следует на ее резьбу навинтить предохранительный колпачок.

- Подъем НКТ из скважины начинают с ввинчивания подъемного патрубка в муфту посадочной планшайбы, на которую надевают элеватор. Затем планшайбу приподнимают до выхода из скважины первой муфты спущенных в скважину труб, под которую подводят элеватор. Закрыв элеватор, сажают на него подвеску НКТ, отвинчивают планшайбу и, оттащив ее в сторону, приступают к подъему труб.

Спуск НКТ.

- При спуске колонны НКТ в ремонтируемую скважину рекомендуется соблюдать следующее:
- Ø При подъеме с мостков не допускать раскачивания трубы и ее ударов о детали вышки.
- Ø Посадку навинчиваемой трубы в муфту предыдущей трубы следует производить плавно, соблюдая строгую вертикальность трубы.
- Ø При свинчивании труб автоматами АПР - 2, механическими или гидравлическими ключами КМУ необходимо добиваться полного их завинчивания на всю длину резьбы.
- Ø Не допускать вращения подвески НКТ при их свинчивании; во избежание этого устанавливают контрключ.
- Ø При спуске колонны НКТ, составленной из труб разных марок сталей, следует замерять их длины по типоразмерам; нельзя допускать смешивания труб различных типов, марок и размеров; при переходе от труб меньшего диаметра к большему следует применять соответствующие переводники.
- Ø Отбракованные трубы убирают со стеллажа с отметкой «брак».
- Ø На верхний конец спущенной подвески НКТ в планшайбу следует навинчивать подвесной патрубков.

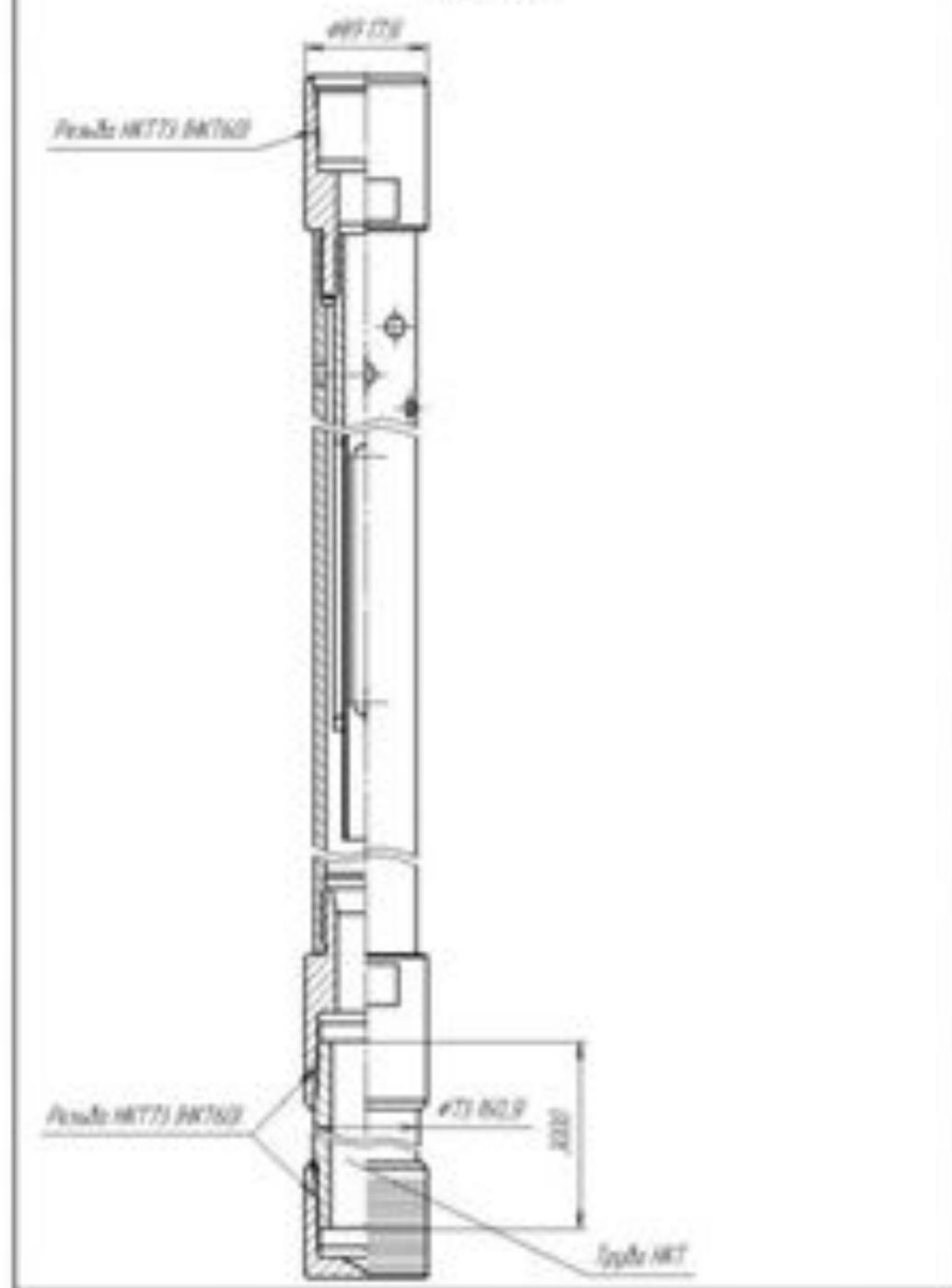
16. Типы газопесочных якорей

ГАЗОПЕСОЧНЫЙ ЯКОРЬ

- Предназначен для отделения растворенного в нефти газа и механических примесей, содержащихся в составе скважинной жидкости. Монтируется на приеме штангового насоса, ниже газопесочного якоря рекомендуется устанавливать трубу – накопитель шлама (для сбора механических примесей).
- Применение газопесочного якоря позволяет:
 - предупредить вынос песка;
 - повысить коэффициент наполнения насоса;
 - устранить засорение насоса и повысить надежность его работы;
 - увеличить межремонтный период работы скважины.



- Жидкость поступает в газопесочный якорь **ПГ-2.000** через сетчатый фильтр и попадает на песочную спираль приемного патрубка. На песочной спирали при движении жидкости по кругу и вниз происходит отделение песка, который через песочный патрубок осаждается в накопитель. Жидкость поступает через нижнее отверстие приемного патрубка, перемещается вверх, где в соединительной муфте происходит отделение газа.



•тип ЯГП-73-114

- Сепарация газа и крупных фракций песка происходит при повороте всасываемой жидкости на 180 градусов. Свободный газ поступает в межтрубное пространство скважины. Крупные фракции песка оседают в хвостовике, выполненном из НКТ60 с заглушкой, мелкие – на сетке фильтра.
- Для получения необходимой степени дегазации предусмотрена возможность установки на якоря газопесочном дополнительных секций.

17.Промывочные жидкости

- Ø Очистка скважин от песчаных пробок аэрированной жидкостью, пенами и сжатым воздухом. Применяют в скважинах с небольшим столбом жидкости и при наличии на забоях рыхлых пробок. Для герметизации устья используют сальник. В качестве рабочего агента применяют аэрированную жидкость, пену, сжатый воздух. Преимущества такого способа - исключение поглощения промывочной жидкости пластом; ускорение процесса ввода скважины в эксплуатацию после очистки от пробки; возможность очистки части колонны ниже отверстий фильтра (зумпфа).

- Ø Промывка аэрированной жидкостью с добавлением ПАВ. Применяют в скважинах с низким пластовым давлением, эксплуатация которых осложнена частыми пробкообразованиями, а ликвидация пробок связана с поглощением пластом промывочной жидкости.
- Ø Промывка скважин с поверхностно-активными веществами (ПАВ). Применяют для снижения поверхностного натяжения на границе нефть - вода. Добавка ПАВ к жесткой воде способствует снижению ее поверхностного натяжения и быстрому, почти полному удалению этой воды из призабойной зоны при освоении скважины. В качестве ПАВ используют сульфанол, сульфонатриевые соли, деэмульгаторы и др.
- Ø Промывка скважин пенами. При определенной концентрации раствора ПАВ в воде образуется стабильная пена, которую используют для промывки скважин.

18. СПОСОБЫ И ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫВКИ

- Ø Прямая промывка скважины от песчаной пробки - процесс удаления из нее песка путем нагнетания промывочной жидкости внутрь спущенных НКТ и выноса размытой породы жидкостью через затрубное пространство скважины (затруб). Конец подвески труб оборудуют пером, фрезером, фрезером-карандашом.
- Ø Скоростная прямая промывка - при наращивании промывочных труб процесс промывки не прекращается, это исключает оседание размытого песка и прихват колонны НКТ.
- Ø Обратная промывка скважины - процесс удаления песка из скважины путем нагнетания промывочной жидкости в затрубное пространство и направлением восходящего потока жидкости через промывочные трубы. Благодаря меньшему сечению в них создаются большие скорости восходящего потока, что обеспечивает лучший вынос песка.
- Ø Промывка скважин струйными аппаратами применяется в тех случаях, когда экс. колонна имеет дефекты. Установка для промывки состоит из струйного насоса, концентрично расположенных труб и поверхностного оборудования (шланга, вертлюга, приспособления для подлива воды)

- Ø Очистка скважин от пробок желонками. Метод заключается в последовательном спуске на забой желонки, заполнении ее и подъеме. Различают простые, поршневые и автоматические желонки. Несмотря на простоту, этот метод обладает рядом существенных недостатков - длительность процесса; возможность протирания экс.колонны; возможность обрыва тартального каната или проволоки; загрязнения рабочего места. При очистке скважины от рыхлых пробок и небольшой высоте столба жидкости рекомендуется использовать простые желонки, при плотных пробках - поршневые, во всех остальных случаях - автоматические.
- Ø Очистка скважин от песчаных пробок гидробурами. Песчаные пробки из скважины можно удалять и без спуска промывочных труб. Для этой цели применяют гидробур, спускаемый на канате. После удара о пробку гидробур приподнимают на 2 - 3 метра и вновь ударяют долотом о поверхность. Во время очередного подъема плунжер засасывает жидкость с песком из-под долота, затем песок попадает в желонку, а жидкость - в поршневой насос. При таких ударах в несколько приемов в гидробур засасывается осевшая на забое песчаная пробка. Во избежание образования петель каната или большого его натяга и обрыва рекомендуется проводить работы на пониженной скорости подъемника.

19. Оборудование для промывки скважин

Для промывки скважин используют:

1. насосы – для подачи жидкости под давлением в скважину. Бывают стационарные и передвижные (насосные агрегаты).
2. обвязка устья – для подачи жидкости от насоса до вертлюга или фонтанной арматуры
 - А) вертлюг – для удерживания колонны НКТ на весу, осуществления СПО и для подачи ПЖ в трубы НКТ
 - Б) фонтанная арматура – для подачи жидкости в трубы НКТ
3. НКТ – для подачи жидкости непосредственно на забой
4. Отстойник – для очистки ПЖ от шлама и механических примесей
5. Блок очистки ПЖ
6. Блок приготовления ПЖ

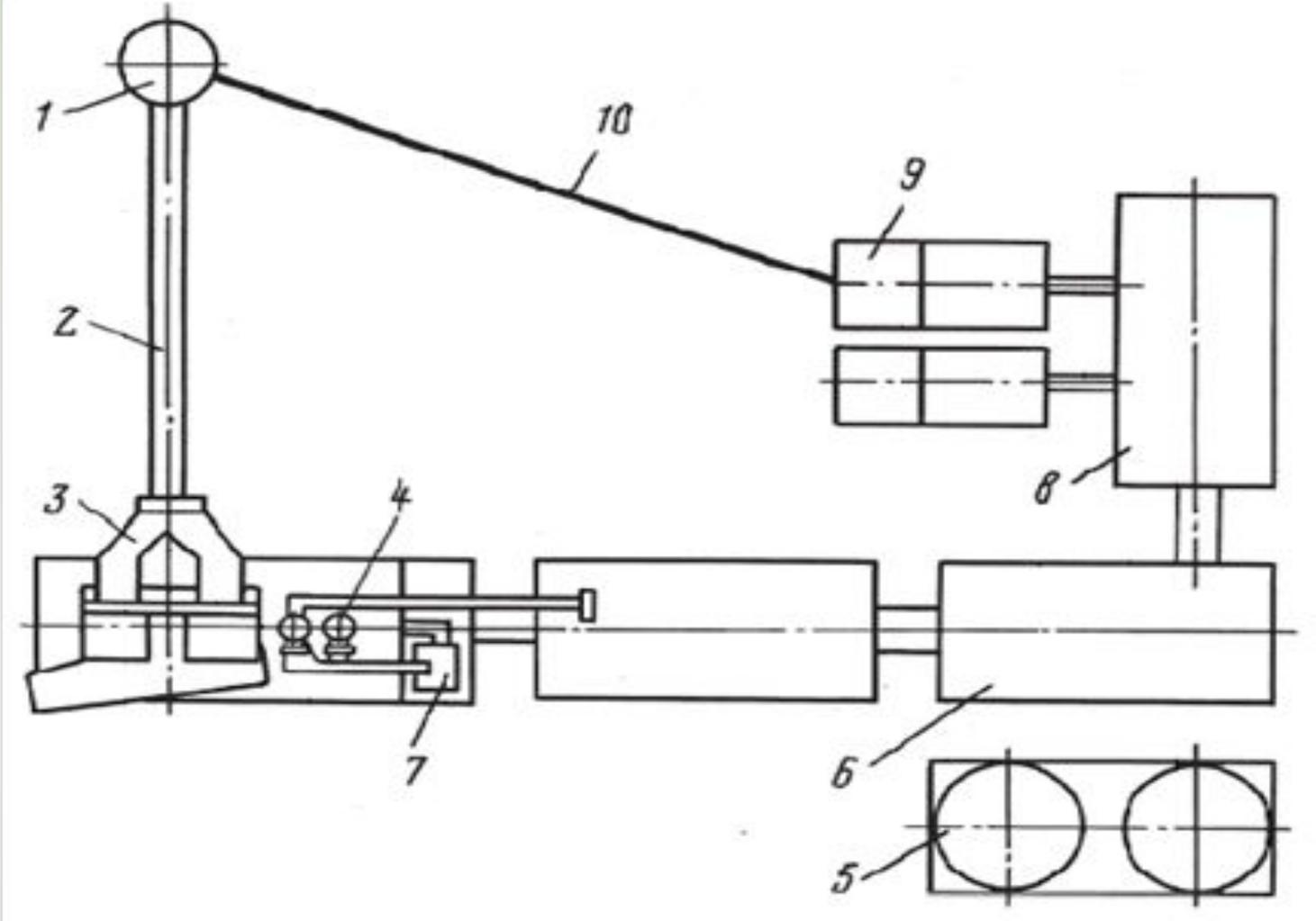


Рисунок – Схема поверхностной циркуляционной системы

1 – устье скважины; 2- желоб; 3 – вибросто; 4 – гидроциклон; 5 – блок приготовления раствора; 6 - емкость; 7 – шламовый насос; 8 – приемная емкость; 9 – буровой насос; 10 – нагнетательный трубопровод

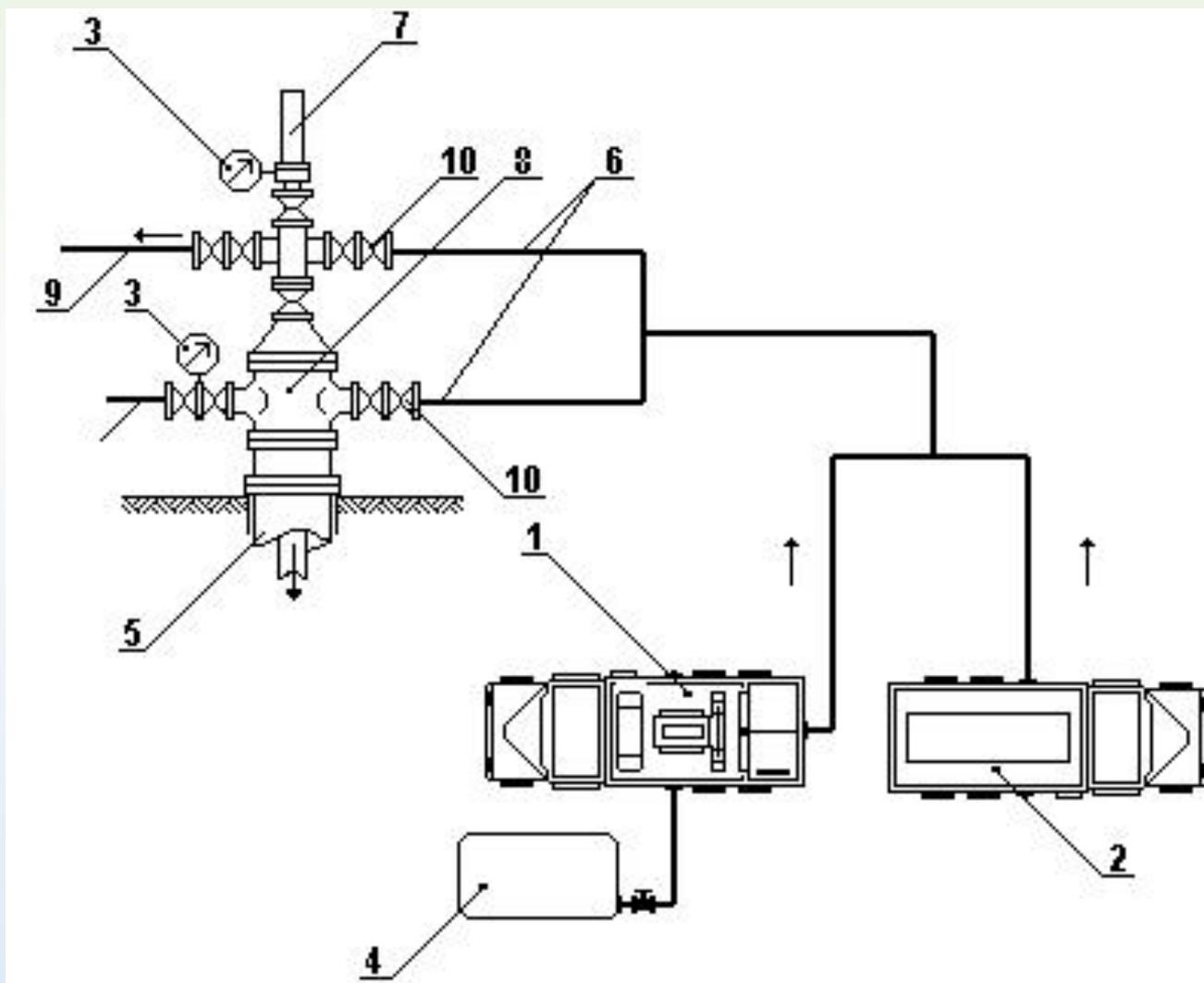
Буровой насос



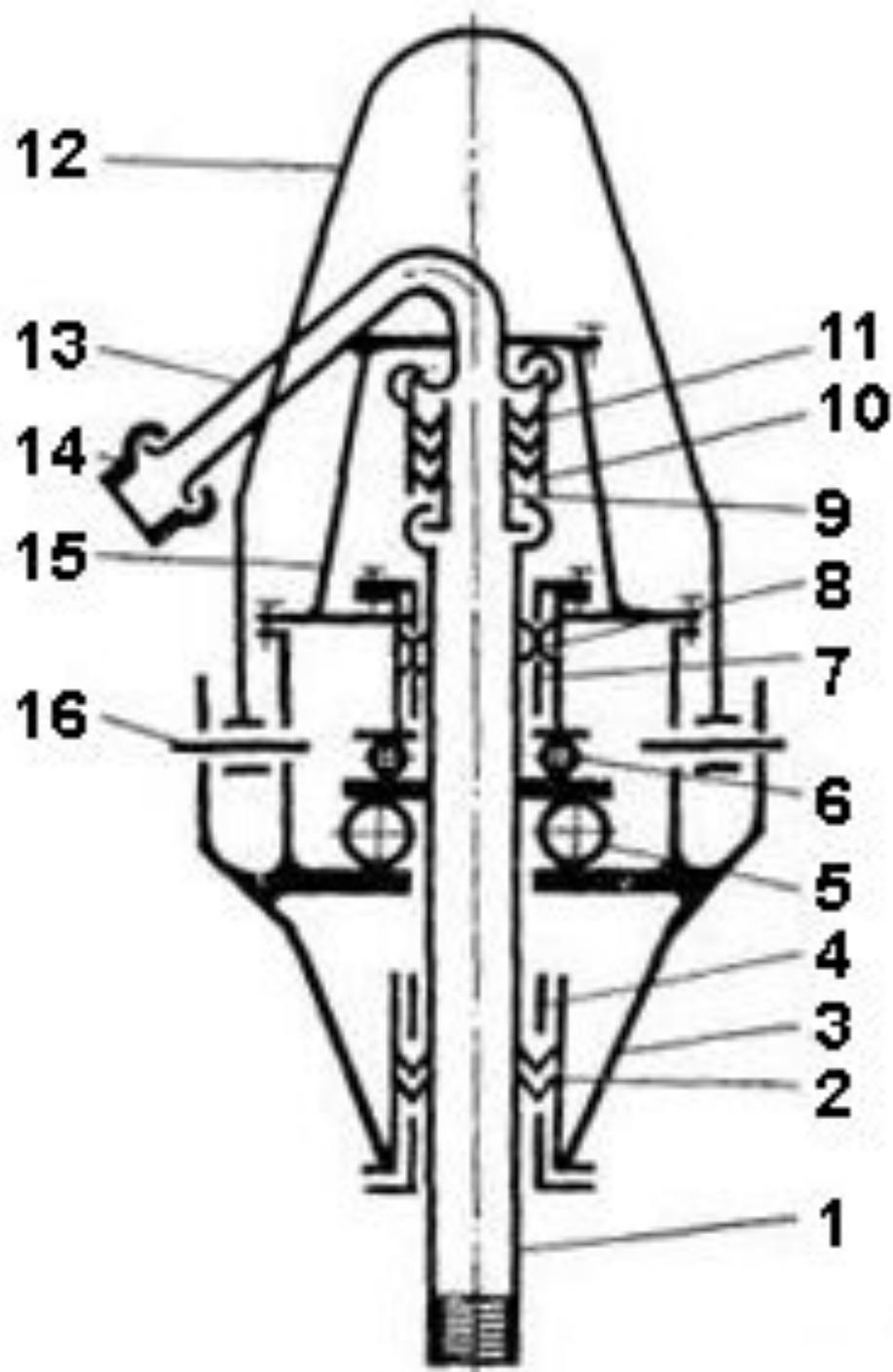
Насосный агрегат



Обвязка устья



Вертлюг

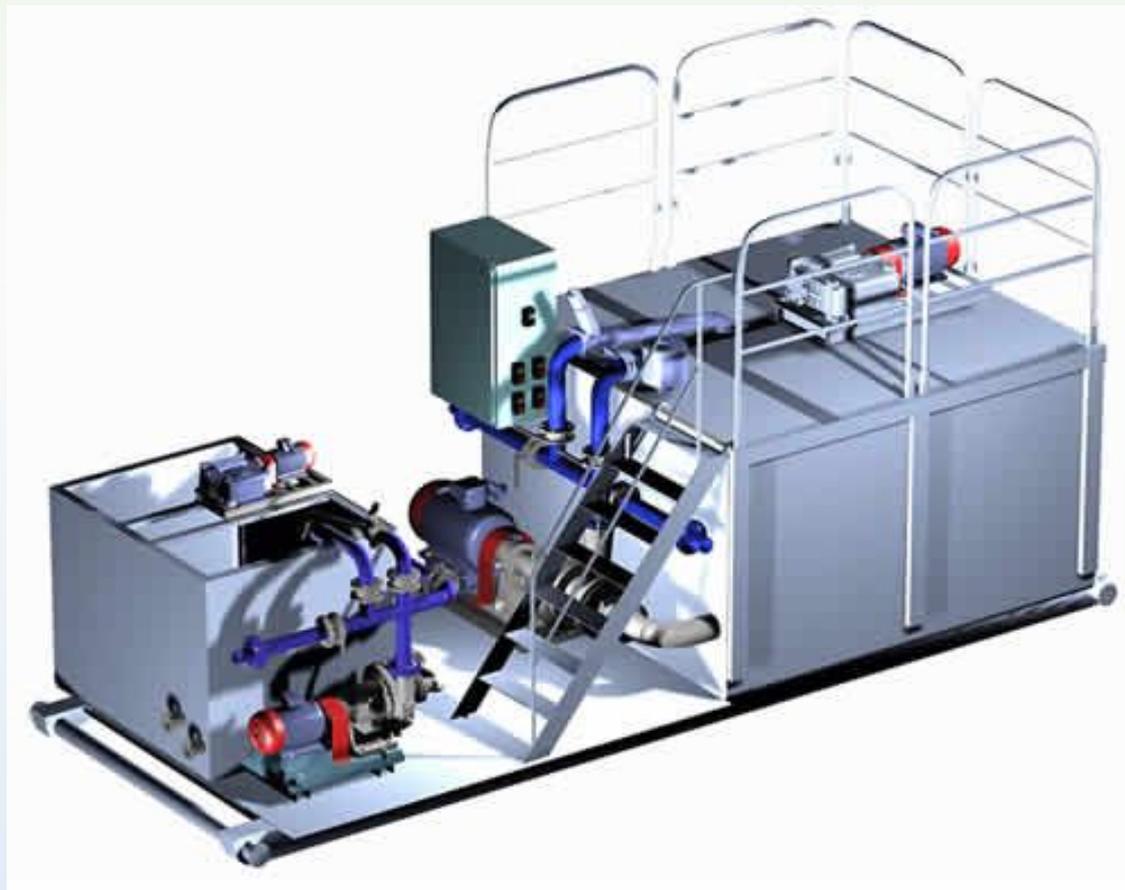


HKT



Блок приготовления ПЖ

включающий насосы, перемешиватели типа, гидросмесители, диспергаторы, а также емкости для приготовления буровых растворов и химреагентов с выдачей последних на обработку раствора в БПР-2 или в систему циркуляции.



22. Техника безопасности при промывке скважин

- 2.5.4. Вдоль циркуляционных желобов должны быть устроены настилы шириной не менее 65 см с перилами высотой 1,0 м с наружной стороны
- 2.5.5. Запрещается во время работы глиномешалки проталкивать глину, утяжелители и др. в загрузочный люк при помощи ломов, лопат и других предметов. Загрузочные материалы для приготовления бурового раствора должны быть предварительно измельчены. Вокруг глиномешалки, если люк расположен на высоте более 1,5 м, должен устраиваться настил с трапами шириной не менее 1,5 м. Поперек должны быть прибиты планки, расположенные на расстоянии 25 см друг от друга. Уклон трапа не должен превышать 30°.
- 2.5.6. При остановке оборудования с электрическим приводом для ремонта привод его должен быть отключен, а на пусковом устройстве вывешен плакат: "Не включать - работают люди".
- 2.5.7. Гидравлическую глиномешалку необходимо пускать в работу при открытых задвижках на штуцерных отводах.
- 2.5.8. При применении эмульсионных, ингибированных и недиспергирующих полимерных буровых растворов, растворов на нефтяной основе и других контроль показателей свойств, характерных для каждого специального раствора, проводится согласно инструкциям по их применению и использованию.

- 2.5.9. При применении буровых растворов на углеводородной основе (известково-битумных, инвертно-эмульсионных и др.) должны быть приняты меры по предупреждению загрязнения рабочих мест и загазованности воздушной среды. Для контроля загазованности должны проводиться замеры воздушной среды у ротора, блока приготовления раствора, у вибросит и в насосном помещении, а при выявлении загазованности - приниматься меры по ее устранению.
- При концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/см³ работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.
- 2.5.10. Температура самовоспламенения раствора на углеводородной основе должна на 50°С превышать максимально ожидаемую температуру раствора на устье скважины.
- 2.5.11. При температуре бурового раствора, обработанного химреагентами, на устье и в амбарах (отстойниках) свыше 40°С необходимо принимать специальные меры защиты персонала от возможных термохимических ожогов: охлаждение раствора путем перемешивания; удлинение желобной системы; закрытие люков отстойников крышками; специнструктаж работающих и др.

23. СКО забоев

- Кислотные обработки скважин предназначены для очистки забоев, призабойной зоны, НКТ от солевых, парафинисто-смолистых отложений и продуктов коррозии при освоении скважины с целью их запуска, а так же для увеличения проницаемости пород. Под воздействием соляной кислоты в породах ПЗС образуются пустоты, каверны, каналы разъедания, вследствие чего увеличивается проницаемость пород, а следовательно и производительность нефтяных (газовых) и приемистость нагнетательных скважин.
- Различают следующие разновидности кислотных обработок:
 - Кислотные ванны
 - Простая кислотная обработка скважины
 - Кислотная обработка под давлением
 - Пенокислотные обработки
 - Многократные обработки
 - Поинтервальные (ступенчатые) обработки
 - Термохимические
 - Термокислотные обработки

- **Кислотные ванны** предназначены для очистки поверхности открытого забоя и стенок скважины от цементной и глинистой корок, смолистых веществ, продуктов коррозии, кальциевых отложений от пластовых вод и освобождения прихваченного пробкой подземного оборудования.
- Объем рабочего раствора, при кислотной ванне, составляет не более объема ствола (колонны) в заданном интервале, закачивают его до забоя, не продавливая в пласт.
- Раствор кислоты выдерживают в интервале обработки 16 - 24 ч. Затем отреагировавшую кислоту вместе с продуктами реакции удаляют из скважины обратной промывкой. В качестве промывочной жидкости используют воду.

24. Реагенты для СКО

Назначение добавление реагентов соляную кислоту

- С целью улучшения свойств кислотных растворов, в них добавляют химические вещества-присадки. Добавлением добиваются снижения коррозионной активности кислоты по отношению к металлу, улучшения ее проникающих способностей по отношению к породе пласта, снижения возможности выпадения из кислотного состава осадков, способных коагулировать поры породы.

Ингибиторы

- **Ингибиторы** - вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование, с помощью которого кислоту транспортируют, перекачивают и хранят. Обычно ингибиторы добавляются в количестве не более 1% от объема кислоты. На практике в кислотные композиции добавляют Додикор (0,5%) — импортный ингибитор коррозии, снижающий скорость коррозии до 300 раз. Азол (СІ-130) (1%) -водорастворимый ингибитор, снижает скорость коррозии до 50 раз.
- Ингибиторы коррозии обычно добавляют в кислотные составы уже на заводе, но срок хранения и транспортировки кислоты с этим ингибитором не превышает одного месяца. Через месяц, особенно в условиях хранения в негуммированных емкостях, кислота подлежит повторному ингибированию.

Интенсификаторы

- Интенсификаторы — поверхностно-активные вещества, снижающие в 5—20 раз поверхностное натяжение на границе нефть — нейтрализованная кислота.
- С целью понижения поверхностного натяжения продуктов реакции кислоты с породой, повышения эффективности действия кислотного раствора, облегчения обратного оттока отработанной кислоты после обработки, в кислоту при ее подготовке добавляют вещества, которые носят название интенсификаторов и представляют собой поверхностно-активные вещества (ПАВ).

- На практике при обработке скважин используются следующие гидрофилизующие ПАВ:
 - - Неонол СНО 3Б (1-2%);
 - - Превоцел (1-2%);
 - - Нефтенол ВВД (1-2%);
 - - Сульфанол (0,5%).
- И гидрофобизирующие материалы:
 - - Синод КАМ (1,5%) ограничен по температуре применения (80 °С);
 - - ИВВ-1(1%);
 - - Нефтенол ГФ 9 гидрофобизатор (0,5%);
 - - Нефтенол К (0,5%).
- Гидрофобизаторы облегчают фильтрацию кислоты в нефтенасыщенных пропластках, снижают проникновение ее в водонасыщенную часть пласта, что сдерживает интенсивную проработку водонасыщенных каналов и ускорение проникновения по ним воды к нефтяным скважинам.

Стабилизаторы

- *Стабилизаторы* - вещества, необходимые для удержания в растворенном состоянии некоторых продуктов реакции и соединений железа, присутствующих в соляной кислоте.
- В процессе транспортировки, хранения и прокачки кислоты через насосно-компрессорные трубы к концу кислотной обработки продуктивного пласта хлорное железо гидрализуется с карбонатными составляющими породы, которые уменьшают исходную проницаемость призабойной зоны пласта в 1,5-3 раза.
- В качестве стабилизаторов используют уксусную кислоту (1—3%). Возможно использование лимонной, винной кислоты или специальных композиций FEROTROLL.
- Стабилизаторы существенно снижают скорость взаимодействия соляной кислоты с карбонатной составляющей породы, благодаря чему увеличивают проникновение кислотных растворов в пласт.

25. Приготовление соляно-кислотного раствора

Расчет реагентов

- Для того чтобы приготовить кислотный раствор необходимо рассчитать объем реагентов.

1. Норма расхода кислотного раствора:

$$W_p = h \cdot 1,2 .$$

h - толщина пласта, м;

2. Объем товарной кислоты определяется по формуле:

$$W_k = \frac{W_p \cdot x_p \cdot (5,09 \cdot x_p + 999)}{x_k \cdot (5,09 \cdot x_k + 999)} .$$

- W_p - объём % -ной соляной кислоты, м³;
- x_p - объемная доля кислотного раствора;
- x_k - объемная доля товарной кислоты %;

3. В качестве замедлителя реакции и стабилизатора окисных соединений железа используем уксусную кислоту, объем которой определим по формуле

$$W_{\text{ук}} = \frac{b_{\text{ук}} W_{\text{р}}}{c_{\text{ук}}} .$$

- $b_{\text{ук}}$ - норма добавки 100% уксусной кислоты, %;
- $c_{\text{ук}}$ - объемная доля товарной уксусной кислоты, %

4. Объем ингибитора определяется по формуле:

$$W_{\text{и}} = \frac{b_{\text{и}} W_{\text{р}}}{c_{\text{и}}} .$$

- $b_{\text{и}}$ - выбранная объемная доля реагента в растворе, %;
- $c_{\text{и}}$ - объемная доля товарного ингибитора, %.

5. Количество интенсификатора:

$$W_{\text{инт}} = \frac{b_{\text{инт}} W_p}{100} .$$

винт - норма добавки 100% интенсификатора, %;

6. При использовании технической соляной кислоты в ней может содержаться до $a = 0,4$ % серной кислоты. Её нейтрализуют добавкой хлористого бария, количество которого определяют по формуле:

$$G_{\text{хб}} = 21,3 \cdot W_p \left(\frac{a \cdot x_p}{x_k} - 0,02 \right) .$$

где 21,3 - масса хлористого бария (кг), необходимые для нейтрализации 10 кг серной кислоты; x_p - объемная доля серной кислоты в приготовленном растворе; x_k - объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, %; 0,02 - допустимая объемная доля серной кислоты в растворе, когда после реакции ее с карбонатными породами соли не выпадают в осадок, %.

7. Объем хлористого бария определяется:

$$W_{\text{хб}} = \frac{G_{\text{хб}}}{4000} = 0,04 \text{ м}^3$$

8. Объем воды для приготовления кислотного раствора

$$W_{\text{в}} = W_{\text{р}} - W_{\text{к}} - \sum W_{\text{реак}}$$

9. Порядок приготовления кислотного раствора

Наливают в мерник 25,54 м³ воды добавляют к воде 0,1 м³ ингибитора В - 2, 1,998 м³ уксусной кислоты; 37,5 м³ соляной товарной кислоты. Полученный раствор тщательно перемешивают, измеряют его плотность ареометром. При правильной дозировке плотность должна соответствовать заданной концентрации при температуре замера. Значение $\rho_{\text{р}}$ можно рассчитать по формуле:

$$W_{\text{к}} = \frac{W_{\text{р}} \cdot \rho_{\text{р}} \cdot (\rho_{\text{р}} - 999)}{\rho_{\text{к}} \cdot (\rho_{\text{к}} - 999)}$$

где $\rho_{\text{р}}$ - плотность товарной кислоты при 15 С, кг / м³.

Перемешивают раствор и оставляют для реакции и осветления на 2 — 3 часа, после чего раствор перекачивают в цистерну Азинмаш — 30 и другие емкости.

26. Оборудование для СКО

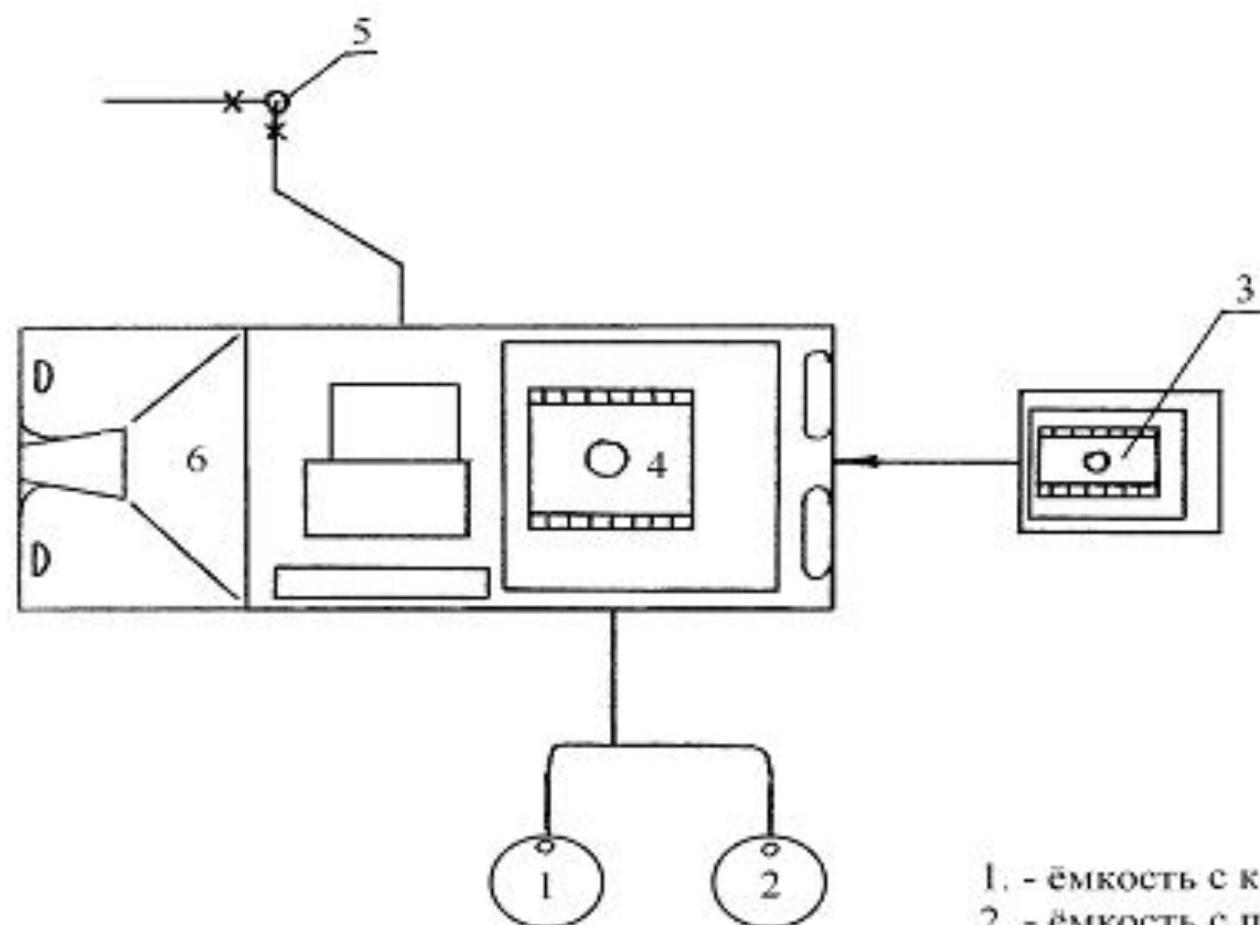
- Для перевозки неингибированной соляной кислоты от химических заводов до кислотной базы используются железнодорожные цистерны, гуммированные специальными сортами резины или эбонитами. Ингибированная соляная кислота может транспортироваться в обычных железнодорожных цистернах, но с защитным покрытием химически стойкой эмалью или химически стойким лаком.
- Уксусную кислоту транспортируют до кислотной базы также в металлических гуммированных цистернах. Плавиковую кислоту доставляют в эбонитовых баллонах.
- Для доставки кислоты с химических заводов на кислотные базы, если они близко расположены, и с кислотной базы на скважины используют автоцистерны-кислотовозы. Внутренние поверхности этих цистерн гуммируют или защищают многослойным покрытием химически стойкими эмалями и лаками.

- Концентрированные товарные кислоты хранят в металлических стационарных резервуарах емкостью 25–50–100 м³. Эти резервуары защищают кислотоупорной футеровкой (покрытие эмалями, лаками, гуммирование).
- Разведение кислоты с доведением раствора до нужной концентрации производится в передвижных емкостях, устанавливаемых у скважин. Обычно эти емкости представляют собой применяемые на производственных площадях мерники для сбора нефти объемом 14 м³, внутренние поверхности которых покрыты защитным слоем.
- Для удобства перевозки мерники устанавливают на полозьях. Для перекачки кислоты из железнодорожных цистерн в емкости и из емкостей в автоцистерны применяются кислотоупорные центробежные насосы с малым напором и большой производительностью.
- При перекачке кислоты используются резиновые гофрированные шланги или же гибкие трубы из поливинилпласта и полиэтилена.
- Для кислотных обработок в большинстве случаев применяют цементирующий агрегат ЦА-320.

27.Технология проведения простой кислотной обработки

Простая кислотная обработка

- **Простая кислотная обработка** предназначена для воздействия на породы ПЗС с целью увеличения их проницаемости. Процесс ведется с обязательным задавливанием кислоты в пласт. Вначале закачивают нефть или воду, затем при открытом затрубном пространстве - расчетное количество приготовленного рабочего раствора соляной кислоты. При этом объем первой порции кислоты рассчитывают так, чтобы она заполнила трубы и кольцевое пространство от башмака до кровли пласта. После этого закрывают задвижку на затрубном пространстве скважины и под давлением закачивают в скважину остатки кислотного раствора. Кислота начинает проникать в пласт. Оставшуюся в трубах и в фильтровой части скважины кислоту продавливают в пласт нефтью или водой.

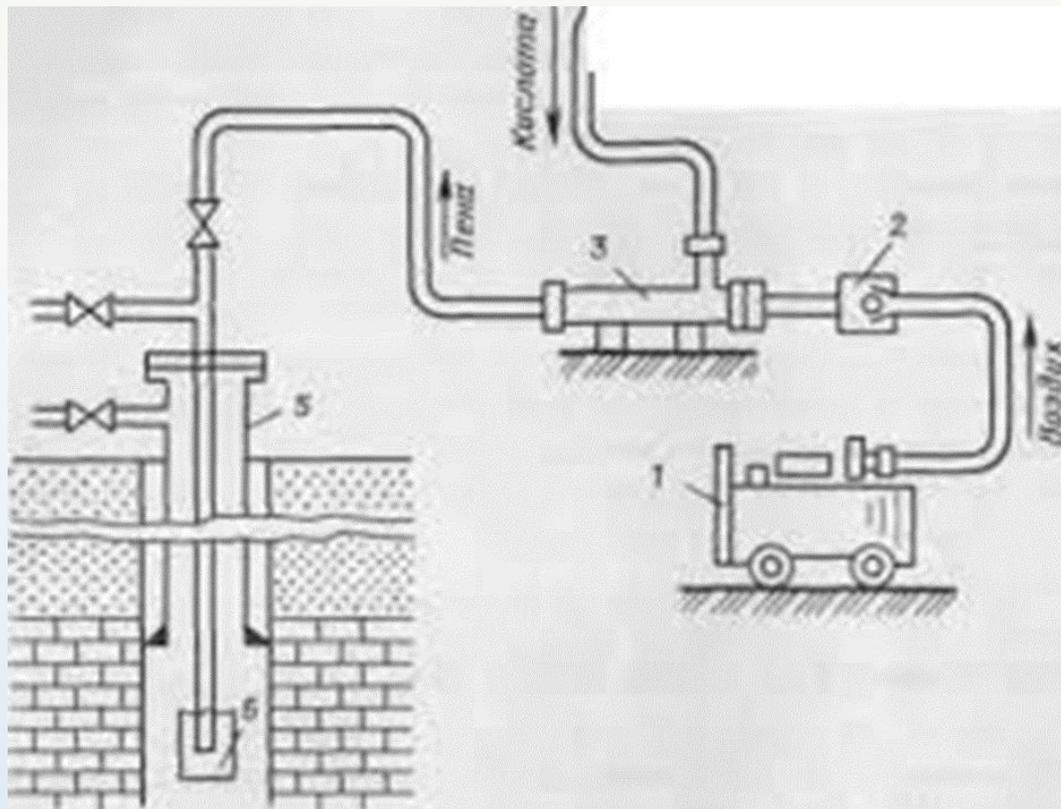


1. - ёмкость с кислотой
2. - ёмкость с продажной жидкостью
3. - ёмкость с кислотой на прицепе
4. - ёмкость для кислоты на агрегате
5. - устье скважины
6. - насосная установка для закачки кислоты

28. Технология проведения пенокислотной обработки

Пенокислотные 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.



Преимущества

- Пенокислотная обработка имеет следующие преимущества:
- Ø Кислотная пена медленнее растворяет карбонатный материал, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт.
- Ø Кислотная пена обладает меньшей плотностью и повышенной вязкостью, что позволяет увеличить охват воздействием всей продуктивной толщины пласта.
- Ø Содержание в пене ПАВ снижает поверхностное натяжение кислоты на границе с нефтью, а сжатый воздух, находящийся в пене, расширяется во много раз при понижении давления после обработки; все это в совокупности способствует улучшению условий притока нефти в скважину и значительно облегчает ее освоение.

29. Техника безопасности при СКО

- Солянокислотные обработки производят по специальному плану, утверждённому **главным инженером** НГДУ. Руководителем работ и ответственным лицом по скважине является инженерно-технический работник.
- **Насосные установки и другую технику для солянокислотной обработки расставляют на расстоянии не менее десяти метров от устья скважины и одного метра друг от друга, их кабины должны быть обращены в противоположную сторону от устья.**
- Насосные установки соединяются с устьевой арматурой жёстко трубами. На нагнетательных линиях устанавливаются обратные клапаны, на насосах – предохранительные устройства, манометры. На устьевой арматуре устанавливается манометр.
- После окончания обвязки устья скважины с насосными установками, все трубопроводы и оборудование устья проверяют на **герметичность**. При этом обслуживающий персонал удаляется на безопасное расстояние.
- Во время запуска насосных установок в работу, закачивание и промывочной жидкостей в скважину, запрещается нахождение людей около устья скважины и нагнетательных трубопроводов. У насосных установок находятся только люди непосредственно **связанные с их обслуживанием**. В процессе работы насосных установок ремонтировать их и производить до укрепление соединений трубопроводов и устья запрещается.

•Прежде чем отсоединить трубопровод от устья, необходимо закрыть кран и снизить давление в трубопроводах до атмосферного. **Остатки жидкости слить** с автоцистерн и насосных установок в специальный резервуар.

•К работе в качестве оператора по солянокислотной обработки допускаются лица, прошедшие медицинский осмотр, **специальное обучение, инструктажи по безопасному ведению работ и проверку знаний**

•Операторы должны через каждые три месяца проходить **периодический инструктаж по технике безопасности и не реже одного раза в год – проверку знаний**. При внедрении новых видов оборудования и механизмов, новых технологических процессов, а так же при введение в действие новых правил и инструкций по охране труда оператор должен пройти дополнительное обучение или инструктаж

•Помимо знаний техники и технологии процессов оператор по соляно-кислотной обработки должен обладать навыками поведения на рабочем месте, выполнять свои обязанности таким образом, чтобы не допускать возникновения опасных и вредных ситуаций, а так же знать что при этом делать

•**Предприятие должно обеспечить обслуживающий персонал спецодеждой, а так же средствами индивидуальной защиты, своевременно их заменять.**

30-31. Тепловая обработка призабойной зоны

Назначение

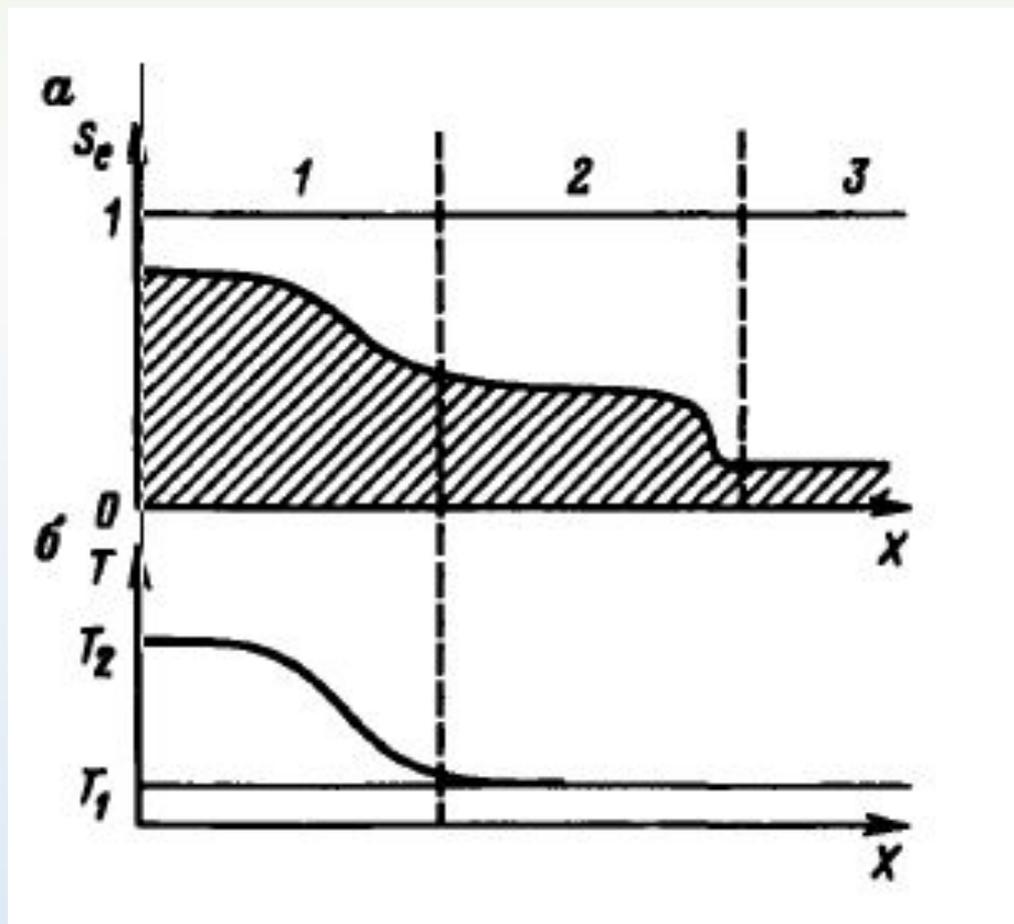
- **Тепловое воздействие** на разрабатываемые нефтяные пласты применяют в тех случаях, когда месторождение характеризуется высокой вязкостью и повышенной плотностью нефти в пластовых условиях или содержанием в нефти парафина, смол и асфальтенов.
- Оно предотвращает образование парафинистых и смолистых отложений в поровом пространстве пласта и способствует увеличению текущей и суммарной добычи нефти. Прогрев зоны удлиняет межремонтный период эксплуатации скважины, так как повышается температура нефти и снижается ее вязкость; так же уменьшается количество парафина, отлагающегося на стенках НКТ и в выкидных линиях.

32-33. Способы тепловой обработки скважин

Обработка горячей водой

- **Закачка нагретого жидкого теплоносителя в скважину производится на м-ниях вязких смолистых и парафинистых нефтей, расположенных на глуб. до 1,5 км. Её проводят двумя способами: не прекращая эксплуатации или с остановкой работы скважины. При непрерывной работе глубинного насоса горячую жидкость закачивают через затрубное пространство. Из остановленной скважины перед закачкой извлекается насос, в кровле продуктивного пласта устанавливается пакер, после чего теплоноситель закачивается по трубам и продавливается в призабойную зону. Затем пакер вынимается, опускается насос и возобновляется эксплуатация скважины.**
- **Нагнетаемая в пласт вода охлаждается при контакте с несущей породой и имеющимися в пласте жидкостями. При достаточно установившемся процессе различают две основные рабочие зоны.**

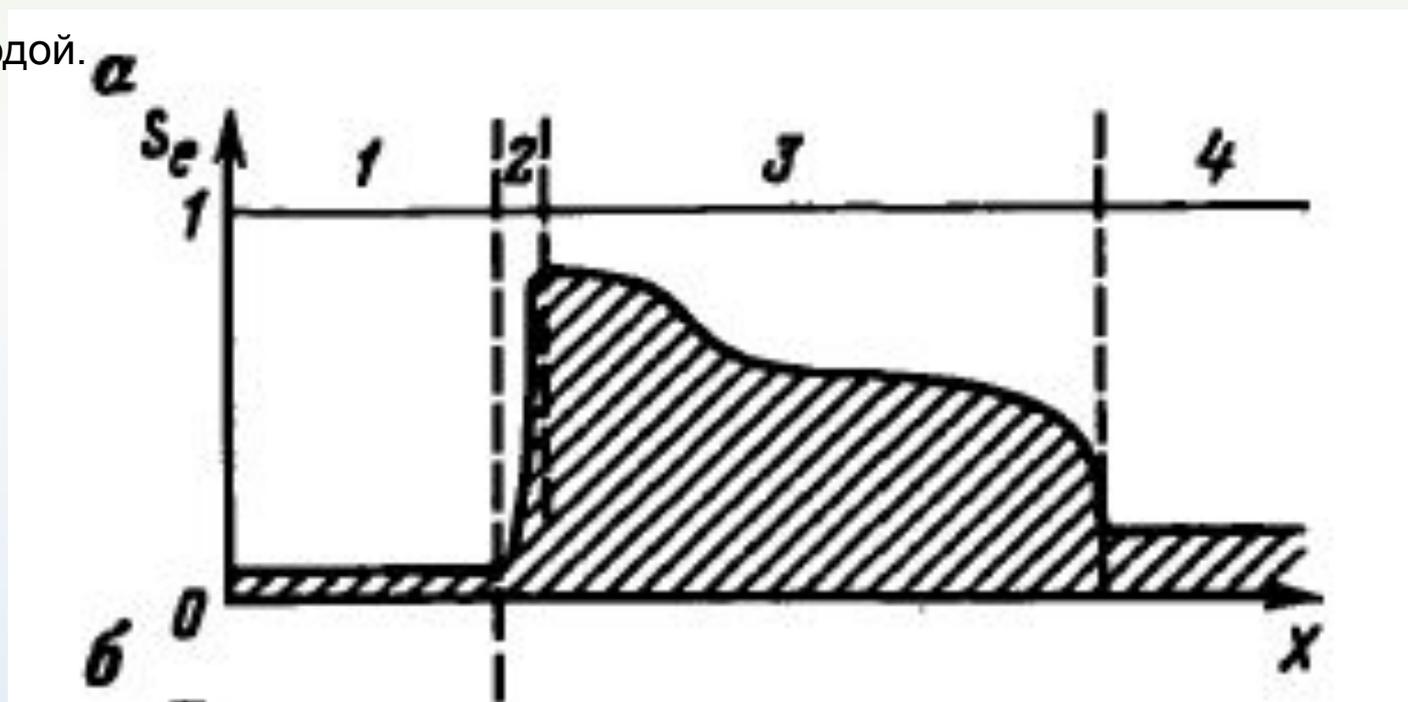
- В зоне 2 нефть вытесняется водой, температура которой равна температуре пласта.
- В каждой точке зоны 1 температура непрерывно растет, что обычно
- приводит к снижению остаточной нефтенасыщенности.



Зона 1. В начале зоны конденсации сосуществуют три фазы: вода, смесь жидких углеводородов и газ.

Зона 2 (конденсация). В этой зоне пары воды и углеводородные фракции конденсируются при их контакте с холодным коллектором

Зона 3. Процессы в этой зоне аналогичны процессам, происходящим при вытеснении горячей водой.



Паротепловая обработка

- Циклич. паротепловая обработка применяется на м-ниях глуб. до 1000 м с высоковязкими (св. 50 МПа·с) и (или) парафинистыми нефтями. В остановленную скважину, оборудованную термостойким пакером или без него (при глуб. до 500 м), по насосно-компрессорным трубам нагнетают насыщенный сухой пар. Затем скважину герметизируют и выдерживают 2-5 сут., после чего спускают насосное оборудование и возобновляют эксплуатацию. Прогретая зона сохраняется 2-3 мес.

Электротепловая обработка

- Электротепловая обработка применяется на м-ниях высоковязких (св. 50 МПа·с) или парафинистых (св. 3% парафина) нефтей, расположенных на глуб. до 2000 м (ограничение по глубине связано с ростом энергетич. потерь в подводящем кабеле). Заключается в периодич. либо постоянном прогреве продуктивного пласта из скважины глубинными электронагревателями мощностью 15-100 кВт. При периодич. прогреве после остановки скважины и извлечения глубинно-насосного оборудования на кабель-тросе в интервал продуктивного пласта спускают трубчатый электронагреватель и прогревают пласт 3-7 сут, затем извлекают электронагреватель и возобновляют эксплуатацию пласта. Постоянная электротепловая обработка проводится одновременно с эксплуатацией скважины при начальных пластовых темп-рах до 60°C. Её используют гл. обр. для постоянного снижения вязкости нефти в процессе эксплуатации.

Термокислотная обработка

- Термокислотная обработка применяется преим. в призабойных зонах с продуктивными карбонатными коллекторами. Комплексный способ включает тепловую обработку, основанную на экзотермич. реакции закачиваемой соляной кислоты с магнием или его сплавами, и обычную кислотную обработку. Кол-во кислоты и спускаемого в скважину в виде стружки магния рассчитывается так, чтобы окончат. темп-ра раствора после реакции была 75-90°C.

Электромагнитное воздействие

- Электромагнитное воздействие на призабойную зону проводят на м-ниях битума, вязких и парафинистых нефтей, скважины которых эксплуатируются с открытыми забоями. Метод основан на использовании внутр. источников тепла, возникающих при воздействии на пласт высокочастотного электромагнитного поля (диапазон частот 13-80 МГц). Комплекс используемой аппаратуры состоит из наземного высокочастотного электромагнитного генератора мощностью до 60 кВт и спускаемого в скважину электромагнитного излучателя. Зона воздействия определяется способом создания (в одной скважине или между несколькими), напряжённостью и частотой электромагнитного поля, а также электрич. свойствами пласта. В отличие от электротепловой обработки глубинным электронагревателем распределение темп-р в пласте мало зависит от величины притока жидкости в скважину. Помимо тепловых эффектов электромагнитное воздействие приводит к деэмульсации нефти, снижению темп-ры начала кристаллизации парафина и появлению дополнит. градиентов давления за счёт силового воздействия электромагнитного поля на пластовую жидкость.

**34-35. Требования безопасности при
химических и тепловых методах ОПЗ**

- 3.9.2. Закачка химреагентов:
- 3.9.2.1. Работы должны выполняться в очках и спецодежде, стойких к воздействию химреагентов, и в соответствии с требованиями инструкции по применению данного реагента.
- На месте проведения работ по закачке агрессивных химреагентов (серной, соляной, фторной кислот и т. д.) должны быть: аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты; запас чистой пресной воды; соответствующие нейтрализующие компоненты.
- 3.9.2.2. Остатки химреагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

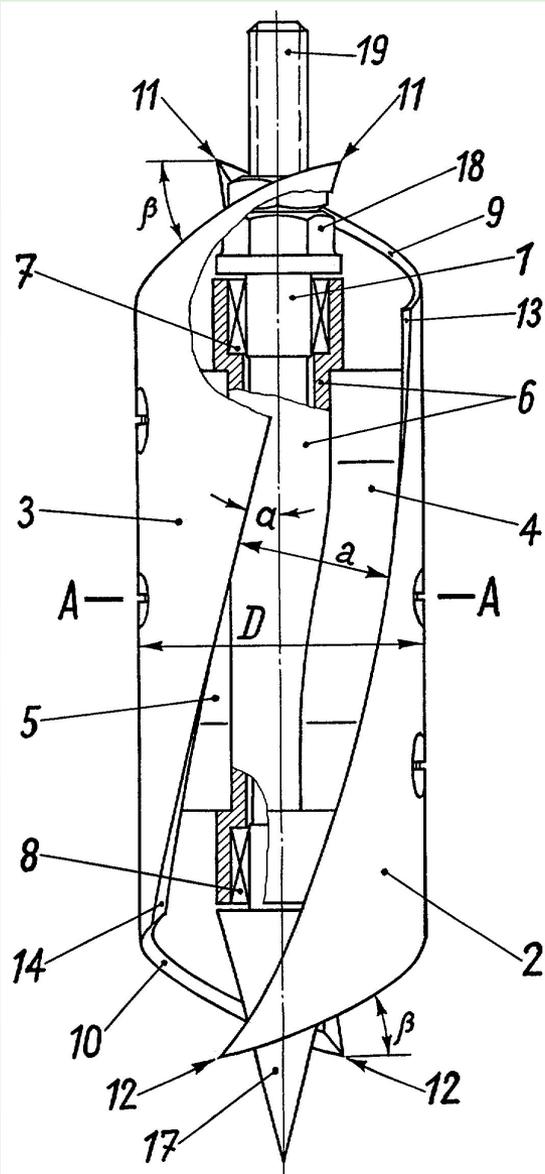
- 3.9.2.3. После закачки химреагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость.
- 3.9.2.4. Для определения концентрации паров серной кислоты и серного ангидрида работающие должны быть обеспечены газоанализаторами.
- 3.9.2.5. Загрузка терморектора магнием должна проводиться непосредственно перед спуском его в скважину.
- 3.9.2.6. Загруженный магнием терморектор, емкости и места работы с магнием необходимо располагать на расстоянии не менее 10 м от нагнетательных трубопроводов и емкостей с кислотами.

- 3.9.4. Тепловая обработка:
- 3.9.4.1. Парогенераторные и водогрейные установки должны быть оснащены приборами контроля и регулирования процессов приготовления и закачки теплоносителя, средствами по прекращению подачи топливного газа в случаях нарушения технологического процесса.
- 3.9.4.2. При прокладке трубопроводов от стационарных установок к скважине для закачки влажного пара или горячей воды и их эксплуатации необходимо соблюдать требования Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.
- 3.9.4.3. Расстояние от парораспределительного пункта или распределительного паропровода до устья нагнетательной скважины должно быть не менее 25 м.

- 3.9.4.4. Управление запорной арматурой скважины, оборудованной под нагнетание пара или горячей воды, должно осуществляться дистанционно. Фланцевые соединения должны быть закрыты кожухами.
- 3.9.4.5. В аварийных случаях работа парогенераторной и водогрейной установок должна быть остановлена, персонал должен действовать в соответствии с планом ликвидации возможных аварий.
- 3.9.4.6. После монтажа всего наземного оборудования нагнетательный трубопровод (паропровод) и устьевая арматура должны быть опрессованы на давление, не ниже ожидаемого максимального давления нагнетания теплоносителя, с выдержкой не менее 5 мин.
- 3.9.4.7. Территория скважин, оборудованных под нагнетанием пара или горячей воды, должна быть ограждена.
- 3.9.4.8. Отвод от затрубного пространства должен быть направлен в сторону, свободную от техники и обслуживающего персонала.

36. Механические способы очистки скважин от парафина

- Механические методы:
 - а) применение пружинных скребков, периодически спускаемых в НКТ на стальной проволоке;
 - б) периодическое извлечение запарафиненной части колонны НКТ и очистка их внутренней полости механическими скребками на поверхности;
 - в) применение автоматических так называемых летающих скребков.



Фиг.1

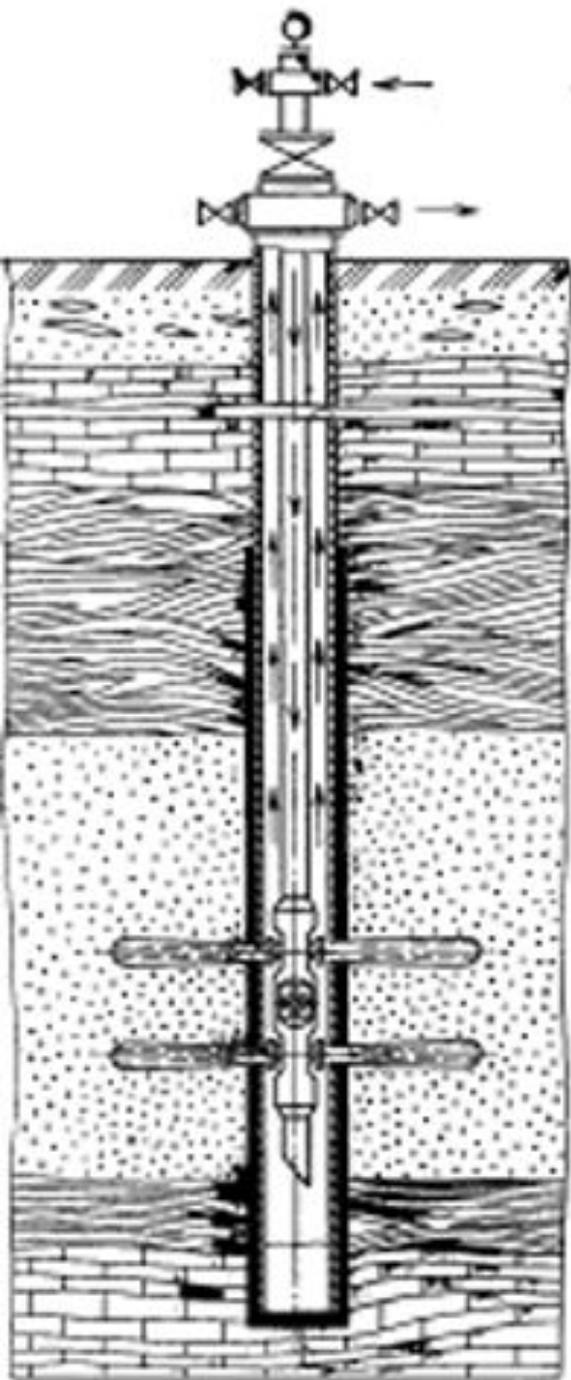
- Для механической очистки подъёмных труб от парафина применяют скребки, которые, перемещаясь вдоль колонны труб, срезают с них отложения парафина. Движение скребков вниз происходит под действием силы тяжести самих скребков и специально применяемых грузов, а вверх скребки поднимаются на тросе при помощи лебёдки. Применяются также скребки, поднимаемые без троса, - «летающие» скребки, которые опускаются под действием силы тяжести, а поднимаются под действием восходящей струи жидкости.



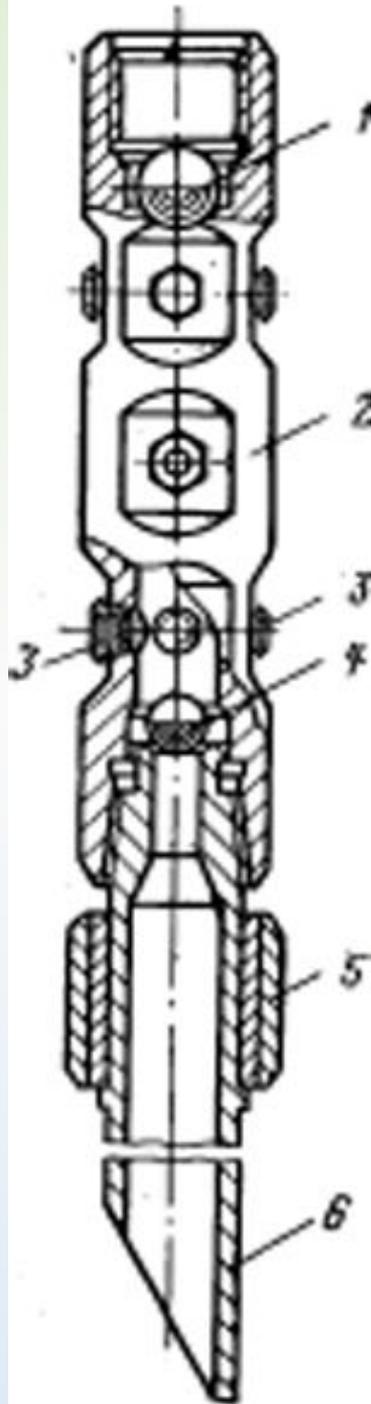
- Принцип работы всех скребков, независимо от их назначения, типа и конфигурации, всегда один - режущая кромка скребка срезает слой парафина со стенок труб и выталкивает парафин и твердые частицы на забой скважины при депарафинизации НКТ и обсадной колонны или выносит их к камере приема скребков при депарафинизации наземного трубопровода.

- Спуск и подъём скребков на проволоке производят при помощи лебёдки, при этом устье скважины оборудуется лубрикатором с сальником, позволяющим свободно проходить через него проволоке при герметизированном устье скважины. Глубину спуска скребка для каждой скважины подбирают индивидуально (в зависимости от глубины начала АСПО), как правило она не превышает 1000 м и определяется количеством оборотов барабана лебёдки

38. Назначение ГПП



- При гидropескоструйной перфорации разрушение преграды происходит в результате использования абразивного и гидромониторного эффектов высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вылетающих из насадок пескоструйного перфоратора, прикрепленного к нижнему концу насосно-компрессорных труб. Песчано-жидкостная смесь закачивается в НКТ насосными агрегатами высокого давления, смонтированными на шасси тяжелых автомашин, поднимается из скважины на поверхность по кольцевому пространству.
- Кроме вскрытия пласта он нашел применение при капитальных ремонтах, вырезке колонн и в сочетании с другими методами воздействия.



- При гидropескоструйной перфорации (ГПП) создание отверстий в колонне, цементном камне и канала в породе достигается приданием песчано-жидкостной струе очень большой скорости, достигающей нескольких сотен метров в секунду. Перепад давления при этом составляет 15 - 30 МПа. В породе вымывается каверна грушеобразной формы, обращенной узким конусом к перфорационному отверстию в колонне. Размеры каверны зависят от прочности горных пород, продолжительности воздействия и мощности песчано-жидкостной струи

39-40. Процессы ГПП

- Последовательность операций при гидropескоструйной перфорации следующая.

1. У устья скважины устанавливают агрегат, подземного ремонта для спуско-подъемных операций, рядом со скважиной располагают и обвязывают насосный и пескосмесительные агрегаты.
2. На колонне насосно-компрессорных или бурильных труб спускают перфоратор с гидравлическим центратором, расположенным выше него. Расположение перфоратора относительно вскрываемого пласта определяют либо с помощью радиоактивного каротажа, либо точным измерением длины труб, на которых спускают перфоратор.
3. После спуска инструмента устье скважины обвязывают арматурой типа 2АУ-70, обеспечивающей возможность прямой и обратной промывки скважины.
4. Промывают скважину водой до забоя.
5. Спускают в скважину опрессовочный шаровой клапан и опрессовывают оборудование пробным давлением, превышающим рабочее в 1,5 раза.
6. Обратной промывкой поднимают опрессовочный (верхний) клапан на поверхность.
7. Опускают в трубы клапан перфоратора (нижний).
8. Проводят пробную закачку жидкости без песка и уточняют режим работы насосных установок.

- 9.Начинают проведение гидроперфорации. При этом двумя-тремя агрегатами закачивают песчаную смесь, содержащую 50— 100 кг песка на 1 м³ жидкости. Фракционный состав песка может изменяться от 0,2 до 1 мм. При вскрытии эксплуатационных скважин в качестве жидкости-песконосителя можно использовать дегазированную нефть, при проведении работ в нагнетательных скважинах, а также связанных с обрезкой колонн — воду. Подачи насосов составляет 3 — 4 л/с, что обеспечивает скорость истечения из насадок перфоратора 200 — 260 м/с при перепаде давления на них 18 — 22 МПа. Водопесчаная смесь образует углубления в стенке скважины со скоростью 0,6 — 0,9 мм/с. На обработку одного интервала пласта затрачивают 15 — 20 мин, после чего прокачку смеси прекращают и колонну труб вместе с перфоратором поднимают, устанавливая у следующего интервала. Процесс перфорации повторяют. Одной из основных задач в процессе перфорирования является поддержание циркуляции жидкости-песконосителя. Потеря циркуляции, например, в результате поглощения жидкости высокопроницаемыми пластами может привести к появлению песчаных пробок.
- 10.После обработки всех интервалов потоком жидкости при обратной промывке поднимают обратный клапан и промывают скважину до появления чистой воды.
- 11.Устье скважины освобождают от арматуры, перфоратор извлекают из скважины и оборудуют ее для освоения и эксплуатации.

41. Сущность ГРП

- Сущность метода ГРП заключается в нагнетании в призабойную зону жидкости под высоким давлением, в результате чего происходит разрыв горной породы и образование новых или расширение существующих трещин. Для сохранения трещин в открытом состоянии при снижении давления в них вместе с жидкостью закачивают закрепляющий агент – проппант. Жидкость, передающая давление на породу пласта, называется жидкостью разрыва.
- Трещина разрыва, образующаяся в результате ГРП, может быть горизонтальной или вертикальной. Разрыв горной породы происходит в направлении, перпендикулярном наименьшему напряжению. Как правило, до глубины порядка 500 метров в результате гидроразрыва возникают горизонтальные трещины. На глубине ниже 500 метров возникают вертикальные трещины. Поскольку продуктивные нефтенасыщенные пласты залегают, как правило, на глубине ниже 500 метров, трещины разрыва в нефтяных скважинах всегда вертикальные.

42. Жидкости ГРП

- В качестве рабочего реагента при проведении гидроразрыва пласта применяются различные жидкости, обладающие разнообразными физическими данными.
- Для достижения успешной обработки жидкость гидроразрыва должна удовлетворять определенным физическим и химическим свойствам:
 - Она должна быть совместима с материалом пласта.
 - Она должна, обладать способностью, удерживать во взвешенном состоянии проппант и транспортировать его в глубь трещины.
 - Она должна обладать способностью за счет присущей ей вязкости развить необходимую шири-ну трещины для приема проппанта.
 - Она должна легко удаляться из пласта после обработки.
 - Она должна иметь низкие потери на трение.
 - Приготовление жидкости должно быть простым и легко выполнимым в полевых условиях.
 - Она должна обладать такой стабильностью, чтобы сохранить вязкость в процессе всей обработки.
 - Жидкость должна быть эффективной с точки зрения стоимости.

- Жидкости гидроразрыва делятся на три категории:
- Ø - жидкость разрыва,
- Ø - жидкость - песконоситель,
- Ø - жидкость продавочная.
- Жидкость разрыва - является рабочим агентом, нагнетанием которого в призабойную зону пласта создается давление, обеспечивающее нарушение целостности пород пласта с образованием новых трещин или расширением уже существующих.
- Жидкость-песконоситель - используется для транспортирования песка с поверхности до трещины и заполнения ее песком (проппантом). Она должна быть не фильтрующейся или обладать минимальной, быстро снижающейся фильтруемостью и иметь высокую пескоудерживающую способность.
- Продавочная жидкость - применяется для продавки из насосно-компрессорных труб в обрабатываемый пласт жидкости разрыва и жидкости песконосителя.

43. Расклинивающие агенты для ГРП

- Для гидроразрыва лучше всего применять жидкость, не содержащую водной фазы. По технологии должна использоваться солянка, но чаще находит применение нефть (как более доступный и относительно дешевый продукт) с активатором гелеобразования и деструктором, а также ПАВом – понизителем трения.
- Соотношение специальных добавок зависит от температуры пласта последующей обработки.

- Каждый из указанных видов жидкости в зависимости от температуры среды обладает оптимальными реологическими свойствами. Используется определенная постоянно действующая система измерения параметров жидкости и регулирования ее значений специальными добавками, определенными на базе проводимых на скважине компьютерных расчетов.
- Структурированная жидкость является оптимальной для переноса закрепляющего материала, к тому же она практически не взаимодействует с породой и насыщающими ее флюидами. Отсутствие в ее составе водной фазы исключает возможность (при деструкции геля) негативного влияния на характер насыщения контактирующей с ней пластовой среды.

- **Физические свойства жидкости характеризуются следующими показателями:**
- плотность – 0,85 т/м³,
- вязкость – 90 Мпа.с,
- коэффициент консистенции – 0,3.
- Для закрепления трещины закачивается высокопрочный (выдерживает давление не менее 70 Мпа) искусственный термический продукт (проппант) алюмосиликатного состава. Применяемый материал практически одного размера (20/40 меш.), зерна достаточно совершенные, круглые, средний коэффициент сферичности 0,9. Это обеспечивает высокую фильтрационную способность (около 200 дарси) даже при самой плотной упаковке и внешнем давлении 50 Мпа.

44-45. Оборудование для ГРП

Гидравлический разрыв пласта осуществляется с использованием комплекса оборудования, включающего в себя подземную и наземные части.

Наземное оборудование:

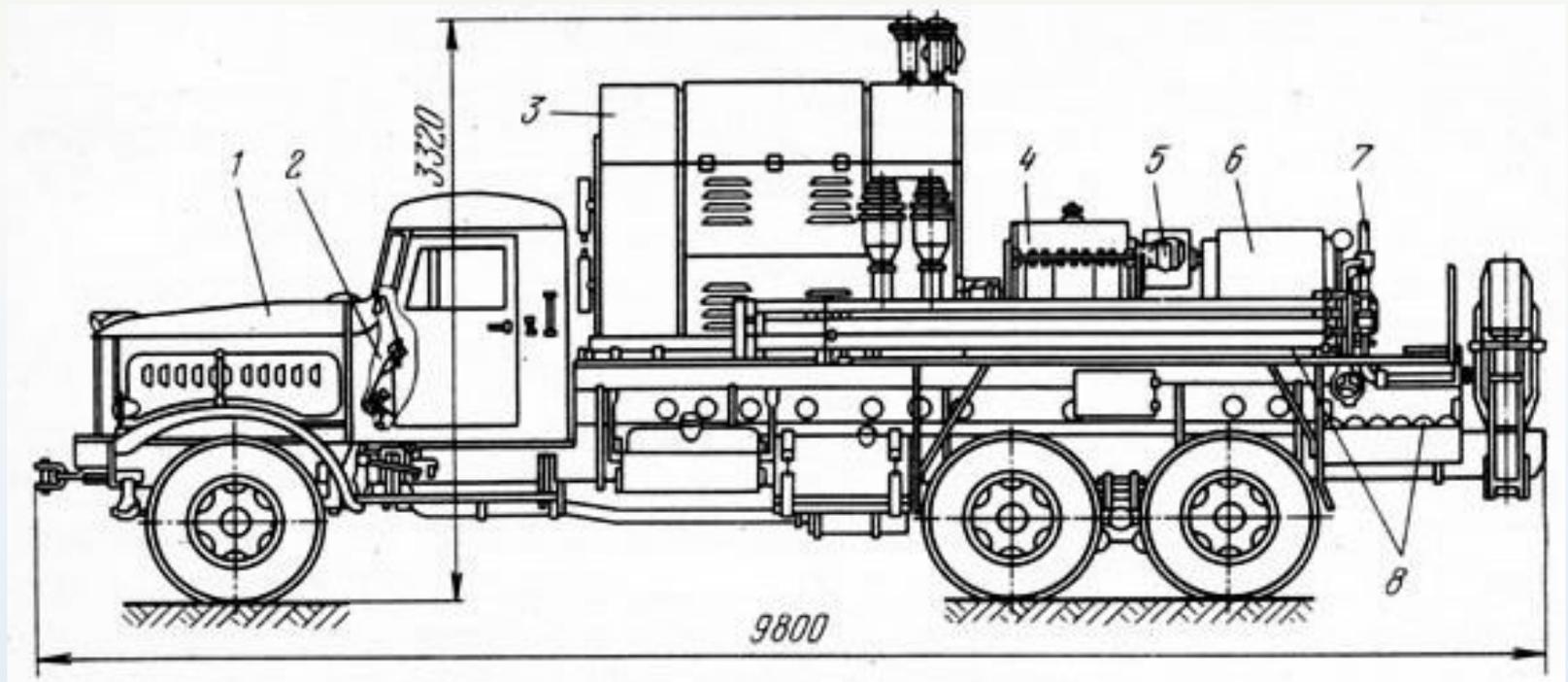
- Ø устьевая арматура,
- Ø комплекс спецтехники для производства ГРП.

Комплекс ГРП состоит из стандартных единиц:

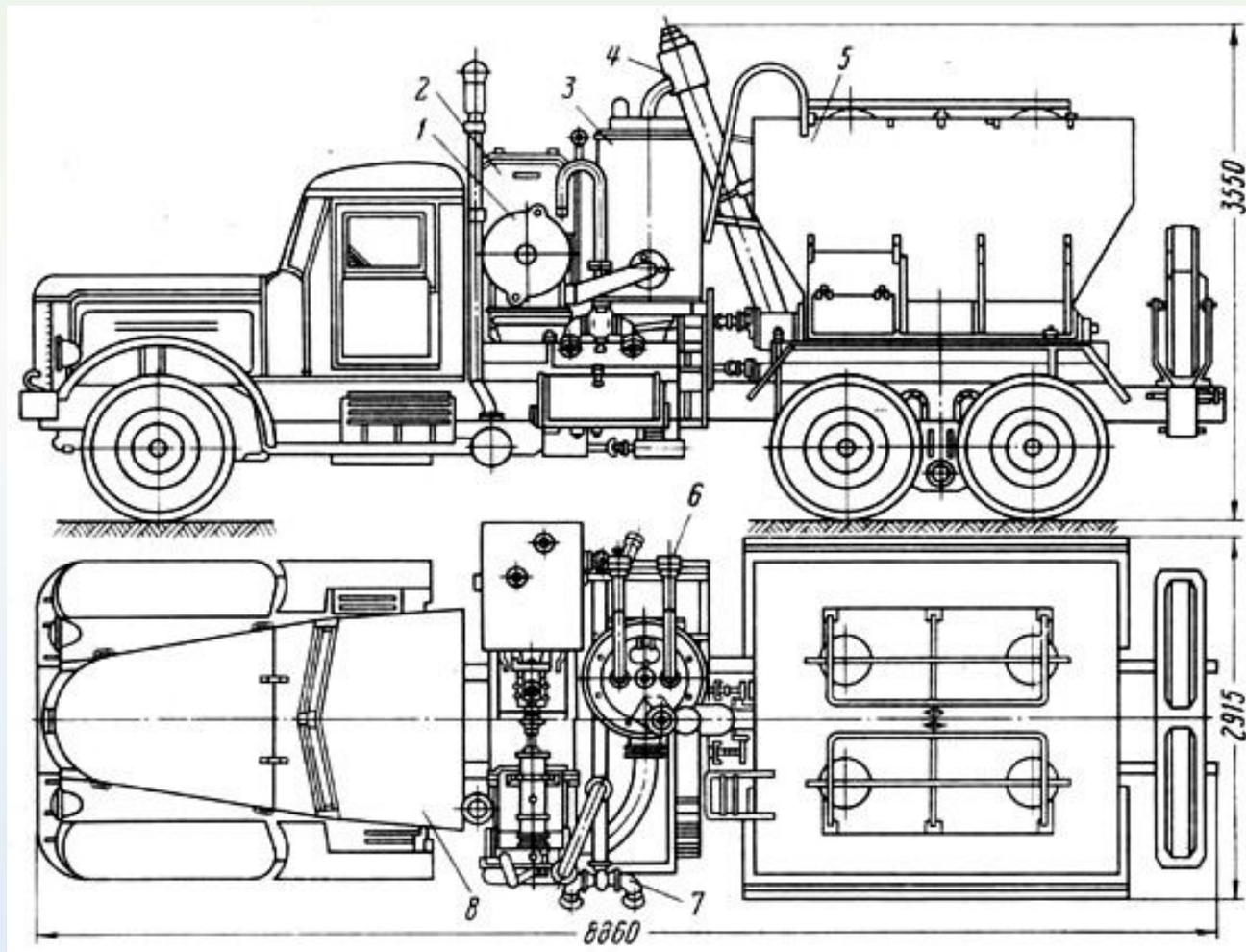
- Пескосмесительная установка - Блендер POD-I.
- Насос высокого давления SPF-343
- Блок манифольда.
- Ца-320.
- Станция контроля - FRACCAT.
- Емкости.
- Песковоз
- Якори (Чтобы разгрузить колонну труб, на которой спущен пакер, от сжимающих усилий и исключить выталкивание труб из скважины, применяют гидравлические якоря, которые спускают в скважину вместе с пакером.
- Якорь устанавливают над патером; сила сцепления якоря с колонной тем больше, чем больше перепад давления)

Практически все оборудование для ГРП смонтировано на шасси тяжелых грузовиков повышенной проходимости

Насосный агрегат



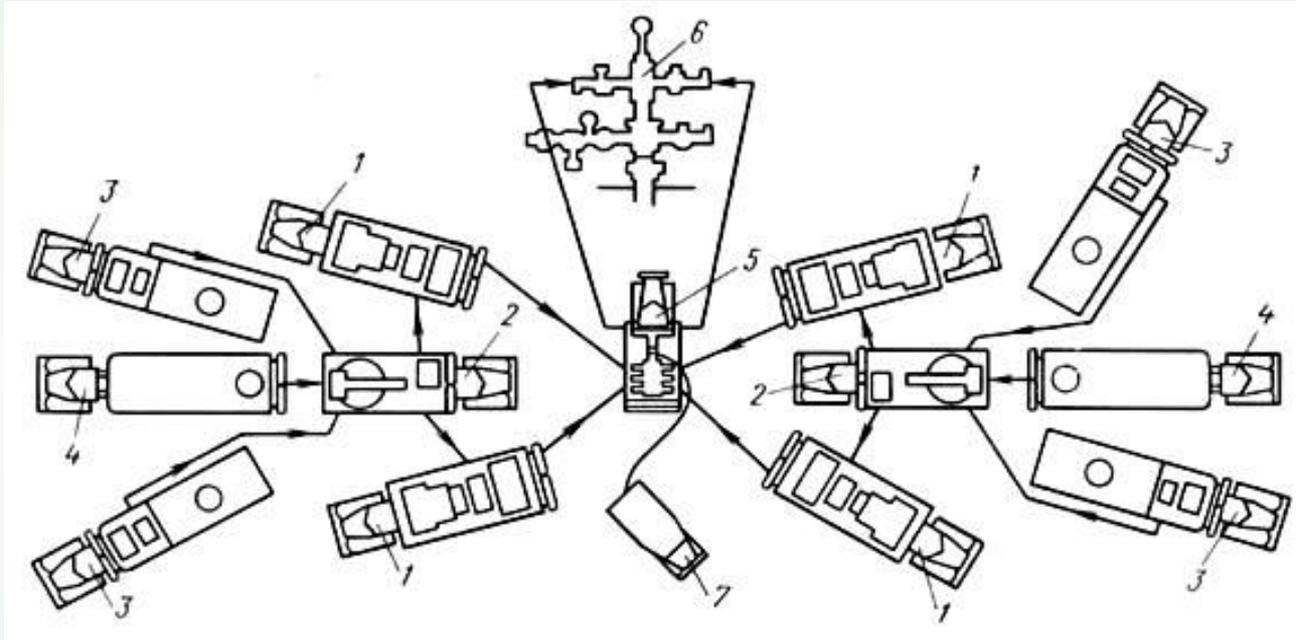
Пескосмесительный агрегат



Песковоз



Схема обвязки устья при ГРП



1 — насосные агрегаты ЦА-320; 2 — пескосмесительные агрегаты ЗПА; 3 — автоцистерны ЦР-20 с технологическими жидкостями; 4 — песковозы; 5 — блок манифольдов высокого давления; 6 — арматура устья 2АУ-700; 7 — станция контроля и управления процессом (расходомеры, манометры, радиосвязь)

46-47. Технология проведения ГРП

- У устья скважины устанавливают агрегат подземного ремонта для спуска-подъема колонны труб при спуске и установке внутрискважинного оборудования. Рядом со скважиной располагают оборудование для выполнения непосредственно ГРП, насосные и пескосмесительные агрегаты, цистерны и другое оборудование. Агрегаты для ГРП устанавливают на расстоянии не менее 10 м от устья скважины и таким образом, чтобы расстояние между ними было не менее 1 м и кабины не были обращены к устью скважины.
- Из скважины извлекают оборудование, использовавшееся для ее эксплуатации (колонна подъемных труб, скважинный штанговый насос или ЭЦН). Уточняют глубину забоя скважины, расположение пласта (или группы пластов), подлежащего разрыву.
- Скважину промывают для удаления загрязнений и песчаных пробок. В ряде случаев для повышения эффективности ГРП проводят кислотную обработку и дополнительное вскрытие продуктивного пласта в интервале, намеченном для гидроразрыва. При этом используют кумулятивную или гидропескоструйную перфорацию, создавая до 100 отверстий на 1 м скважины. В результате давление, развиваемое насосами при ГРП, уменьшается, а количество трещин в пласте возрастает.

- На колонне НКТ спускают пакер с якорем и устанавливают на 5 — 10 м выше верхних отверстий перфорации. В ряде случаев он может находиться ниже верхней кровли пласта. Длина хвостовика должна быть максимально возможной, чтобы обеспечить движение песка в восходящем потоке к трещине и предупредить его выпадение в зумпф скважины. В зависимости от технологии гидроразрыва может быть установлен и второй пакер — ниже перфорационных отверстий.
- Скважину промывают и заполняют до устья жидкостью: если скважина эксплуатационная — дегазированной нефтью, если нагнетательная — водой.
- Сажая и опрессовывают пакер той же жидкостью, какой заливают скважину. При этом во внутренней полости спущенных НКТ создают давление, а качество герметизации контролируют по отсутствию перелива жидкости из кольцевого пространства скважины. Опрессовывают пакер при двух давлениях — заведомо меньшем и максимально возможном, развиваемом насосами. Если пакер не обеспечивает требуемой герметичности, его срывают и проводят повторную посадку, после чего опять опрессовывают.
- После опрессовки устье скважины обвязывают. Для этого используют специальную арматуру устья.

- Непосредственно ГРП выполняют следующим образом.
- Насосным агрегатом закачивают в скважину жидкость разрыва, которая в зависимости от физико-механических особенностей пласта имеет соответственно повышенную вязкость и бывает двух типов: на основе углеводородных жидкостей или водных растворов. В первом случае это могут быть сырая высоковязкая нефть, загущенные керосин или дизельное топливо, во втором — вода, сульфитспиртовая барда, загущенные растворы соляной кислоты. Жидкость разрыва закачивают при нескольких значениях подач насосов и на каждом режиме работы определяют приемистость скважины, строят график зависимости расхода поглощаемой жидкости от развиваемого давления. Расход жидкости, закачиваемой в пласт, ступенчато увеличивают до тех пор, пока не произойдет скачкообразного увеличения поглощения жидкости и некоторого уменьшения давления нагнетания, что свидетельствует об образовании трещин в пласте.

- После появления трещин в колонну НКТ начинают закачивать жидкость-песконоситель. Это может быть та же жидкость, что использовалась при разрыве пласта, но смешанная с песком. Жидкость-песконоситель закачивают всеми насосными агрегатами при максимальных давлении и подаче. Содержание песка в жидкости изменяют в пределах 100 — 600 кг на 1 м³ жидкости. Песок должен быть более прочным, чем порода, слагающая пласт, и достаточно крупным. Перед ГРП его промывают от глины и пыли и отсеивают по размерам песчинок-фракциям. Наиболее приемлемой фракцией является песок с размером зерен 0,5 — 1,0 мм. Общее количество песка, закачиваемого в скважину, зависит от протяженности трещин и изменяется в пределах от 4 до 20 т.
- Без прекращения подачи жидкости и снижения давления. после окончания закачки жидкости-песконосителя начинают закачивать в скважину продавочную жидкость, объем которой должен быть на 1,5 — 2 м³ больше объема насосно-компрессорных труб, на которых спущен пакер, и зумпфа. В качестве продавочной жидкости используют маловязкую нефть или воду, обработанную ПАВ. Часто в нефтяные скважины после закачки жидкости-песконосителя закачивают 2 — 2,5 м³ чистой жидкости без песка, после чего приступают к закачке продавочной жидкости — воды. В этом случае объем воды выбирают таким, чтобы предупредить попадание ее в пласт.

- Заключительные работы выполняют следующим образом:
- После закачки продавочной жидкости устье скважины закрывают до тех пор, пока давление в колонне НКТ не уменьшится до атмосферного или близкого к нему. Это необходимо для предотвращения выноса песка из трещин, созданных при гидроразрыве, и образования песчаных пробок. В это время обычно демонтируют коммуникации, соединявшие наземное оборудование, убирают его со скважины.
- Срывают пакер и извлекают на поверхность внутрискважинное оборудование.
- Промывают скважину от песка, не попавшего в пласт и осевшего на забой.
- Освоение скважины проводят обычным путем: если она эксплуатационная — спускают насос, колонну НКТ и начинают отбор жидкости, если нагнетательная — промывают от взвешенных частиц; поднимают колонну промывочных труб и подключают к водоводу.

Выберите оборудование используемое при ГРП

- Вертлюг
- Спайдер
- Фонтанная арматура
- Якорь
- Превентор
- Насосный агрегат
- Манифольд
- Буровой насос
- Ротор
- НКТ
- Пакер
- Пескосмесительный агрегат
- Гидравлический ключ

Выберите правильную последовательность действий при проведении ГРП:

- 1. Промывка скважины от песка
- 2. Закачка жидкости разрыва
- 3. Установка подъемника
- 4. Подъем пакера
- 5. Установка фонтанной арматуры
- 6. Проведение ГПП
- 7. Опрессовка пакера
- 8. Установка оборудования для ГРП
- 9. Закачка продавочной жидкости
- 10. Промывка скважины от шлама
- 11. Скважину промывают и заполняют до устья жидкостью
- 12. Опускание пакера и якоря
- 13. Освоение скважины
- 14. Закачка жидкости песконосителя

Правильный алгоритм

- 3
- 8
- 5
- 10
- 6
- 12
- 11
- 7
- 15

- 2
- 14

0

48. Контроль процесса ГРП

- Станция контроля гидроразрыва пласта (ГРП)
- Назначение: для размещения оборудования и аппаратуры систем записи, контроля, исследования и управления за работой при гидроразрыве пласта, а также систем жизнеобеспечения для работы обслуживающего персонала.
- Шасси: КамАЗ, Урал.
- Обслуживающий персонал станции ГРП: четыре человека (три оператора и один лаборант).



- Станция контроля ГРП состоит из двух отсеков:
- 1. Операторский отсек, включает в себя:
 - - систему проведения и контроля за процессом гидроразрыва пласта (пульт управления - для контроля и управления насосами откачки жидкостей при гидроразрыве пласта; контрольно -измерительную аппаратуру; регистрирующий комплекс; катушки смотки для подключения к внешним источникам питания и для подключения к гидронасосам откачки);
 - - систему жизнеобеспечения для работы обслуживающего персонала (кондиционер; стол с тумбочками; бытовой шкаф для размещения печи СВЧ, продуктов питания и т.д.; систему вентиляции воздуха «FAN TASTIK VENT»; система обогрева операторского отсека от двигателя автомобиля; диван-рундук; пульта управления энергоснабжением автомобиля - для 24 В и для 220 В; освещение - как для 24 В, так и для 220 В).

- 2. Лабораторный отсек включает в себя:
- - аппаратуру для проведения исследования жидкостей, откаченных насосами при гидроразрыве пластов;
- - систему жизнеобеспечения для работы лаборанта (кондиционер; стол с тумбочками; шкаф в навесном отсеке; умывальник; система вентиляции воздуха «FAN TASTIK VENT»; система обогрева операторского отсека от двигателя автомобиля; освещение - как для 24 В, так и для 220 В).
- Для стационарной работы станция контроля ГРП оснащается дизель -генератором мощностью до 8 кВт (220 В) или гидрогенератором.

49. Техника безопасности при ГРП

- Гидравлический разрыв пласта проводится под руководством ответственного инженерно-технического работника по плану, утвержденному предприятием.
- 3.9.6.2. После обвязки устья скважины необходимо спрессовать нагнетательные трубопроводы на ожидаемое давление при гидравлическом разрыве пласта с коэффициентом запаса
- 3.9.6.3. Во время проведения гидроразрыва пласта находиться возле устья скважины и у нагнетательных трубопроводов запрещается.
- 3.9.6.4. Напорный коллектор блока манифольдов должен быть оборудован датчиками контрольно-измерительных приборов и предохранительными клапанами, сбросом на прием насоса, а нагнетательные трубопроводы - обратными клапанами.
- 3.9.6.5. Установки для гидроразрыва пласта следует располагать на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Расстояние между установками должно быть не менее 1 м, а кабины их не должны быть обращены к устью скважины.
- Перед проведением гидроразрыва пласта в глубинно-насосных скважинах необходимо:
 - а) отключить привод станка-качалки;
 - б) затормозить редуктор;
 - в) на пусковом устройстве двигателя вывесить плакат: "Невключать! Работают люди".

- 3.9.6.6. Выхлопные трубы агрегатов и других машин, применяемых при работах по гидроразрыву, должны быть снабжены глушителями-искрогасителями (гидрозатворами).
- 3.9.6.7. Пуск в ход агрегатов разрешается только после удаления людей, не связанных с непосредственным выполнением работ у агрегатов, за пределы опасной зоны.
- 3.9.6.8. Во время работы агрегатов запрещается ремонтировать их или крепить обвязку устья скважины и трубопроводов.
- В зимнее время года при временной остановке процесса гидроразрыва пласта следует пробной прокачкой жидкости убедиться в отсутствии пробок в трубопроводах.
- Запрещается подогревать систему нагнетательных трубопроводов открытым огнем.
- 3.9.6.9. Перед отсоединением трубопроводов от устьевого арматуры следует закрыть краны на ней и снизить давление в трубопроводах до атмосферного.
- Остатки жидкости должны сливаться в специальные емкости.

50-52. Методы картожа

- Существует много методов исследования скважин и технических средств для их осуществления. Все они предназначены для получения информации об объекте разработки, об условиях и интенсивности притока нефти, воды и газа в скважину, об изменениях, происходящих в пласте в процессе его разработки. Такая информация необходима для организации правильных, экономически оправданных процессов добычи нефти, для осуществления рациональных способов разработки месторождения, для обоснования способа добычи нефти, выбора оборудования для подъема жидкости из скважины, для установления наиболее экономичного режима работы этого оборудования при наиболее высоком коэффициенте полезного действия.

Виды каротажа:

- 1. Геофизический
- 2. Гидродинамический
- 3. Геохимический
- 4. Термодинамический и др.

Геофизические методы каротажа

- Они основаны на физических явлениях, происходящих в горных породах и насыщающих их жидкостях при взаимодействии их со скважинной жидкостью и при воздействии на них радиоактивного искусственного облучения или ультразвука.
- Выполняются геофизическими партиями и организациями, имеющими для этой цели специальный инженерно-технический персонал, оборудование и аппаратуру.

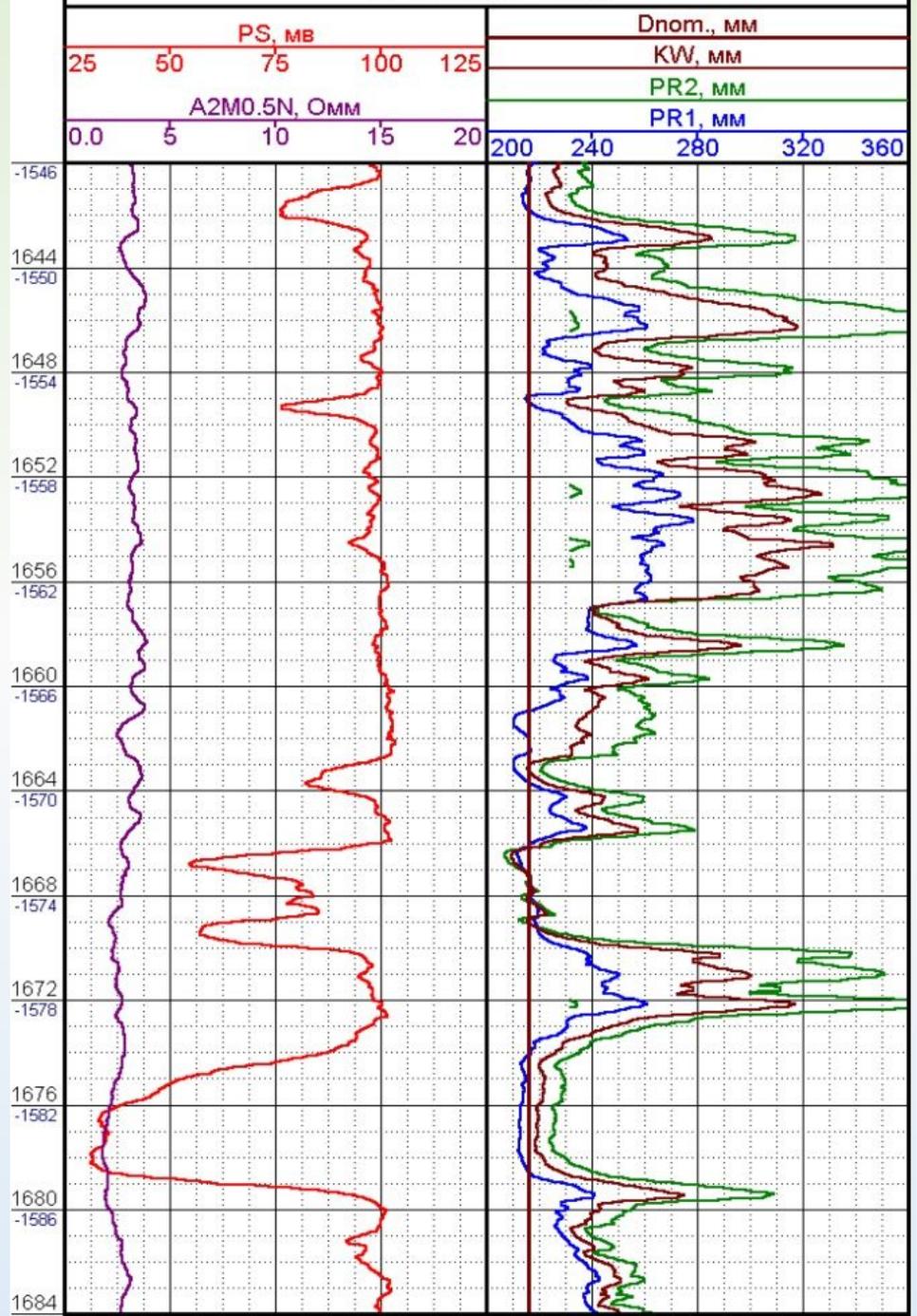
- Геофизические исследования скважин - это различного рода каротажи, т. е. прослеживание за изменением какой-либо величины вдоль ствола скважины с помощью спускаемого на электрокабеле специального прибора, оснащенного соответствующей аппаратурой. К ним относятся:
- **1. Электрокаротаж** позволяет проследить за изменением самопроизвольно возникающего **электрического поля** в результате взаимодействия скважинной жидкости с породой, а также за изменением так называемого кажущегося **удельного сопротивления** этих пород. Электрокаротаж подразделяется: боковой каротаж - БК, микрокаротаж, индукционный каротаж - ИК, позволяют **дифференцировать горные породы разреза, находить отметку кровли и подошвы проницаемых и пористых коллекторов, определять нефтенасыщенные пропластки и получать другую информацию о породах.**

- **2. Радиоактивный каротаж - РК.** Он основан на использовании радиоактивных процессов, происходящих в ядрах атомов, горных пород и насыщающих их жидкостей. Разновидностью РК является гамма-каротаж ГК, дающий каротажную диаграмму интенсивности естественной радиоактивности вдоль ствола скважины, что позволяет **дифференцировать породы геологического разреза** по этому признаку. Гамма-гамма-каротаж (ГГК) фиксирует вторичное рассеянное породами гамма-излучение в процессе их облучения источником гамма-квантов, находящихся в спускаемом в скважину аппарате. Существующие две разновидности ГГК позволяют косвенно определять пористость коллекторов, а также **обнаруживать в столбе скважинной жидкости поступление воды** как более тяжелой компоненты.

- **3. Нейтронный каротаж (НК)** основан на взаимодействии потока нейтронов с ядрами элементов горных пород. Спускаемый в скважину прибор содержит источник быстрых нейтронов и индикатор, удаленный от источника на заданном (примерно 0,5 м) расстоянии и изолированный экранной перегородкой, которые дают **дополнительную информацию о коллекторе и пластовых жидкостях**.
- **4. Акустический каротаж (АК)**. Это определение **упругих свойств горных пород**. При АК в скважине возбуждаются упругие колебания, которые распространяются в окружающей среде и воспринимаются одним или более приемниками, расположенными в том же спускаемом аппарате. Зная расстояние между источниками колебания и приемником, можно определить скорость распространения упругих колебаний и их амплитуду, т. е. затухание. В соответствии с этим выделяется три модификации АК: по скорости распространения упругих волн, по затуханию упругих волн и АК для контроля цементного кольца и технического состояния скважины.

- **5. Кавернометрия**, т. е. измерение **фактического диаметра** необсаженной скважины и его изменение вдоль ствола. Кавернограмма в сочетании с другими видами каротажа указывает на наличие проницаемых и непроницаемых пород.
- **6. Термокаротаж** позволяет дифференцировать породы по **температурному градиенту**, а следовательно, по тепловому сопротивлению. Кратковременное охлаждение ствола скважины или нагрев при закачке холодной или горячей жидкости позволяет получить новую информацию о теплоемкости и теплопроводности пластов. Это позволяет определить: местоположение продуктивного пласта, газонефтяной контакт, места потери циркуляции в бурящейся скважине или дефекта в обсадной колонне зоны разрыва при ГРП и зоны поглощения воды и газа при закачке.

ПРОФИЛЕМЕТРИЯ



Гидродинамические методы исследования

- Гидродинамические методы исследования. Они основаны на изучении параметров притока жидкости или газа к скважине при установившихся или при неустойчивых режимах ее работы. К числу таких параметров относятся дебит или его изменение и давление или его изменение. Поскольку при гидродинамических методах исследования процессом охватывается вся зона дренирования, то результаты, получаемые при обработке этих данных, становятся характерными для радиусов, в сотни раз превышающих радиусы охвата при геофизических методах.

Виды гидродинамических исследований

- Гидродинамические методы исследования выполняются техническими средствами и обслуживающим персоналом нефтедобывающих предприятий. Они разделяются на:
 - **исследования при установившихся режимах работы скважины** (так называемый метод пробных откачек)
 - **исследования при неуставившихся режимах работы скважины** (метод прослеживания уровня или кривой восстановления давления)

- **Исследование при установившихся режимах** позволяет получить важнейшую характеристику работы скважины - зависимость притока жидкости от забойного давления или положения динамического уровня $[Q(P_c)]$. Без этой зависимости невозможно определить обоснованные дебиты скважины и технические средства для подъема жидкости. Этот же метод позволяет определить гидропроводность пласта $e = kh/m$ с призабойной зоны.

- **Исследование при неустановившихся режимах** позволяет определить пьезопроводность c , для более удаленных зон пласта и параметр $c^2/r_{\text{гпр}}$ (c - пьезопроводность; $r_{\text{гпр}}$ - приведенный радиус скважины), а также некоторые особенности удаленных зон пласта, такие как ухудшение или улучшение гидропроводности на периферии или выклинивание проницаемого пласта.

**53-54. Методы контроля технического
состояния скважины**

Технические исследования обеспечивают успешное бурение скважины и характеризуют состояние ее ствола и конструкцию:

- контроль свойств промывочной жидкости;
- механический каротаж;
- кавернометрия;
- измерения кривизны скважины – инклинометрия;
- термокаротаж (термометрия);
- проверка на герметичность обсадной колонны и др.

- **Контроль свойств промывочной жидкости.** Производится регулярно при любых работах проводимых в скважинах. Для этого вида исследования применяют расширенные полевые лаборатории ЛГР-3 комплектация которых зависит от необходимости тех или иных видов исследования.
- **Механический каротаж.** Определение времени, расходуемого на бурение единицы длины скважины.
- Наиболее распространенными интервалами, для которых определяется скорость бурения, являются 0,25; 0,5 и 1 м. Скорость бурения зависит как от технологических параметров режима бурения, типа и размера используемого долота, так и от прочностных и абразивных свойств горной породы, которые определяются ее литологией.
- Это позволяет использовать механический каротаж для расчленения разреза скважины и уточнения литологического состава пород.

• **Кавернометрия** – **измерение среднего диаметра скважины**. Данные кавернометрии применяют для уточнения геологического разреза скважины и выделения в ней пластов-коллекторов.

• **Измерения кривизны скважины** – **инклинометрия**. Метод контроля за пространственным положением оси скважины. Измеряют угол отклонения оси скважины от вертикали (зенитный угол) и магнитный азимут проекции оси скважины на горизонтальную плоскость. Для измерений применяются электрические, фотографические и гироскопические инклинометры.

- **Термокаротаж** – температурные измерения в скважине. Проводятся с целью:
 - 1) изучения распределения температуры в геологическом разрезе, вскрытом скважиной, и определения геотермического градиента.
 - В условиях установившегося теплового режима (скважина в длительном простое) на термограммах переломы температурной кривой связаны с горными породами разной удельной теплопроводности. Угол наклона температурной кривой к вертикали соответствует определенному литологическому типу горной породы.
- **Проверка на герметичность обсадной колонны** – проводится на поверхности с целью предотвращения флюидопоступлений во внутреннюю полость скважины или же обратного процесса.
- Так же отсутствие трещин в колонне обсадных труб имеет важное значение на прочностные характеристики колонны при её спуске.
- Проверка на герметичность производится на поверхность перед сборкой обсадных труб в колонну.

55-56. Подготовка скважины к
геофизическим исследованиям

• **Общие положения**

- 2.1. Геофизические работы осуществляются по заказам буровых предприятий партиями (отрядами) геофизических организаций с помощью каротажных станций, включающих передвижную лабораторию, подъемник с кабелем и скважинные приборы различного назначения.
- 2.2. Все виды геофизических работ проводятся по проектам.
- 2.3. При выдаче заказа геофизическому предприятию должны быть представлены обязательные сведения о скважине
- 2.4. Подготовленность буровой установки и скважины оформляется актом
- 2.5. При подготовке и производстве геофизических работ на скважине должна присутствовать буровая бригада.
- 2.6. Перед началом работ все члены буровой бригады должны быть проинструктированы начальником партии (отряда) правилам техники безопасности при геофизических работах. Отметка о проведенном инструктаже заносится в журнал учета.

• Подготовка скважины

- 1. Подготовка скважины должна обеспечить беспрепятственный спуск скважинных геофизических приборов по всему стволу скважины в течение времени, необходимого для проведения всего требуемого комплекса геофизических исследований.
- 2. Для подготовки скважин необходимо:
 - а) проработать ствол скважины в некрепленном интервале долотом номинального диаметра с целью ликвидации уступов, резких переходов от одного диаметра к другому, мест сужения и пробок;
 - б) привести параметры бурового раствора в соответствие с требованиями геолого-технического наряда
- 3. Перед началом работ необходимо выполнить контрольный спуск шаблона на каротажном кабеле.
- 4. В случаях, когда наблюдаются затяжка кабеля и геофизического прибора, проведение геофизических работ приостанавливается.
- 5. При выбросах, явных газопроявлениях, переливе и сильном поглощении в скважине бурового раствора производство в ней геофизических работ прекращается.

57-58. Техника безопасности при
геофизических исследованиях

- **Подготовка буровой установки**

- 1. На буровой должны быть подъездные пути, обеспечивающие беспрепятственный подъезд геофизических лабораторий
- 2. На буровой установкой со стороны приемных мостков на расстоянии не менее 30 м от устья должна быть оборудована площадка размером 10 x 10 м, пригодная для установки каротажной лаборатории, подъемника, аппаратуры и оборудования.
- Площадка должна обеспечивать горизонтальное расположение подъемника и лаборатории относительно устья скважины и постоянную видимость ротора, ролика блок-баланса и геофизического кабеля из кабины подъемника.
- 3. Все посторонние предметы между рабочей площадкой и устьем скважины, препятствующие работе, должны быть удалены.

- 4. Ротор, полы буровой и приемных мостков должны быть исправны и очищены. Сходни приемных мостков должны иметь ребристую поверхность и поперечные рейки.
- 5. У края площадки, предназначенной для размещения лаборатории, подъемника, или не менее 40 м от нее должна устанавливаться электрическая точка. Станция к сети подключается электриком буровой под наблюдением начальника или инженера партии (отряда).
- 6. при промыслово-геофизических и прострелочно-взрывных работах освещенность должна не менее 50 лк;
- 7. Все узлы крепления системы роликов должны выдерживать нагрузку не менее 15 т.
- 8. К устью скважины от водопроводной магистрали с помощью гибкого шланга подводится техническая вода.
- 9. При отрицательной температуре воздуха, а также при работе в районах с суровыми климатическими условиями к устью скважины при помощи гибкого шланга подводится пар или горячая вода.