

### 13. ПОГРУЖНЫЕ ВИНТОВЫЕ НАСОСЫ

Основным элементом погружного винтового насоса (ПВН) является червячный винт, вращающийся в резиновой обойме специального профиля. В пределах каждого шага винта между ним и резиновой обоймой образуются полости, заполненные жидкостью и перемещающиеся вдоль оси винта. Приводом служит такой же ПЭД, как и для ПЦЭН, с частотой вращения, вдвое меньшей. Это достигается такими соединениями и укладкой статорной обмотки двигателя, что создается четырехполюсное магнитное поле с синхронной частотой вращения 1500 мин<sup>-1</sup>.

Если для ПЦЭН увеличение частоты вращения улучшает эксплуатационные характеристики насоса, то для ПВН, наоборот, желательно уменьшение частоты вращения вала, так как в противном случае увеличивается износ, нагрев, снижается к. п. д. и другие показатели. Внешне ПВН мало отличается от ПЦЭН.

В комплект установки входят: автотрансформатор или трансформатор на соответствующие напряжения для питания ПЭД; станция управления с необходимой автоматикой и защитой; устьевое оборудование, герметизирующее устье скважины и ввод кабеля в скважину; электрический кабель круглого сечения, прикрепляемый поясками к НКТ; винтовой насос, состоящий из двух работающих навстречу друг другу винтов с двумя приемными сетками и общим выкидом; гидрозащита электродвигателя; маслonaполненный четырехполюсный электродвигатель переменного тока - ПЭД.

Основной рабочий орган винтового насоса (рис. 13.1) состоит из двух стальных полированных и хромированных одно-заходных винтов 2 и 4 с плавной нарезкой, вращающихся в резинометаллических обоймах 1 и 5, изготовленных из нефтестойкой резины особого состава.

Внутренняя полость обойм представляет собой двухзаходную винтовую поверхность с шагом в два раза больше, чем шаг винта. Винты соединены с ПЭДом и между собой валом с промежуточной эксцентриковой муфтой 3. Оба винта имеют одинаковое направление вращения, но один винт имеет правое направление спирали, а другой - левое. Поэтому верхний винт подает жидкость сверху вниз, а нижний - снизу вверх. Это позволяет уравновесить винты, так как силы, действующие на них от перепада давления со стороны выкида и приема, будут взаимно противоположны.

Любое поперечное сечение стального винта есть правильный круг, однако центры этих кругов лежат на винтовой линии,

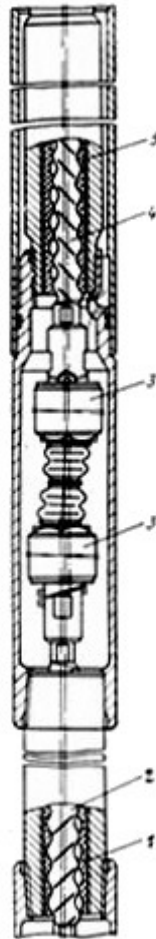


Рис. 13.1 Винтовой насос с двумя уравновешенными рабочими органами

ось которой является осью вращения всего винта. В любом сечении винта, перпендикулярном к его оси, круговое сечение оказывается смещенным от оси вращения на расстояние  $e$ , называемое эксцентриситетом (рис. 13.2).

Поперечные сечения внутренней полости резиновой обоймы в любом месте вдоль оси винта одинаковые, но повернуты относительно друг друга. Через расстояние, равное шагу, эти сечения совпадают.

Само сечение внутренней полости в любом месте представляет собой две полуокружности с радиусом, равным радиусу сечения винта, раздвинутые друг от друга на расстояние  $4e$ .

При работе двигателя винт вращается вокруг собственной оси. Одновременно сама ось винта совершает вращательное движение по окружности диаметром  $d = 4e$ .

Гребень спирали винта по всей своей длине находится в непрерывном соприкосновении с резиновой обоймой. Между винтом и обоймой образуется полость, площадь сечения которой равна произведению диаметра винта  $D$  на  $4e$ , а высота этой полости в направлении оси винта равна шагу обоймы  $T$  ( $T = 2t$ , где  $t$  - шаг винта).

Перекачиваемая жидкость заполняет полость между винтом и обой-

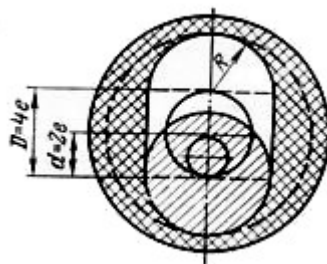


Рис. 13.2. Сечение резиновой обоймы и винта насоса

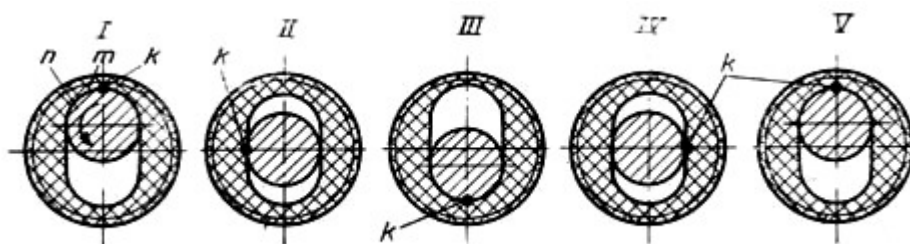


Рис. 13.3. Положение сечения винта в обойме при его повороте на один оборот

I - исходное положение, II - положение при повороте на  $90^\circ$ , III - положение при повороте на  $180^\circ$ ,

IV - положение при повороте на  $270^\circ$ , V - положение при повороте на  $360^\circ$ ; к - фиксированная точка на поверхности винта (вращение против часовой стрелки)

мой в пределах каждого шага и, так как при вращении винт в осевом направлении не движется, то жидкость будет перемещаться вдоль оси винта на расстояние одного шага при повороте винта на один оборот. Следовательно, суточная подача винтового насоса будет равна

$$Q = 4 \cdot e \cdot D \cdot T \cdot n \cdot 60 \cdot 24 \cdot \alpha, \quad (13.1)$$

где  $n$  - частота вращения вала ПЭДа (примерно  $1480 \text{ мин}^{-1}$ );  $\alpha$  - коэффициент подачи насоса: коэффициент подачи насоса, учитывает обратные протечки через линию соприкосновения гребня спирали винта с внутренней полостью обоймы; неполное заполнение полостей за счет наличия газа во всасывающей смеси; усадку нефти при переходе ее от термодинамических условий насоса к условиям на поверхности.

На рис. 13.3 показаны четыре последовательных положения сечения винта в обойме при одном его повороте.

Для того чтобы верхний и нижний винты имели возможность вращаться не только вокруг своей оси, но и по окружности диаметром  $d = 2e$ , они соединены между собой специальными эксцентриковыми муфтами (см. рис. 13.1). Конец вала, выходящего из верхнего сальника и подшипника узла гидрозащиты, соединяется с нижним винтом также с помощью эксцентриковых муфт 3.

Эксцентриковые муфты работают в жидкости, откачиваемой насосом. Насос имеет двухсторонний прием жидкости и общий выкид в пространство между верхним и нижним винтами. Далее жидкость проходит по кольцевому зазору между корпусом металло-резиновой обоймы верхнего винта и кожухом насоса. Затем по специальным косым каналам, минуя

приемную сетку верхнего винта, жидкость попадает в головную часть ПВН, в которой имеется многофункциональный предохранительный клапан поршеньково-золотникового типа. Обойдя по сверлению предохранительный клапан, жидкость проходит шламовую трубу и попадает в НКТ.

В нижней части насоса, ниже герметизирующего сальника и двухрядного радиально-упорного подшипника размещается пусковая муфта. Она соединяет вал протектора и двигателя с валом насоса только после того, как вал двигателя разовьет число оборотов, соответствующее максимальному крутящему моменту двигателя. Для этого в пусковой муфте имеются выдвижные эксцентриковые кулачки, входящие в зацепление при определенной частоте вращения вала. Такая пусковая муфта обеспечивает надежный запуск насоса при максимальном крутящем моменте двигателя.

Кроме того, она не позволяет вращаться валу насоса в сторону, противоположную заданному направлению. В этом случае в муфте происходит свободное проворачивание валов без зацепления, чем предупреждается развинчивание деталей насоса и резьбовых соединений, а резиновые обоймы рабочих органов предохраняются, таким образом, от перегрева и сухого трения, так как при обратном вращении жидкость из НКТ от-качалась бы в кольцевое пространство. Такое обратное вращение может произойти при ошибочной перестановке двух концов электрического кабеля на трансформаторе.

Четыре эксцентриковые муфты позволяют за счет подвижности шарниров передавать необходимый крутящий момент и одновременно совершать винтам сложное планетарное движение в резиновых обоймах.

Поршеньково-золотниковый предохранительный клапан выполняет следующие функции.

Так как сквозной проток жидкости при неподвижном винте в ПВН невозможен, то при его спуске в скважину на НКТ под уровень жидкости возникает необходимость заполнения НКТ жидкостью из межтрубного пространства. В этом случае пор-шеньково-золотниковый предохранительный клапан устанавливает сообщение внутренней полости НКТ с межтрубным пространством.

При подъеме ПВН из скважины жидкость из НКТ по тем же причинам не может перетечь в межтрубное пространство. Поршеньково-золотниковый клапан в этом случае также устанавливает сообщение внутренней полости НКТ с межтрубным пространством и жидкость сливается.

При недостаточном притоке жидкости из пласта в скважину или при содержании в жидкости большого количества газа золотник предохранительного клапана устанавливается так, что часть жидкости из колонны НКТ перетекает через боковой клапан в межтрубное пространство. Когда насос разовьет нормальную подачу, золотник клапана перекроет боковой пусковой канал и вся жидкость, подаваемая насосом, будет поступать в НКТ.

В противоположность ПЦЭН винтовые насосы, как и все объемные машины, не могут работать при закрытом выкиде. Поэтому при случайном закрытии задвижки на устье ПВН выходит из строя. Для предупреждения подобных явлений золотниковый предохранительный клапан срабатывает и сбрасывает жидкость из НКТ в межтрубное пространство. Для этого клапан

регулируется на строго регламентируемую величину давления, при превышении которой происходит сброс.

Золотниковый предохранительный клапан позволяет откачивать жидкость из скважин с низким динамическим уровнем и не допускает его снижения до приемных сеток насоса, так как в этом случае клапан сбросит жидкость из НКТ в межтрубное пространство. Это приведет к снижению результирующей подачи и срабатыванию релейной защиты на станции управления, отключающей всю установку.

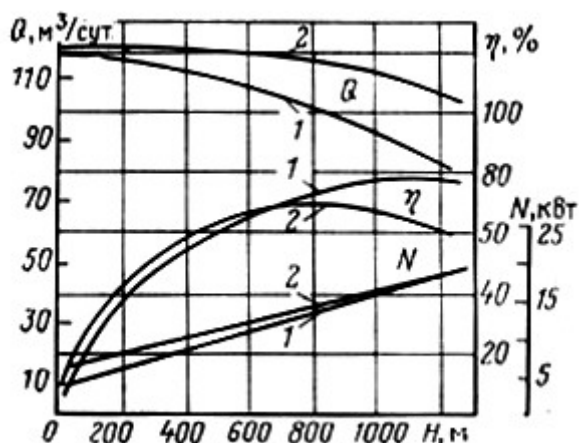


Рис. 13.4. Рабочие характеристики винтового насоса типа ЭВНТ5А-100-1000 при работе на воде и глицерине

Если по каким-либо причинам установка не отключится, то после накопления жидкости в межтрубном пространстве и повышения ее уровня клапан закроет спусковой канал и установка перейдет на нормальный режим работы с полной подачей жидкости в НКТ. Поскольку слабый приток из пласта сохраняется, то это приведет снова к снижению уровня в межтрубном пространстве, клапан снова сработает и сбросит жидкость из НКТ в межтрубное пространство. Такая вынужденная самопроизвольная периодическая эксплуатация будет продолжаться до тех пор, пока станция управления не отключит установку. Назначением золотникового предохранительного клапана является недопущение сухого трения винта в резиновой обойме и выхода из строя насоса по этой причине.

Шламочная труба предохраняет насос от попадания в его рабочие органы твердых частиц окалины со стенок НКТ и стеклянной крошки в случае применения остеклованных или эмалированных НКТ. Она представляет собой обычный патрубок с боковыми отверстиями и заглушенным верхним концом. Оседающие твердые частицы накапливаются между внутренней поверхностью НКТ и наружной поверхностью шламовой трубы.

Как видно из описания, ПВН - несложная машина с небольшим числом деталей (в противоположность ПЦЭН) и в настоящее время имеет высокую надежность и достаточно большой межремонтный период. На отечественных промыслах уже прошли широкие

промышленные испытания несколько серийных конструкций, рассчитанных на номинальную подачу 40, 80 и 100 м<sup>3</sup>/сут при диаметрах обсадных колонн 146 и 168 мм.

Благодаря двум винтам с правым и левым направлением их спиралей эти насосы во время работы взаимно гидравлически разгружаются, поэтому их опорные подшипники и пяты не подвергаются большим осевым усилиям. Друг от друга насосы отличаются только размерами винтов и резиновых обойм, благодаря чему достигнута и высокая унификация, и взаимозаменяемость всех остальных деталей и узлов. Наиболее слабым местом в винтовых насосах является резиновая обойма, которая при недостатке смазки сразу выходит из строя. Винтовые насосы на вязкой жидкости работают лучше, чем на сильно обводненной продукции скважин. Они не эмульгируют нефть, как центробежные насосы. К. п. д. насоса достигает 0,8.

Винтовые насосы имеют шифр, подобный шифру центробежных насосов. Например, ЭВНТ5А-100-1000 означает: электровинтовой насос (ЭВН) тихоходный (Т) под колонну 5А с подачей 100 м<sup>3</sup>/сут, напором 1000 м. Имеются насосы, развивающие напор 1400 м. Насос ЭВНТ5А-100-1000 имеет на воде максимальный к. п. д. 0,68 - 0,7, а при незначительном повышении вязкости жидкости до 0,4 см<sup>2</sup>/с его максимальный к. п. д. увеличивается до 0,73 - 0,75.

На рис. 13.4 показаны рабочие характеристики серийного насоса ЭВНТ5А-100-1000 при его работе на воде (кривые 1) и глицерине (кривые 2) с вязкостью 1,35 см<sup>2</sup>/с. Поскольку ПВН является объемной машиной, то его подача гораздо в меньшей степени, чем в ПЦЭН, зависит от напора. Повышение напора увеличивает протечки жидкости через линию контакта гребня винта с внутренней полостью резиновой обоймы, и это несколько снижает подачу. Тем не менее для ПВН характерна более широкая область рекомендованных режимов при сохранении высоких значений к. п. д. Это позволяет один и тот же ПВН применять для эксплуатации скважин с различными динамическими уровнями. Например, для насосов с напором до Н = 1000 м и подачами от 40 до 100 м<sup>3</sup>/сут зона оптимального к. п. д. находится в пределах напоров от 350 до 1000 м. Продолжительность работы ПВН без подъема в некоторых случаях достигла 16 месяцев (Туймазанефть).

Применение ПВН весьма эффективно при откачке высоковязких нефтей. Они менее чувствительны к присутствию в нефти газа, а попадание последнего в рабочие органы не вызывает срыва подачи.

Глубина подвески ПВН и параметры его работы определяются так же, как это было изложено раньше при изучении ПЦЭН.

## 14. РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПЛАСТОВ ОДНОЙ СКВАЖИНОЙ

### 14.1. Общие принципы

При добыче нефти часто приходится встречаться с проблемой одновременной эксплуатации нескольких нефтеносных горизонтов, имеющих различные характеристики (пластовое давление, проницаемость, пористость, давление насыщения, вязкость нефти, наличие неньютоновских свойств и др.) одной скважиной. К тому же, каждый горизонт иногда содержит несколько пластов с различными характеристиками, требующими индивидуального подхода к их разработке. Даже в пределах одного пласта, отличающегося достаточной геологической однородностью, всегда присутствуют пропластки с различной проницаемостью, разделенные тонкими непроницаемыми прослоями. Фильтрация по таким пропласткам может происходить независимо. Более того, в отдельных пластах могут существовать различные давления и нефти с различными свойствами, что обуславливает необходимость раздельной эксплуатации пластов. Наличие нескольких горизонтов или пластов с различными характеристиками вызывает необходимость разрабатывать их самостоятельными сетками скважин.

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 пропластков, 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, как говорят, «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 более детальная пластовая обстановка на забое скважин. Иногда некоторые нефтенасыщенные прослои или пласты, вместо того чтобы отдавать жидкость, поглощают ее в результате вскрытия общим фильтром. Такие явления легко обнаруживаются при снятии профилей притоки скважинными дебитомерами. Поглощение происходит вследствие того, что в разных пластах существует разное давление в результате наличия или отсутствия связи их с нагнетательными скважинами. Лишь сильным понижением забойных давлений удастся отбирать жидкость из пласта с пониженным пластовым давлением или из пласта, в котором нефть обладает большим начальным напряжением сдвига. В этом случае депрессии на такие пласты будут различны, а следовательно, и доля их участия в процессе разработки будет неодинаковой. Обычно это приводит к отставанию выработки запасов нефти из таких пластов, преждевременному обводнению одних, с хорошей проницаемостью, и консервации

запасов нефти в других, с плохой проницаемостью или слабым участием в процессе разработки по тем или иным причинам.

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.

С этой целью на первых этапах развития технологии раздельной эксплуатации предлагались и осуществлялись проекты многорядных скважин. При этом в один пробуренный ствол увеличенного диаметра спускались две или три малогабаритные обсадные колонны, которые цементировались и перфорировались каждая против своего пласта с помощью направленной перфорации для предотвращения прострела соседней колонны. Это оказалось возможным при малых глубинах залегания пластов и вызывало существенные осложнения при последующей их эксплуатации, ремонтных работах и т. д. Дальнейшее 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 пакер, изолирующий пласты друг от друга, с отдельными каналами для выхода жидкости на поверхность.

Оборудование для раздельной эксплуатации пластов через одну скважину должно допускать:

- создание и поддержание заданного давления 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;
- ремонтные работы в скважине и замену оборудования, вышедшего из строя;
- регулировку отбора жидкости из каждого пласта;
- работы по вызову притока и освоению скважины.

Другими словами, технология и соответствующее оборудование для раздельной эксплуатации должны допускать осуществление всех тех технологических мероприятий, которые применяют при вскрытии этих пластов отдельными скважинами. 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.

Согласно установившейся терминологии принято для краткости именовать ту или иную технологическую схему совместной эксплуатации названием способа эксплуатации сначала нижнего, а затем верхнего пласта. Например, схема насос - фонтан означает, что нижний пласт эксплуатируется насосным способом, а верхний - фонтанным. В соответствии с этим 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.

#### 14.2. Некоторые схемы оборудования скважин для раздельной эксплуатации пластов

Наиболее простой схемой оборудования скважины для одновременной эксплуатации двух пластов одной скважиной является система с двумя параллельными рядами НКТ 2 (рис. 14.1), 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

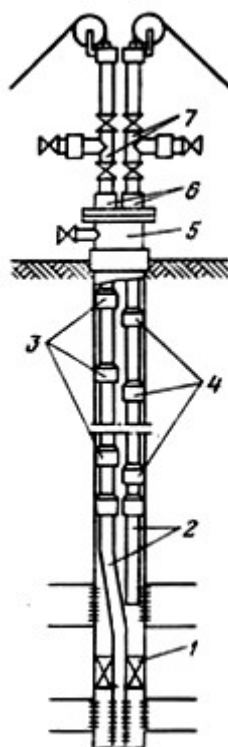


Рис. 14.1. Схема установки для раздельной эксплуатации двух пластов  
с двумя параллельными рядами труб по схеме «фонтан - фонтан»

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 НК.Т и уплотняются двухрядным сальником 6. Продукция из каждого пласта поступает на поверхность без смешивания и через тройники 7 отводится в нефтесбор-ную сеть. Оба пласта осваиваются закачкой газа в обсадную колонну через тройник 5, причем освоение можно проводить раздельно. После перехода на нормальный режим фонтанирования подача газа в колонну прекращается. Борьба с отложениями парафина может осуществляться закачкой пара в пространство обсадной колонны от передвижной паровой установки (ППУ) или с малогабаритными скребками, спускаемыми на проволоке через лубрикатор с помощью автоматической лебедки. Работа обоих пластов регулируется, как обычно, сменой штуцеров на арматуре устья.

При спуске двух параллельных рядов труб с использованием оборудования, показанного на рис. 14.1, 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 ШСН, 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. Борьба с отложениями парафина проводится при этой схеме, как обычно: в фонтанной колонне - малогабаритными скребками, а в насосной колонне - с помощью установки на штангах пластинчатых скребков и штанговращателя. Пласты при работе по схеме фонтан-насос исследуют следующим образом: нижний пласт, фонтанный - малогабаритным манометром, спускаемым на проволоке в НК.Т, а изменение отбора достигается сменой штуцеров; верхний пласт, насосный - с помощью эхолота. При этом отбор регулируется изменением режима откачки, т.е. длины хода или числа качаний

станка-качалки. При работе по схеме насос-фонтан измерение динамического уровня нижнего, насосного пласта становится невозможным, так как он перекрывается пакером. Таким образом, исследование нижнего пласта может ограничиваться только получением зависимостей подачи насоса от длины хода или числа качаний. Построение индикаторной линии исключается из-за невозможности измерения забойных давлений. Исследование верхнего, фонтанного пласта осуществимо в полном объеме обычными способами, так как доступ к верхнему пласту через фонтанные трубы открыт.

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 отдельных каналов для продукции обоих пластов. Это может иметь решающее значение при эксплуатации двух пластов, когда один из них дает сернистую нефть, которую, как правило, собирают, транспортируют и перерабатывают отдельно, без смешивания с обычными парафинистыми или масляными нефтями.

Сложнее установки для раздельной эксплуатации, в которых используют погружной центробежный электронасос (рис. 14.2). 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 ПЦЭН, находящейся над электродвигателем и гидрозачитным устройством насоса; разобщителя 4, позволяющего с помощью плунжера 5 сообщать межтрубное пространство скважины с внутренней полостью НКТ. Жидкость нижнего пласта через

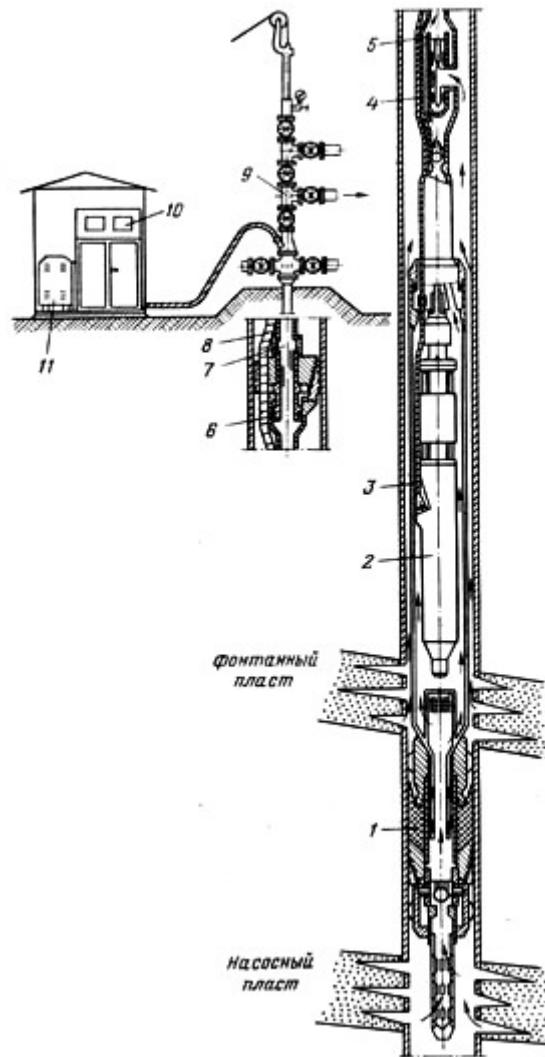


Рис. 14.2. Схема установки для раздельной эксплуатации двух пластов типа «насос - фонтан» с применением ПЦЭН

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.

Далее, минуя обратный клапан и разобщик 4, жидкость нижнего пласта попадает в НКТ. Жидкость верхнего, фонтанного пласта проходит по кольцевому зазору между обсадной колонной и кожухом ПЦЭН, достигает разобщика 4 и через боковое отверстие в разобщике и плунжере 5 попадает в НКТ. Таким образом, жидкости обоих пластов выше разобщика смешиваются и поднимаются по НКТ. Разобщик 4 имеет сменный плунжер 5, в котором заблаговременно устанавливается штуцер заданного размера, зависящий от установленной нормы отбора жидкости из верхнего фонтанного пласта. Плунжер 5 спускается в НКТ на обычной скребковой проводке через лубрикатор с помощью ловильного или посадочного приспособления. Наличие двух обратных клапанов (один под пакером, второй над ПЦЭН) и разобщика 4 позволяет осуществлять промывку либо через межтрубное пространство в НКТ, либо через НКТ в межтрубное пространство (прямую или обратную) и, таким образом, осваивать верхний пласт.

После освоения фонтанного пласта, установления его режима работы и спуска плунжера 5 с соответствующим штуцером осваивается нижний пласт запуском насоса.

Описанное подземное оборудование спускается в скважину на НКТ и подвешивается в обсадной колонне на специальном плашечном трубном якоре 6, в котором предусмотрен проход для электрокабеля 8. Трубный якорь 6 воспринимает нагрузку от веса НКТ 7 и не передает ее на подвешенное насосное оборудование благодаря подвижному сальниковому сочленению нижней и верхней частей НКТ в якоре 6. На устье скважины устанавливается обычная фонтанная арматура 9 и станция управления ПЦЭН-10 с автотрансформатором П. Установка не позволяет исследовать скважину традиционными способами. Однако допускает обычное измерение манометром давления в НКТ над разобщителем 4. Зная это давление и потери давления в штуцере плунжера 5 (по результатам его тарировки), можно косвенно определить давление против верхнего, фонтанного пласта. Сменой штуцеров и повторными измерениями давления над разобщителем можно получить зависимость изменения суммарного дебита обоих пластов от забойного давления верхнего, фонтанного пласта. Однако такая информация не позволяет построить индикаторные линии для обоих пластов. Благодаря наличию одного канала для движения жидкости довольно просто решается проблема борьбы с отложениями парафина. С этой целью могут быть применены либо остеклованные трубы, либо другие методы очистки парафиновых отложений. При работе по схеме фонтан - насос (рис. 14.3) пласты.

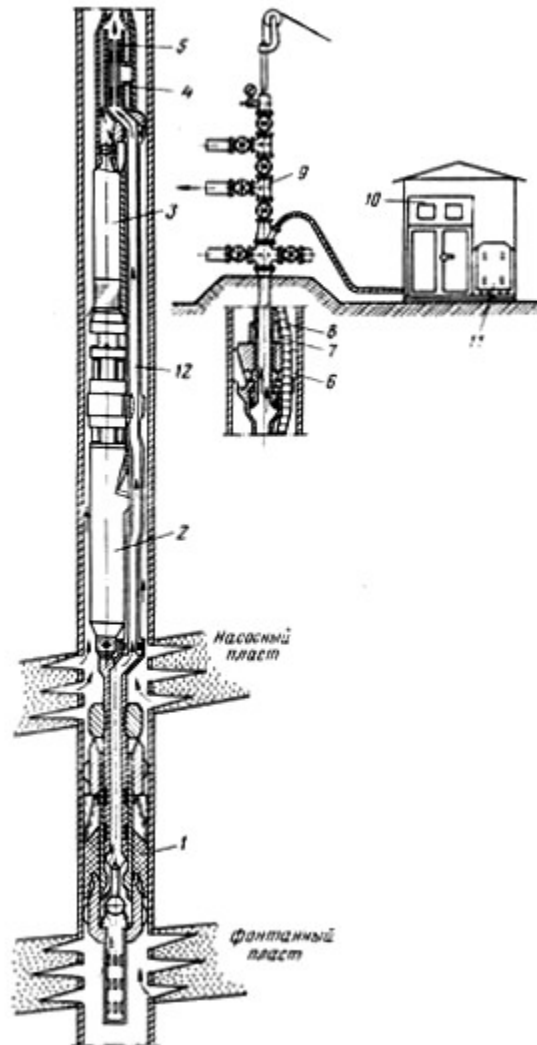


Рис 14.3. Схема установки для раздельной эксплуатации двух пластов типа «фонтан - насос» с применением ПЦЭН

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, ПЦЭН 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 подпружиненный шариковый

клапан, который при подъеме сборки освобождается хвостовиком и перекрывает доступ жидкости из нижнего, фонтанного пласта в скважину. Это позволяет ремонтировать без предварительного глушения скважины тяжелой жидкостью. В случае работы подобного оборудования по схеме насос - фонтан (см. рис. 14.2) при подъеме оборудования возникает необходимость глушения верхнего, фонтанного пласта прямой или обратной промывкой скважины и закачкой в нее тяжелой жидкости. Жидкость при промывке циркулирует через боковое отверстие в разобщителе 4, которое всегда открыто для прохода жидкости верхнего фонтанного пласта. Поглощение промывочной жидкости нижним, насосным пластом предотвращается разделительным пакером и обратным клапаном в нижней его части, так как пакер при подъеме оборудования остается в скважине. Спуск и посадка разделительного пакера 1 проводится заблаговременно с помощью специального посадочного инструмента, спускаемого на НКТ.

Не менее сложны установки для отдельной эксплуатации обоих пластов штанговыми насосами. Специальными конструкторскими бюро и проектными институтами разработано много установок для отдельной эксплуатации двух пластов через одну скважину. Как правило, все эти конструкции основаны на принципе наиболее полного использования стандартного оборудования, вставных и невставных насосов, ПЦЭН и пр., при возможно малом добавлении специальных узлов и деталей. Трудности с установкой или извлечением оборудования при ремонтных работах, захваты пакеров, трудности при промывках

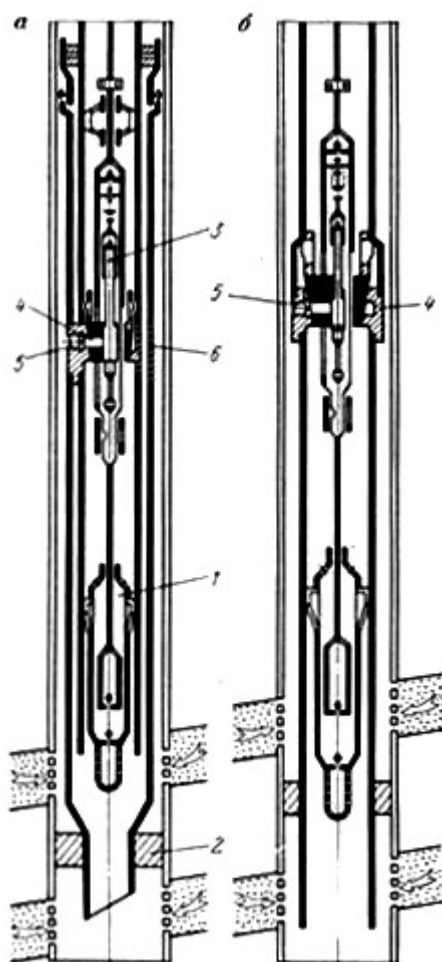


Рис. 14.4. Схемы установок для раздельной эксплуатации двух пластов типа «насос - насос» с применением ШСН: а - установка типа УГР1-В с отводом подпакерного газа; б - установка типа У ГР2-В без отвода подпакерного газа

для удаления механических осадков и солей, невозможность раздельного определения дебита каждого пласта и их исследования, сложности с отводом подпакерного газа для улучшения коэффициента наполнения и низкий коэффициент эксплуатации скважин с установленным оборудованием для раздельной эксплуатации привели к тому, что несмотря на большое число подобных конструкций на практике они не нашли широкого применения.

Откачка жидкости из каждого пласта по схеме ШСН-ШСН (рис. 14.4) 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 ШСН 1 забирает жидкость из-под пакера 2 из нижнего пласта и подает ее в пространство НКТ над верхним ШСН 3 через обводные каналы, имеющиеся в посадочном устройстве 4 верхнего ШСН. Из верхнего пласта жидкость поступает на прием верхнего насоса через боковое отверстие 5, имеющееся в посадочном устройстве 4. Жидкость из верхнего ШСН 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 ШСН 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 ШСН 4. Необходимость установки дополнительной колонны НКТ для отвода газа уменьшает размеры насоса при сохранении внешних габаритов оборудования. Другими словами, отвод подпакерного газа для увеличения коэффициента наполнения насоса достигается существенным усложнением конструкции и ущемлением его технологических возможностей (подачи). В подземное оборудование включают еще дополнительные устройства, такие как автосцеп для насосных штанг и плунжерные клапаны для слива жидкости из НКТ при их подъеме из скважины. Смещением штанг за пределы обычного их хода достигается перемещение плунжерного клапана сливного устройства, при этом боковые отверстия совмещаются, и жидкость из НКТ сливается через газоотводные каналы в посадочном устройстве верхнего ШСН в межтрубное пространство скважины. Во всех установках для раздельной эксплуатации скважин типа насос - насос (рис. 14.4, а и 14.4, б) нижние насосы вставные и подвешиваются на обычных замковых посадочных опорах, установленных в верхней части насосов. Верхние ШСН в установках также вставные с замковыми посадочными опорами в нижней части насосов. Некоторые разновидности установок УГР типа насос - насос имеют верхние ШСН невставного типа, снабженные автосцепами штанг. Невставные ШСН позволяют увеличить диаметр рабочего



плунжера и подачу насоса. Разработаны стандартные установки для отдельной эксплуатации скважин насосным способом типа УГР1-В и УГРТ1-В вставного исполнения с отводом газа (см. рис. 14.4, а), накопившегося под разделительным пакером, и УГР2-В и УГРТ2-В вставного исполнения без отвода подпакерного газа (см. рис. 14.4, б), а также УГР1-Н и УГРТ1-Н невставного исполнения с отводом подпакерного газа и УГР2-Н и УГРТ2-Н невставного исполнения без отвода подпакерного газа. Наземное оборудование при использовании установок типа УГР обычное. Это стандартное устьевое оборудование и станок-качалка соответствующей грузоподъемности. Очистка НКТ от парафина осуществляется с помощью пластинчатых скребков и штанго-вращателя с обязательным применением штангового вертлюжка в нижней части колонны штанг, так как вращение соединительной штанги между верхним и нижним ШСН недопустимо из-за конструктивных особенностей установки. Отложения парафина, если они неинтенсивные, можно ликвидировать с помощью прогрева верхней части НКТ паром от передвижной паровой установки (ППУ).

### **14.3. Раздельная закачка воды в два пласта через одну скважину**

Оборудование для отдельной 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 отдельной закачки в два пласта при колонне 146 мм (ОРЗ-2П-5) (рис. 14.5) и колонне 168 мм (ОРЗ-2П-6). На колонне насосных труб 1 в скважину опускается шплисовый пакер 3 специальной конструкции. В дополнение к обычным узлам пакер 3 имеет муфту перекрестного течения 2, подпружиненный промывочный клапан 9 и центральный патрубок 6, нижний конец которого пропущен через сальник 8.

Оборудование для отдельной 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. 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 замеряются 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

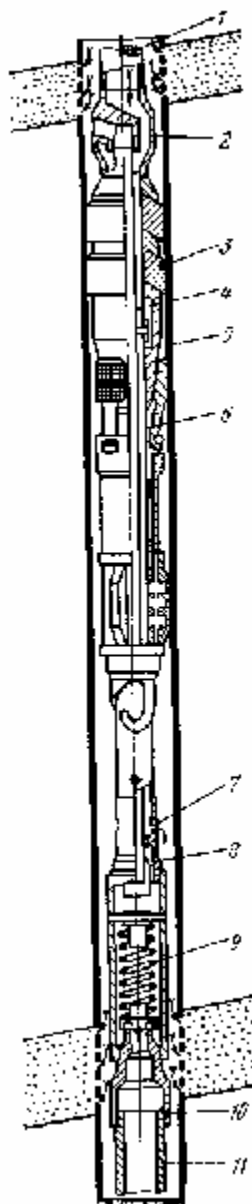


Рис. 14.5. Схема оборудования для раздельной закачки воды в два пласта с одним разделительным пакером типа ОРЗ-2П-5

меньше, нагнетание возможно только при низких давлениях. 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 отдельной закачки воды в два пласта существует и ряд других конструкций, описание которых можно найти в специальной литературе.

## 15. РЕМОНТ СКВАЖИН

### 15.1. Общие положения

Нормальная работа добывающих или нагнетательных скважин нарушается по различным причинам, что приводит либо к полному прекращению работы скважины, либо к существенному уменьшению ее дебита. Причины прекращения или снижения добычи могут быть самые разнообразные, связанные с выходом из строя подземного или наземного оборудования, с изменениями пластовых условий, с прекращением подачи электроэнергии или газа для газлифтных скважин, с прекращением откачки и транспортировки жидкости на поверхности и пр. Так или иначе часть времени скважины простаивают либо в ожидании ремонта, либо в течение самого ремонта. Частота ремонта скважин и относительная длительность их работы оцениваются определенными показателями, характеризующими состояние организации и технологии добычи нефти на данном нефтедобывающем предприятии наряду с другими технико-экономическими показателями.

Относительная длительность работы скважин оценивается коэффициентом эксплуатации  $K_{\text{Э}}$ , который представляет собой отношение суммарного времени работы данной скважины  $T_i$  в сутках к общему календарному времени  $T_{ki}$  анализируемого периода (год, квартал, месяц). Таким образом,

$$K_{\text{Э}} = \frac{T_i}{T_{ki}} \quad (15.1)$$

По отношению к группе  $m$  скважин, имевших различную длительность работы  $T_i$  и, возможно, различные длительности анализируемого периода (ввод скважины в эксплуатацию в тот или иной момент данного года и т. д.), величина  $K_{\text{Э}}$  будет определяться отношением

$$K_{\text{Э}} = \frac{\sum_{i=1}^m T_i}{\sum_{i=1}^m T_{ki}} \quad (15.2)$$

Различные способы эксплуатации: фонтанный, насосный (ПЦЭН, ШСН), газлифтный - характеризуются различными коэффициентами эксплуатации  $K_{\text{Э}}$  так как вероятность остановок, связанных с ремонтами и другими неполадками на скважинах, зависит от сложности оборудования, его надежности, долговечности и других условий эксплуатации. Обычно более высокий коэффициент  $K_{\text{Э}}$  - при фонтанной эксплуатации, наиболее низкий - при эксплуатации скважин штанговыми насосами. По этим причинам  $K_{\text{Э}}$  определяют для каждого способа эксплуатации отдельно по формуле (15.2).

Для общей оценки этого показателя по нефтедобывающему предприятию также пользуются формулой (15.2). Однако в этом случае такая обобщенная величина  $K_{\text{Э}}$  может исказить истинное состояние техники эксплуатации. Например, увеличение  $K_{\text{Э}}$  может произойти за счет роста фонда

фонтанных скважин, для которых он близок к единице, а вовсе не за счет улучшения работы механизированного фонда, как это может показаться. Обычно величина Кэ для механизированного фонда скважин составляет 0,95 - 0,97, причем в последнее время в связи с улучшением качества ПЦЭН, их ремонта и обслуживания наметилась тенденция к некоторому повышению Кэ, по скважинам, оборудованным ПЦЭН, по сравнению с Кэ по скважинам, оборудованным ШСН. Геологические и технологические условия эксплуатации скважин, такие как пескопроявления, обводненность, наличие сильно коррелирующих веществ в продукции скважин (сероводород, высокая минерализация), отложения солей и парафина, могут сильно влиять на коэффициенты эксплуатации. Поэтому величина Кэ для одного и того же способа эксплуатации, например ШСН, в разных районах или на разных месторождениях может быть различной. Другим важным показателем работы скважин является так называемый межремонтный период (МРП). По отношению к отдельной скважине - это средняя продолжительность непрерывной работы скважины в сутках между двумя ремонтами. По отношению к группе m скважин, имеющих различную продолжительность работы Т<sub>i</sub> между ремонтами, МРП определяется как отношение суммы продолжительностей работы этих скважин к сумме числа ремонтов по каждой i - й скважине:

$$\text{МРП} = \frac{\sum_{i=1}^m T_i}{\sum_{i=1}^m \alpha_i} \quad (15.3)$$

где  $\alpha_i$  - число ремонтов по каждой скважине в течение анализируемого времени.

Если продолжительность анализируемого (календарного) времени по каждой скважине различна, то средний МРП удобнее определять по формуле

$$\text{МРП} = \frac{\sum_{i=1}^m (T_{ki} - T_{pi})}{\sum_{i=1}^m \alpha_i} \quad (15.4)$$

где Т<sub>ки</sub> - календарное время работы i - й скважины, сут; Т<sub>пи</sub> - продолжительность пребывания i - й скважины в ремонте в течение ее календарного времени Т<sub>ки</sub>, сут.

В круглых скобках числителя (15.4) указана продолжительность работы в сутках i - й скважины в течение анализируемого времени. Из (15.4) видно, что продолжительность ремонта также влияет на величину МРП.

Величина МРП в разных районах при разных способах эксплуатации различна и изменяется от нескольких недель для штанговых насосных установок, работа которых осложнена наличием песка в жидкости (Баку), до нескольких лет при фонтанной эксплуатации.

Все ремонтные работы в зависимости от их характера и сложности разделяют на текущий и капитальный ремонты скважин.

К текущему ремонту относятся следующие работы.

1. Планово-предупредительный ремонт.
2. Ревизия подземного оборудования.
3. Ликвидация неисправностей в подземной части оборудования.
4. Смена скважинного насоса (ПЦЭН или ШСН).
5. Смена способа эксплуатации, переход с ПЦЭН на ШСН или наоборот и пр.
6. Очистка НКТ от парафина или солей.
7. Замена обычных НКТ на трубы с покрытием (остеклованные трубы).
8. Изменение глубины подвески насосной установки.
9. Подъем скважинного оборудования перед сдачей скважины в консервацию.
10. Специальный подземный ремонт в связи с исследованиями продуктивного горизонта.
11. Некоторые виды аварийных ремонтов, такие как заклинивание плунжера, обрывы штанг, обрывы скребковой проволоки или электрокабеля.

Перечисленные ремонтные работы, а также и ряд других выполняются бригадами подземного ремонта скважин, организуемыми в нефтедобывающем предприятии. Бригады подземного ремонта работают круглосуточно (три смены) либо в две смены и даже в одну. В состав одной вахты входят обычно три человека: оператор с помощником, работающие у устья скважины, и машинист, управляющий подъемной лебедкой.

К капитальному ремонту скважин относятся ремонтные работы, для выполнения которых приходится привлекать более сложную технику, вплоть до использования бурильных установок. К капитальному ремонту, в частности, относятся следующие работы.

1. Ликвидация сложных аварий, связанных с обрывом штанг, труб, кабеля и образованием в скважине сальников.
2. Исправление нарушений в обсадных колоннах.
3. Изоляция пластовых вод.
4. Работы по вскрытию пласта и освоению скважин в связи с переходом на другой горизонт.
5. Забуривание второго ствола.
6. Разбуривание плотных соляно-песчаных пробок на забое.
7. Гидравлический разрыв пласта.
8. Солянокислотные обработки скважин.
9. Термическая обработка забоя скважин.
10. Установка временных колонн - «летучек», намывка и установка фильтров, ликвидация прихватов труб, пакеров и смятий обсадных колонн.
11. Операции по ликвидации скважин.

Капитальный ремонт выполняется бригадами специализированной службы, организуемой при объединениях (иногда и при НГДУ) и располагающей мощными и разнообразными

техническими средствами и соответствующими специалистами (мастера по ловильным работам, по изоляционным работам, по ГРП или по кислотным обработкам и т. п.).

### 15.2. Подъемные сооружения и механизмы для ремонта скважин

Для подземного ремонта скважин необходимы подъемные сооружения и механизмы, а также специальный инструмент. Применяют подъемные сооружения двух видов: стационарные и передвижные. Стационарные подъемные сооружения - это специальные эксплуатационные вышки и стационарные мачты.

Вышки (ВЭТ22 х 50 - вышка эксплуатационная трубчатая, высотой 22 м, грузоподъемной силой 500 кН) изготавливаются из труб и устанавливаются на скважине вместо буровой вышки. Мачты - двуногие, также изготавливаемые из отработанных НКТ, высотой 15 и 22 м, грузоподъемной силой 150 и 250 кН. (МЭСН15 - 15 и МЭСН22 - 25) имеют опоры в виде трубчатых ферм, соединяемые вместе кронблоком в верхней части. Мачты оборудуются маршевыми лестницами, иногда устройствами для подвески штанг и площадкой для верхового рабочего. При установке на скважине мачты укрепляются растяжками. Стационарные вышки и мачты используются лишь 2 - 3 % календарного времени, поэтому их установка может быть оправдана только тогда, когда скважина слишком часто ремонтируется. В противном случае это приводит к неоправданным расходам металла и денежных ресурсов. Поэтому на промыслах используются передвижные мачты, передвижные агрегаты с телескопическими мачтами или складными вышками.

Передвижная мачта на колесном или гусеничном ходу (например, телескопическая мачта ПТМГ-40), широко применяемая на промыслах Башкирии и Татарии, монтируется над центром скважины и для устойчивости расчаливается в два яруса канатными оттяжками (рис. 15.1). Секции мачты раздвигаются с помощью лебедки трактора. Высота мачты при выдвигении первой секции - 15 м, грузоподъемная сила 400 кН, при выдвигении двух секций - 20 м и грузоподъемная сила 250 кН. При этих грузоподъемностях можно выполнять подавляющую часть работ по ремонту скважин.

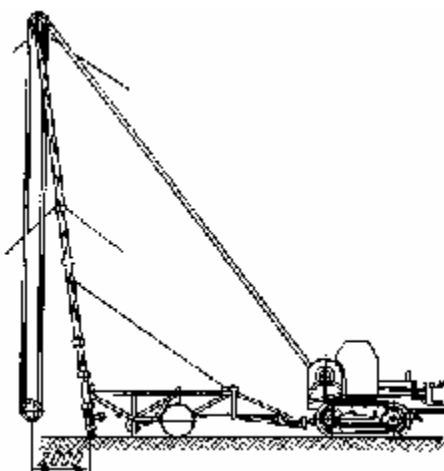


Рис 15.1. Передвижная мачта для подземного ремонта в рабочем положении



В последнее время все большее применение находят самоходные агрегаты для текущего и капитального ремонтов скважин. Так, например, самоходный агрегат А-50У, смонтированный на шасси автомобиля КраЗ-257, грузоподъемной силой 500 кН, предназначенный для спуско-подъемных операций с на-сосно-компрессорными и бурильными трубами с укладкой их на мостки перед скважиной, позволяет проводить освоение скважин, текущий и капитальный ремонты, разбуривание цементных пробок в трубах диаметром 146 и 168 мм с промывкой скважины, устанавливать арматуру устья, а также выполнять буровые работы. Агрегат А - 50У (рис. 15.2) состоит из двух барабанной лебедки с приводом от трансмиссии, раздвижной вышки рамной конструкции с талевой системой, ротора с гидроприводом, насосного блока и системы управления. Тяговый четырехтактный восьмицилиндровый дизель ЯМЗ-238 автомобиля мощностью 177 кВт при частоте вращения вала 2100 мин<sup>-1</sup> используется для привода подъемной лебедки, насосного агрегата, компрессора и других элементов установки. Грузоподъемная сила агрегата на крюке при оснастке талевой системы 4 х 3 при работе на первой скорости составляет 500 кН, на второй - 345 кН, на третьей - 126 кН и на четвертой - 75 кН. Высота вышки от уровня земли до оси кранблока 22,4 м. На двухосном колесном прицепе установлен промывочный насос 9МГР-61, развивающий наибольшее давление 16 МПа при подаче 6,1 л/с и давление 6 МПа при наибольшей подаче 10 л/с. Насос приводится в действие с помощью карданного вала от двигателя автомобиля. Масса насосного блока с прицепом 4,1 т. Маса всего агрегата 31 т.

На агрегате имеется ограничитель подъема крюка, автоматически отключающий лебедку при затаскивании талевого блока. Вышка агрегата - двухсекционная телескопическая, поднимаемая в рабочее положение гидродомкратами и опирающаяся на опорные винтовые домкраты. Верхняя секция вышки выдвигается при помощи талевой системы и фиксируется на механически управляемых упорах. Вышка для работы расчаливается четырьмя оттяжками к якорям, зарытым в землю, и двумя - к передней части автомобиля. Агрегат устанавливается у скважины на специальную бетонированную площадку, как и все передвижные агрегаты, предназначенные для ремонта

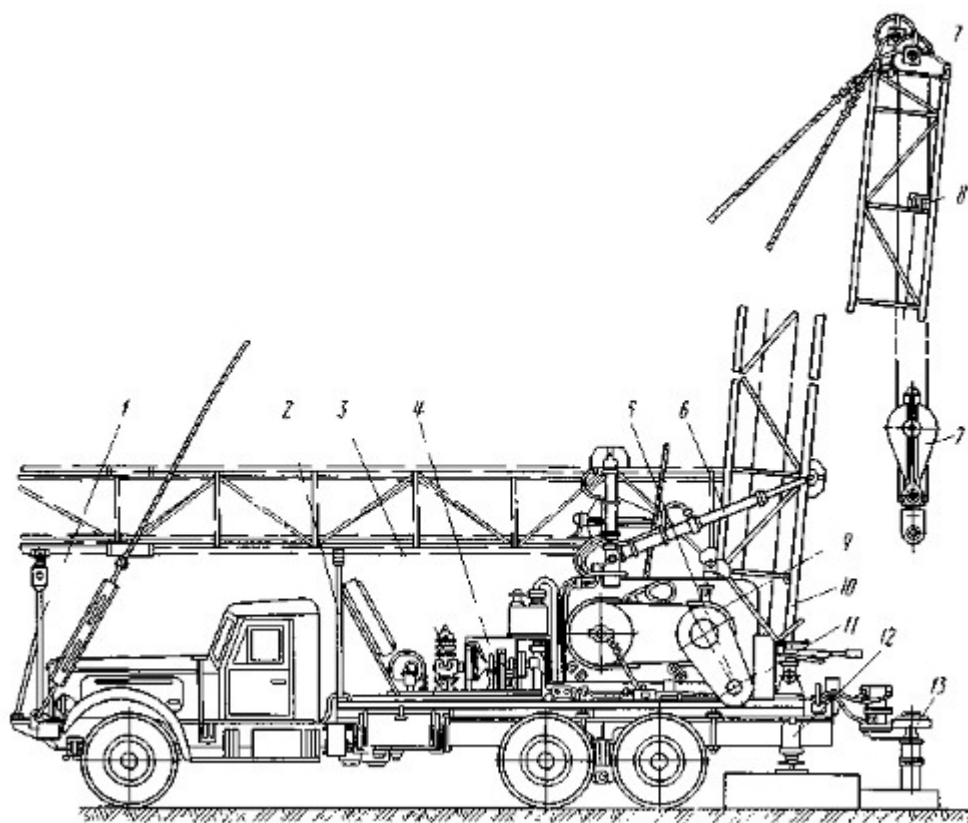


Рис. 15.2. Агрегат А-50У для ремонта скважины

1 - передняя опора, 2 - промежуточная опора, 3 - компрессор, 4 - трансмиссия, 5 - промежуточный вал, 6 - гидродомкрат для подъема вышки, 7 - талевая система, 8 - ограничитель подъема талевого блока, 9 - лебедка, 10 - вышка, 11 - пульт управления, 12 - опорные домкраты, 13 - ротор

скважин. Управление всеми механизмами агрегата при установке вышки в рабочее положение, как и при спуско-подъемных операциях, осуществляется с открытого пульта управления, расположенного на раме агрегата у задней опоры вышки, слева по ходу автомобиля.

Другим типичным представителем самоходных агрегатов для подземного ремонта скважин может служить агрегат «Бакинец» (рис. 15.3), предназначенный для спуско-подъемных операций с укладкой труб и штанг на мостки. Агрегат смонтирован на гусеничном тракторе Т-100МЗ. Он имеет коробку передач, однобарабанную лебедку, телескопическую вышку с талевой системой, кулисный механизм подъема вышки, систему управления агрегатом и другие вспомогательные механизмы. Агрегат имеет собственную систему освещения для работы в ночное время с питанием от электрооборудования трактора. Вышка высотой 17,4 м поднимается в рабочее положение кулисным механизмом с винтовым приводом. Верхняя секция выдвигается с помощью талевой системы. В рабочем положении вышка расчаливается шестью оттяжками к якорным петлям, врытым в землю. Всеми механизмами агрегата управляет машинист из кабины трактора. Агрегат «Бакинец-ЗМ» имеет максимальную грузоподъемную силу 370 кН при семиструнной оснастке талевой системы и 320 кН при шестиструнной оснастке на первой скорости подъема крюка, равной соответственно 0,17 и 0,15 м/с. На высшей (четвертой) скорости подъема крюка, равной 0,7 и 0,6 м/с, грузоподъемная сила снижается до 76 и 89 кН при шестиструнной и

семиструнной оснастке талевой системы, соответственно. Тяговый двигатель - четырехцилиндровый дизель Д-108 мощностью 66 кВт при частоте вращения вала 1070 мин<sup>-1</sup>. Масса агрегата 20 т.

Кроме названных, существуют другие самоходные агрегаты, как например, «Азинмаш 37А» грузоподъемной силой 280 кН с 18-метровой телескопической вышкой, смонтированной на трехосном автомобиле КраЗ-255Б высокой проходимости, или «Азинмаш 43А» грузоподъемной силой 280 кН также с 18-метровой телескопической вышкой, смонтированной на гидрофицированном гусеничном тракторе Т-100МБТС мощностью 75 кВт. Этот агрегат оснащен автоматом ДПР-2ВБ для свинчивания и развинчивания НКТ с электроинерционным приводом и переключателем. Разработан также тяжелый самоходный комплекс оборудования КОРО-80 на четырехосном автомобиле-тягаче МАЗ-537 высокой проходимости. Комплекс включает самоходную подъемную установку УПА-80 с телескопической вышкой грузоподъемной силой до 1000 кН и высотой 28 м, насосный блок, смонтированный на двухосном прицепе, передвижные приемные мостки на колесном ходу с рабочей площадкой и инструментальной тележкой. Мощность двигателя установки - 386 кВт. Масса комплекса оборудования КОРО - 80 - 69,5 т.

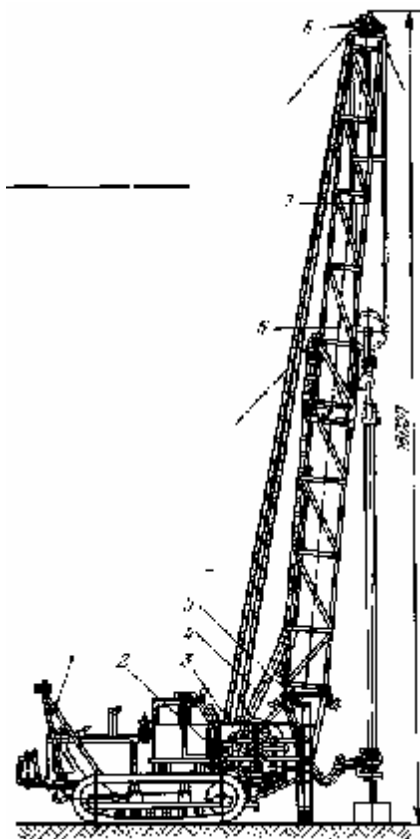


Рис. 15.3. Агрегат "Бакинец":

- 1 - опоры мачты; 2 - пульт управления; 3 - барабан лебедки;
- 4 - кулисный механизм для подъема мачты; 5 - опоры мачты в рабочем положении;
- 6 - талевый блок и кронблок; 7 - верхнее звено раздвижной мачты

В комплект механизмов для ремонта входят:

- промывочные вертлюги грузоподъемной силой до 600 кН для промывки скважины через подвешенные на крюке трубы при одновременном их вращении с помощью ротора;

- облегченные талевые блоки грузоподъемной силой от 150 до 500 кН с количеством шкивов до четырех;
- эксплуатационные облегченные крюки КрЭ грузоподъемной силой от 125 до 500 кН,
- допускающие свободное вращение рога крюка относительно его серьги и снабженные амортизационной пружиной.

Существенным элементом оборудования для подземного ремонта скважин являются автоматические ключи для свинчивания и развинчивания муфтовых соединений труб и штанг, созданные впервые Г. В. Молчановым и в дальнейшем усовершенствованные. Наибольшей трудоемкостью при ремонте скважин отличаются спуско-подъемные операции. Для облегчения этих работ и уменьшения их опасности разработан автомат для свинчивания и развинчивания труб АПР-2ВБ(рис. 15.4), который одновременно выполняет функции захвата и удержания труб в подвешенном состоянии и автоматического их освобождения при подъеме. Автомат состоит из вращателя с червячной передачей, клиновой подвески труб (спайдера), центратора, балансира с грузом для уравнивания клиньев спайдера и электропривода с переключателем. Вращатель имеет водило 7 (см. рис. 15.4), передающее вращательное усилие облегченному малогабаритному трубному ключу, одеваемому на тело трубы. Блок клиновой подвески состоит из основания подвески и трех шарнирно подвешенных клиньев, удерживающих колонну труб в подвешенном состоянии. Клинья и их плашки сменные и устанавливаются в зависимости от диаметра поднимаемых труб. Блок клиновой подвески вверх и вниз перемещается с по-

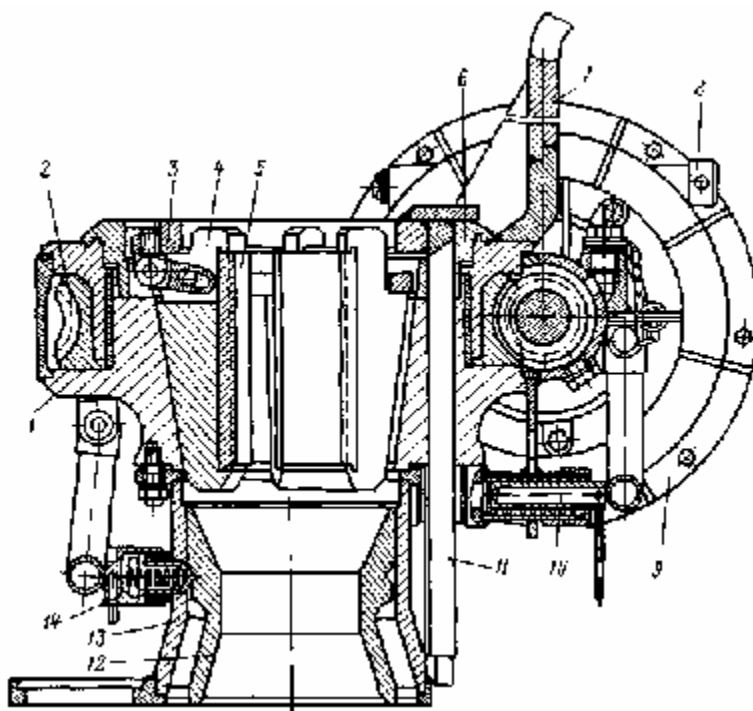


Рис. 15.4. Автоматический ключ для труб АПР-2ВБ:

- 1 - корпус автомата; 2 - червячное колесо; 3 - клиновая подвеска; 4 - корпус клина;
- 5 - плашка; 6 - опорный фланец; 7 - водило; 8 - вал вилки включения маховика;
- 9 - электроинерционный привод; 10 - стопорный винт; 11 - направляющая планка клиновой подвески; 12 - центратор; 13 - пьедестал центратора; 14 - фиксатор центратора

мощью балансира с грузом. Электродвигатель мощностью 2,8 кВт взрывобезопасного исполнения снабжен электроинерционным приводом, представляющим собой отключаемый маховик, установленный на валу двигателя. За счет инерции маховика удается значительно увеличить момент на водиле при отвинчивании труб, а также при завинчивании труб большого диаметра при малой мощности электродвигателя. Автомат для подземного ремонта АПР-2 изготавливается в двух модификациях: с электродвигателем во взрывобезопасном исполнении (АПР-2ВБ) с питанием от промышленной электросети 380 В и с гидроприводом (АПР-ГП), представляющим собой объемный гидравлический двигатель, который питается от автономного гидронасоса или гидравлической системы агрегата для подземного ремонта скважин. Гидропривод обеспечивает полную безопасность ведения работ в пожарном отношении, постоянство вращающего момента на водиле при свинчивании и развинчивании труб и простоту регулировки. В агрегате АПР-ГП используется гидродвигатель НПА64, позволяющий уменьшить массу автомата с 200 до 180 кг, вращающий момент которого легко регулируется настройкой предохранительного клапана гидросистемы.

Во время работы на скважине автомат АПР-2 крепится к фланцу обсадной колонны двумя болтами. Для работы на скважинах, оборудованных погружными центробежными насосами, применяются модернизированные автоматы АПР-2ЭПН с автоматической приставкой, оснащенной центрирующим устройством и механизмом для съема или надевания хомутов для крепления токонесущего кабеля к трубам.

Автоматизация свинчивания и развинчивания штанг при спуско-подъемных операциях осуществляется автоматическим штанговым ключом АШК (рис. 15.5). Ключ АШК состоит из блоков ключа, устьевого кронштейна и реверсивного переключателя. В свою очередь блок ключа состоит из электродвигателя 1 мощностью 0,8 кВт во взрывобезопасном исполнении, редуктора 10, муфты 2, тормозного барабана 7, узла штангового захвата 8 и системы контрключа 6 с вилкой 4. Блок устьевого кронштейна 5 крепится на муфте насосной трубы на устье скважины, а сам ключ подвешивается к кронштейну на пружинной подвеске 9. Блок реверсивного переключателя 3 предназначен для реверсирования двигателя при свинчивании или развинчивании штанг. Автоматический ключ АШК (система Ногаева) управляется вручную или от ножной педали, имеет разрезной вращатель, надвигаемый на квадрат штанги. Под редуктором расположен контрключ, удерживающий подвешенную колонну штанг от вращения. Масса блока ключа составляет 36 кг, масса всего комплекса с блоком устьевого кронштейна - 105 кг. Максимальный вращающий момент на захватном органе ключа равен 800 Н·м. Применение автоматического ключа АШК, кроме облегчения ручных операций и ускорения работ, обеспечивает постоянный крутящий момент для затяжки муфтовых соединений штанг, что способствует сокращению аварий и предотвращает самопроизвольный отворот штанг.

Разработан универсальный ключ 1МШТК-16-60 - механический штангово-трубный ключ для свинчивания и развинчивания штанг диаметром 16, 19, 22, 25, 48 и 60 мм насосно-

компрессорных труб. Ключ состоит из вращателя с электродвигателем, электроаппаратуры, приспособлений и инструмента. Вращатель с электродвигателем состоит из червячной пары, двухскоростной зубчатой коробки перемены передач с реверсивным механизмом и электродвигателя. Вращение вала электродвигателя через реверсивный механизм и зубчатую передачу передается червячной паре. К большой червячной шестерне, расположенной горизонтально, прикреплена стойка-водило, передающее вращение штанговому или трубному ключу. Коробка перемены передач с реверсивным механизмом состоит из четы-

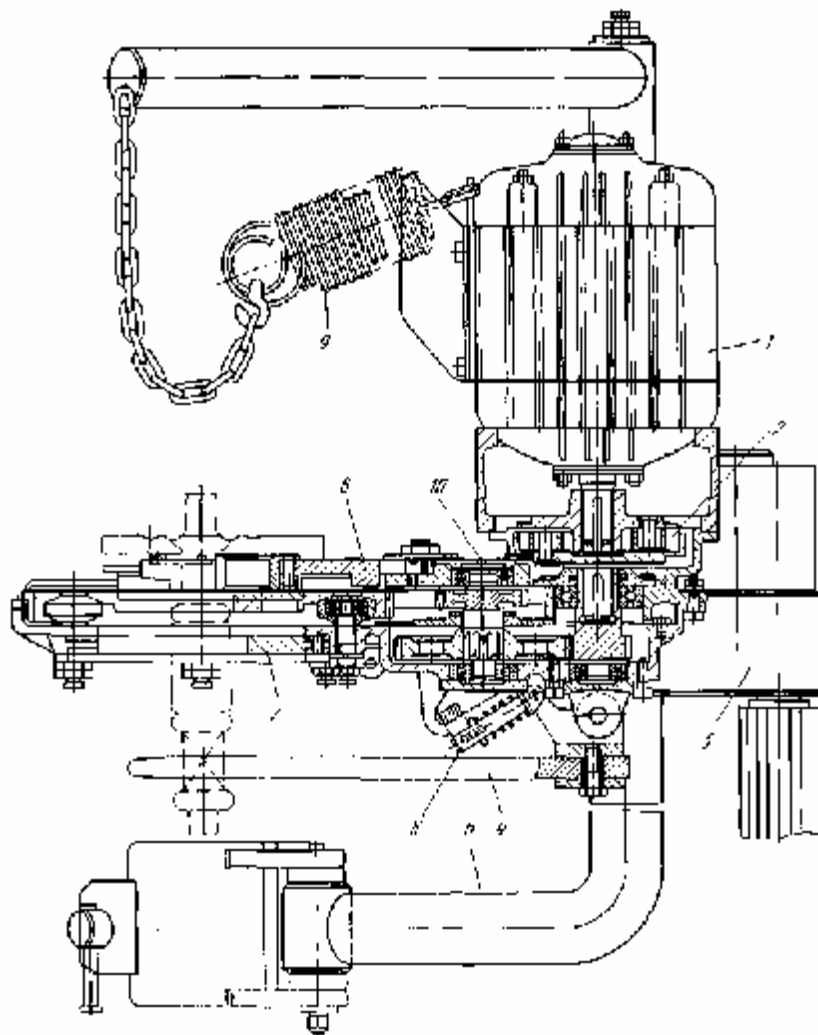


Рис. 15.5. Автоматический ключ для свинчивания штанг АШК

рех цилиндрических шестерен, сидящих попарно на червячном и шлицевом валах, и одной паразитной шестерни для реверса. На шлицевой вал насажены две дисковые фрикционные муфты включения I и II скоростей. Направление вращения вала электродвигателя, связанное с переходом от подъема к спуску (т. е. от разворачивания муфтовых соединений к заворачиванию), изменяется при помощи реверсивного электрического переключателя типа ПРВ. На передний конец вала электродвигателя насажен маховик, обеспечивающий дополнительный крутящий момент при свинчивании и развинчивании резьбовых соединений. Грузоподъемная сила ключа - 160 кН. Частота вращения водила на первой скорости - 50 мин<sup>-1</sup>, на второй - 110 мин<sup>-1</sup>. Крутящий момент - 2600 и 1300 Н • м на первой и второй скоростях. Мощность электродвигателя 1,1 кВт. Масса вращателя с электродвигателем - 66 кг. Ключ крепится болтами к фланцу обсадной

колонны и имеет в корпусе вращателя клиновой захват для удержания труб в подвешенном состоянии. В комплект механизмов для подземного ремонта скважин, кроме того, входят различные трубные и штанговые элеваторы, с помощью которых трубы или штанги подхватываются под муфту и удерживаются на весу. Существует много различных конструкций элеваторов грузоподъемностью от 100 до 800 кН. Кроме того, при текущем ремонте используются трубные и штанговые механические и ручные ключи нескольких типоразмеров.

### **15.3. Технология текущего ремонта скважин**

Текущий ремонт скважин организационно осуществляется цехом по подземному ремонту скважин (ЦПРС), в составе которого может быть несколько участков. Участок объединяет несколько бригад подземного ремонта и бригаду для проведения комплекса подготовительных работ. Число участков и бригад зависит от размера площади, разрабатываемой нефтегазодобывающим управлением, механизированного фонда скважин и его состояния. Бригада подземного ремонта состоит из вахт, число которых может изменяться от 1 до 4. Подготовительные бригады, обычно одна на четыре-пять бригад подземного ремонта, осуществляют следующие работы.

Подготовку площадки у устья скважины для работы бригады текущего ремонта.

Подготовку бетонной площадки для установки подъемного агрегата.

Установку в грунте якорных петель для крепления оттяжек от подъемной мачты или вышки агрегата.

Устройство или ремонт мостков для укладки насосных труб и штанг.

Заготовку и транспортировку к скважине технологической и утяжеленной жидкости для глушения скважины и предупреждения перелива, если в этом возникает необходимость.

Заливку жидкости в скважину промывочным агрегатом и промывку скважины.

Подготовку и расчистку прилегающей к скважине территории в радиусе примерно 40 м для размещения на ней культ-будки, осветительных прожекторов, барабана кабеленаматывателя (при ремонте скважины с ПЦЭН). В некоторых случаях подготовительная бригада принимает участие в установке оборудования и агрегата для подземного ремонта. Подготовительная бригада состоит, как правило, из двух вахт и работает в одну или две смены. Бригада возглавляется мастером или начальником участка. Создание подготовительных бригад позволило повысить коэффициент использования оборудования, сократить его простои и время пребывания скважины в ремонте. Специализация работ повысила их качество исполнения. После установки агрегата и мачты бригада подземного ремонта приступает непосредственно к ремонту скважины. Работа бригады по текущему ремонту происходит по четко расписанной инструктивной карте. В ней расписаны все операции и их последовательность для каждого типового ремонта (ШСНУ, ПЦЭН, тип подъемного агрегата и пр.). В подземном ремонте скважин обычно преобладают спуско-подъемные операции. Поэтому при выполнении этих работ широко используются механизмы для свинчивания и развинчивания штанг и труб, а также автоматическая намотка кабеля на барабан кабеленаматывателя.

Заключительные операции выполняются в порядке, обратном подготовительным. После сборки устьевого арматуры или подвески штанг к головке балансира скважина пускается в эксплуатацию. При наличии нескольких скважин, ожидающих ремонта, предпочтение отдается многодебитной скважине. Однако существуют математические методы планирования работ бригад текущего ремонта, в основе которых лежит один или несколько критериев (функций цели) и, в частности, такой важнейший, как минимум потерь нефти в целом по промыслу или НГДУ из-за ремонта и простоя в ожидании ремонта, связанного с определением оптимального числа бригад. В связи с ростом механизированного фонда скважин значение текущего ремонта скважин сильно возрастает. Объемы этих работ по отрасли растут очень быстро, и всякая рационализация этого вида работ существенно сказывается на экономических показателях деятельности нефтепромысловых управлений. В этом отношении целесообразно более широкое использование различных вспомогательных агрегатов на колесном ходу как для подготовительных работ (ИПАРС), так и для механизированной установки якорей-оттяжек (АМЯ-6Т). Ускорение спуско-подъемных операций достигается путем использования автоматов и увеличением мощности подъемных агрегатов, что позволяет повысить скорости подъема талевого блока и извлекаемых труб. Однако определяющая роль в проблеме сокращения темпов роста работ по текущему ремонту скважин остается за увеличением надежности работы оборудования скважин, используемого при добыче нефти.

#### **15.4. Капитальный ремонт скважин**

Скважины, в которых нельзя провести ремонтные работы силами бригад текущего ремонта и выполнение которых требует специального оборудования и инструмента, передаются в капитальный ремонт. Обычно капитальный ремонт проводится специализированным управлением, организуемым в объединении, которому передаются все работы на скважинах, связанные с повышением нефтеотдачи пластов. Поэтому оно называется Управление по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин (УПНП и К.РС). В нем сосредоточены все технические средства, оборудование, материалы, транспортные средства, квалифицированная инженерно-техническая служба и бригады.

В некоторых случаях, когда на данном месторождении отдельные виды работ носят массовый характер, как, например, кислотные обработки, то их передают специализированному цеху, выполняющему только эти работы.

Такая специализация повышает качество работ, их эффективность и способствует сокращению производственного травматизма.

Особое место в работах по капитальному ремонту скважин занимают ловильные работы, необходимость в которых возникает при обрыве или отвороте подземного оборудования, НКТ, штанг, кабеля и при других осложнениях. При обрыве и ударе о забой оторвавшаяся часть оборудования сминается, расклинивается в обсадной колонне и зачастую выводит скважину из строя. Для ликвидации таких аварий после надежного глушения скважины в нее сначала опускают так называемую печать для обследования места обрыва. На свинцовом или алюминиевом диске



печати, спускаемой в скважину и прижимаемой к месту обрыва, отпечатываются следы оторванной части, по которым удается распознать характер обрыва, его положение в обсадной колонне и, таким образом, решить вопрос о выборе ловильного инструмента (овершота, пауков, труболочек, отводных крючков, ловильных колоколов). Захват ловильным инструментом оборванного конца, даже если он удастся, не всегда заканчивается полным извлечением оборвавшейся части оборудования и очисткой скважины. Иногда приходится прибегать к помощи гидравлических домкратов (когда натяжение талевой системы превышает грузоподъемность подъемных сооружений) и с их помощью по частям извлекать оборванное оборудование. Если такая попытка очистки скважины снова кончается повторным обрывом спущенного инструмента (бурильных труб), то для восстановления работоспособности скважины забуривают второй ствол и эксплуатируют его как новую скважину. Эта работа выполняется бригадой капитального ремонта с использованием специальной фрезы и легкого бурового оборудования. Не менее сложны работы по изоляции обсадных колонн, в которых обнаружены дефекты в результате коррозии или смятия, по отвороту и извлечению труб, прихваченных цементом; когда приходится обрывать эти трубы специальными коронковыми долотами или трубными фрезами.

При интенсивном обводнении скважины возникает проблема изоляции того пропластка или того места, через которое произошел прорыв воды в скважину. Такой прорыв может произойти по затрубному пространству в результате нарушения целостности цементного камня. В этом случае вода водоносных горизонтов попадает на забой и препятствует притоку нефти из продуктивного пласта. Источником обводнения может быть хорошо проницаемый пропласток, залегающий в пределах вскрытой толщины пласта, по которому вода от нагнетательной скважины проникает на забой добывающей скважины и снижает ее продуктивность. Обводнение может произойти и по нижней части продуктивного горизонта с образованием в призабойной зоне водяного конуса. Во всех случаях требуется тщательное обследование скважины с применением геофизических методов для обнаружения источников обводнения. Лишь после анализа данных исследования могут быть разработаны и осуществлены конкретные меры по технике и технологии изоляции водопритока. Не всегда работы по изоляции водопритока дают желаемый эффект, однако передача этих работ в ведение специализированной организации существенно повышает их успешность. Существует множество технических приемов изоляции водопритоков, которые сводятся к закачке в обводнившийся прослой или в заколонное пространство различных тампонирующих смесей и материалов, в том числе специальных смол.

Конкретное выполнение работ по капитальному ремонту скважин регламентируется проектом и различными инструктивными картами, в которых указываются последовательность операций, используемые технические средства и оборудование. Эффективность выполненных работ определяется сравнением результатов исследования скважины до и после капитального ремонта, сравнения ее обводненности, коэффициента продуктивности и других показателей. По мере старения фонда скважин, роста обводненности их продукции и увеличения доли механизированной добычи необходимость в ремонте возрастает и выполнение этих работ

традиционными методами становится трудно осуществимой задачей. В связи с этим разработаны новые технологические приемы, сокращающие трудовые и материально-технические средства на ремонт скважин.

### **15.5. Новая технология ремонтных работ на скважинах**

Традиционным методом ремонта скважин является ремонт с использованием насосно-компрессорных труб. В последнее время разработаны и нашли промышленное применение новые технологические приемы и технические средства ремонта.

1. Канатный метод.
2. Метод с использованием кабель-троса.
3. Метод с использованием гибких труб.
4. Шлангоканатный метод.
5. Шлангокабельный метод.

Канатный метод основан на использовании каната для спуска на забой скважины или к месту изоляции специальных желонков-контейнеров с различными тампонирующими материалами, химическими реагентами, а также для ведения взрывных работ, связанных с торпедированием, установкой так называемых взрывных пакеров, стреляющих тампонажных снарядов, а также доставки на забой различных механических желонков, для срабатывания которых необходима их опора на забой. Канатный метод работ не исчерпывает всех видов работ, необходимость в которых возникает при капитальном ремонте скважин. Поэтому его использование только частично упрощает и удешевляет ремонт.

Кабель-трос - это тот же канат, в который вмонтирован электрический кабель, для передачи спускаемому контейнеру электрических сигналов для управления его работой. Например, открытие клапана или подрыв взрывчатого вещества, выбрасывающего тампонирующее вещество. Кабель-трос также предназначен для спуска в скважину контейнеров с различными материалами массой до 200 кг.

Канатные и кабель-канатные операции производятся в заглушенной скважине с помощью лебедки, смонтированной на автомобильном шасси (аналогичной геофизической каротажной станции). Кроме того, существует агрегат на шасси автомобиля КрАЗ-255 с лебедкой, имеющей тяговое усилие на барабане в 15 кН. На шасси смонтированы бункер на 1,5 т цемента, смесительное устройство, дозировочный шнек, емкость для воды на 1 м<sup>3</sup> и насос для перекачки жидкости на давление до 1,0 МПа. На шасси агрегата укладываются 15 секций контейнеров диаметром 98 мм и длиной по 4 м. Все механизмы агрегата имеют привод от двигателя автомобиля.

Метод проведения ремонтных работ с использованием гибких труб заключается в том, что с большого барабана диаметром в несколько метров сматываются трубы и опускаются в скважину через специальное выпрямительное устройство, монтируемое на устье. Гибкие трубы диаметром до 25 мм изготавливаются из специальной гибкой стали и наматываются на барабан, устанавливаемый на трайлере.

На устье скважины устанавливается специальный механизм, принудительно заталкивающий трубы в скважину при одновременном их распрямлении. Скорость спуска и подъема труб 0,5 м/с. Это существенно упрощает спуско-подъемные операции, заменяя их непрерывным наматыванием или разматыванием сплошной гибкой колонны трубы. Спущенные в скважину трубы могут использоваться для закачки жидкостей с малыми расходами, как, например, кислотных растворов, промывки скважины от глинистого раствора, закачки газа или воздуха, промывки песчаных пробок и при гидроразрыве пласта, а также для привода маломощного турбобура. Такие трубы могут спускаться через насосно-компрессорные трубы в фонтанных, газлифтных и нагнетательных скважинах без их подъема. Это особенно важно, если башмак спущенных НК.Т оборудован пакером.

Метод ремонта скважин, основанный на использовании шлангоканата, аналогичен предыдущему, но вместо гибких стальных труб в данном случае используется гибкий шланг со стальной оплеткой, придающий шлангу необходимую прочность на разрыв от действия силы тяжести внутреннего и внешнего давлений. В настоящее время уже созданы конструкции шлангоканата с диаметром до 60 мм с разрывной нагрузкой до 350 кН, рассчитанные на внутреннее рабочее давление до 20 МПа.

Шлангоканат наматывается на барабан лебедки необходимой емкости, причем внутренний его конец имеет внешний вывод, через который возможна прокачка жидкости даже в процессе вращения барабана. Шлангоканат подается к устью и заталкивается в скважину цепным тяговым агрегатом, называемым рольгангом. На спускаемом конце шлангокабеля может быть укреплен гидравлический забойный двигатель-турбобур для разбуривания цементных стаканов, песчаных пробок и других операций. Через шлангоканат прокачивается та или иная технологическая жидкость в зависимости от вида ремонтных работ на скважине, например, кислотный раствор, ПАВ или цементный раствор.

В стальную оплетку шлангоканата может быть вмонтирован один или несколько изолированных токонесущих проводов для передачи электрических сигналов забойным аппаратом или приема от них сигналов на поверхности. Такой шлангоканат становится шлангокабелем, который расширяет возможности его использования при ремонте скважины. Использование шлангокабеля в результате исключения операций по свинчиванию и развинчиванию труб во много раз сокращает время на спуско-подъемные операции, избавляет обслуживающий персонал от тяжелого физического труда и обеспечивает большую безопасность работ по ремонту.

## **15.6. Ликвидация скважин**

Скважины, дальнейшее использование которых признано нецелесообразным, ликвидируются. Причины ликвидации скважины могут быть следующие.

1. Сложная авария и доказанная техническая невозможность ее устранения, а также невозможность использования скважины для других целей, например, для возврата на вышележащий или нижележащий горизонты или использования ее в качестве наблюдательной или нагнетательной.

2. Полное отсутствие нефтенасыщенности вскрытых данной скважиной горизонтов и невозможности ее использования для других целей (углубление, возврат или использование в качестве поглощающей для закачки сточных вод).

3. Полное обводнение законтурной водой и отсутствие в ее разрезе объектов для возврата.

4. Нахождение скважины в районе предполагаемой застройки жилых массивов, сооружения водохранилища или в результате стихийных бедствий (землетрясения, оползни).

Неликвидированные скважины могут быть причиной внутри-пластовых перетоков, загрязнения источников питьевой воды, что с точки зрения охраны недр и окружающей среды недопустимо. Материалы по ликвидации скважин оформляются в соответствии с существующими положениями и согласуются с органами государственного горно-технического надзора. Объем и характер работ по ликвидации скважины зависит от ее назначения, конструкции, крепления и состояния ствола.

Работы по ликвидации скважин, в которые спущены только технические колонны, заключаются в следующем. В интервалах со слабыми нефтяными и газовыми пластами или пластами, оказавшимися в данной скважине непродуктивными, устанавливают цементные мосты. Над кровлей самого верхнего вскрытого пласта цементный мост поднимают на высоту не менее 50 м. Ствол скважины полностью заполняют глинистым раствором, позволяющим создать давление на забой, превышающее пластовое.

Если в разрезе скважины не обнаружены напорные минерализованные или сероводородные воды, допускается вырезка и извлечение технических колонн, при этом в башмаке последней остающейся в скважине колонны устанавливают цементный мост высотой 50 м. Устье ликвидируемой скважины оборудуют репером. В колонну на глубину 2 м опускают обрезок трубы с деревянной пробкой и заливают сверху цементом. Над устьем устанавливают цементную тумбу размером 1 x 1 x 1 м. Иногда ствол скважины заполняют сухой глиной. Работы по ликвидации скважин выполняются бригадой капитального ремонта.