###### Оглавление

1. Введение

2. Технология бурения скважины

2.1. Породоразрушающий инструмент

2.2. Устройство буровой установки

3. Вскрытие и освоение нефтяного пласта

3.1.1. Пулевая перфорация

3.1.2. Торпедная перфорация

3.1.3. Кумулятивная перфорация

3.1.4. Гидропескоструйная перфорация

3.1.5. Сверлящая перфорация

3.2. Освоение нефтяных скважин

3.2.1. Замена в стволе скважины жидкости большой плотности жидкость меньшей плотности

3.2.2. Снижение давления на пласт компрессором

3.2.3. Свабирование

3.2.4. Имплозия

4. Подъем нефти на дневную поверхность

4.1. Фонтанный способ добычи нефти.

4.1.1. Баланс пластовой энергии

4.1.2. Осложнения при работе фонтанной скважины.

4.1.3. Оборудование фонтанной скважины.

4.1.4. Насосно-компрессорные трубы.

4.1.5. Пакеры, якоря

4.1.6. Фонтанная арматура

4.2. Добыча нефти установками штанговых насосов

4.2.1.Привод

4.2.2. Конструкция штангового насоса

4.2.3. Эксплуатация скважин, оборудованных установками штанговых глубинных насосов (УШГН)

4.3.Добыча нефти бесштанговыми скважинными насосами

4.4. Установки электроцентробежных насосов

# 5. Искусственное воздействие на пласт путем закачки воды

# 5.1.Теоретические основы поддержания пластового давления

5.2.Законтурное заводнение

5.3.Внутриконтурное заводнение

5.4.Характеристика закачиваемых в пласт вод

5.5.Технологическое схемы ППД

5.6.Наземные кустовые насосные станции

5.7. Подземные кустовые насосные станции

5.8. Очистка сточных вод

5.9. Конструкция нагнетательных скважин

5.10. Освоение нагнетательных скважин

5.11. Закачка газа в пласт

5.12.Закачка теплоносителей

5.13. Закачка горячей воды

5.14. Закачка пара

5.15.Создание движущегося очага внутрипластового горения

5.16. Закачка углекислоты

5.17. Оборудование для осуществления технологий

5.18.Применение мицеллярных растворов

5.19.Вытеснение нефти растворами полимеров

5.20. Применение углеводородных растворителей

5.21.Применение щелочного заводнения

5.22.Применение поверхностно-активных веществ

6. Ремонт нефтяных скважин.

6.1. Общие сведения о текущем ремонте скважины.

6.2.Технология капитального подземного ремонта скважин.

6.2.1 Обследование и исследование скважин перед капитальным ремонтом.

6.2.2 Технология ремонта эксплуатационной колонны.

6.2.3. Технология изоляционных работ по устранению или ограничению водопритоков.

6.2.4. Изоляция притока подошвенной воды.

6.2.5. Ловильные работы в скважине.

6.2.6. Извлечение упавших труб.

6.2.7. Извлечение установки ЭЦН.

6.2.8. Испытание колонны на герметичность.

6.2.9. Зарезка второго ствола.

6.2.10. Ликвидация скважин.

6.3. Механизмы и оборудование для ремонтных работ.

6.3.1. Стационарные и передвижные грузоподъемные сооружения.

6.3.2. Ловильный инструмент.

7. Сбор и подготовка нефти.

7.1. Групповая замерная установка.

7.2. Установка комплексной подготовки нефти.

8.НГДУ «Чекмагушнефть»

9. Заключение

**1.Введение.**

 После окончания первого курса студенты специальности 09.06.00 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» проходят ознакомительную практику на нефтегазодобывающих предприятиях. Ознакомительная практика является начальным этапом практического обучения студентов. Поскольку к началу прохождения ознакомительной практики не предусматривается изучения специальных дисциплин, входящих в комплекс профессиональных знаний, то основные её задачи можно сформулировать следующим образом.

1. Ознакомление студентов с процессами бурения нефтяных и газовых скважин, добычи нефти и газа и обустройством нефтяного месторождения.
2. Ознакомление с основным оборудованием, применяемом при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин.
3. Ознакомление с основным звеном нефтедобывающей промышленности – нефтяным промыслом и его производственно-хозяйственной деятельностью.
4. Получение определенных практических знаний, способствующих лучшему усвоению теоретического материала в процессе дальнейшего обучения по специальности.
5. Приобретение первого опыта работы общения в производственном коллективе.

**2. Технология бурения скважины**

Технология - это комплекс последовательно выполняемых операций, направленных на достижение определенной цели. Понятно, что осуществить любую технологическую операцию можно только с применением необходимого оборудования. Рассмотрим последовательность выполнения операций при строительстве скважины. Под строительством скважины понимают весь цикл сооружения скважины от начала всех подготовительных операций до демонтажа оборудования.

Подготовительные работы включают в себя планировку площади, установку фундаментов под буровую вышку и другое оборудование, прокладку технологических коммуникаций, электрических и телефонных линий. Объем подготовительных работ определяется рельефом, климатической и географической зоной, экологической обстановкой. Так, в условиях болотистых месторождений Сибири необходимо перед началом бурения сооружать насыпные дамбы (острова), на морских месторождениях - устанавливать платформы.

Монтаж - размещение на подготовительной площадке оборудования буровой установки и его обвязка. В настоящее время в нефтяной промышленности широко практикуется блочный монтаж - строительство крупными блоками, собранными на заводах и доставленными к месту монтажа. Это упрощает и ускоряет монтаж. Монтаж каждого узла заканчивается опробованием его в рабочем режиме.

Бурение скважины - постепенное углубление в толщу земной поверхности до нефтяного пласта с укреплением стенок скважин.

Строительство скважины выполняется по заранее составленному проекту и геолого-техническому наряду документам, которыми следует руководствоваться при строительстве и бурении скважины.

Бурение скважины начинается с закладки шурфа глубиной 2..4 м, в который опускают долото, привинченное к квадрату, подвешенному на талевой системе вышки. Бурение начинают, сообщая вращательное движение квадрату, а, следовательно, и долоту с помощью ротора.По мере углубления в породу, долото вместе с квадратом опускается с помощью лебедки. Выбуренная порода выносится промывочной жидкостью, подаваемой насосом к долоту через вертлюг и полый квадрат.

После того как произойдет углубление скважины на длину квадрата, его поднимают из скважины и между ним и долотом устанавливают бурильную трубу.

В процессе углубления возможно разрушение стенок скважин, поэтому их необходимо черезопределенные интервалы укреплять (обсаживать). Это делают с помощью специально спускаемых обсадных труб, а конструкция скважины приобретает ступенчатый вид. Вверху бурение ведется долотом большого диаметра, затем меньше и т.д.

Количество ступеней определяется глубиной скважины и характеристикой пород. Под конструкцией скважины понимают систему обсадных труб различного диаметра, спускаемых в скважину на различную глубину. Для разных районов конструкции нефтяных скважин различны и определяются следующими требованиями.

- противодействие силам горного давления, стремящимся разрушить скважину;

- сохранение заданного диаметра ствола на всей его протяженности;

- изоляция встречающихся в разрезе скважины горизонтов, содержащих разнородные по химическому составу агенты и исключение их смешивания;

- возможность спуска и эксплуатации различного оборудования;

- возможность длительного контакта с химически агрессивными средами и противодействие высоким давлениям и температурам.

Часть скважины, примыкающая непосредственно к нефтяному пласту, оборудуется фильтром, через него происходитпереток нефти из пласта в скважину.

Фильтр - это перфорированная по толщине пласта труба, являющаяся продолжением эксплуатационной колонны, или опускаемая в скважину отдельно. Если пласт сложен прочными породами, фильтр может не устанавливаться.

На месторождениях сооружаются газовые, нагнетательные, пьезометрические скважины, конструкции которых аналогичны нефтяной.

Отдельные элементы конструкции скважины имеют следующее назначение: Направление предотвращает размыв верхних рыхлых пород буровым раствором при забуривании скважины. Кондуктор обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, используемых для питьевого; водоснабжения. Промежуточная колонна спускается для изоляции зон поглощения, перекрытия продуктивных горизонтов с аномальными давлениями. Иногда для изоляции участка ствола в глубоких скважинах спускают часть, колонны - хвостовик. Эксплуатационная колонна обеспечивает изоляцию всех, пластов, встречающихся в разрезе месторождения, спускоборудования и эксплуатацию скважины.

 В зависимости от числа обсадных колонн конструкция скважины может быть одноколонной, двухколонной и т.д.

Забой скважины, ее фильтр, является основным элементом колонны, так как непосредственно обеспечивает связь с нефтяным пластом, дренирование пластовой жидкости в заданных пределах, воздействие на пласт с целью интенсификации и регулирования его работы.

Конструкции забоев определяются характеристикой породы. Так в механически устойчивых породах (песчаниках) может выполняться открытый забой. Он обеспечивает полную связь с пластом и принимается за эталон, а показатель эффективности связи - коэффициент гидродинамического совершенства, принимается за единицу. Недостатком такой конструкции является невозможность избирательного вскрытия отдельных пропластков, если они есть, поэтому открытые забои получили ограниченное применение.

Известны конструкции забоев с отдельно спускаемыми, заранее изготовленными фильтрами в полностью вскрытый не обсаженный пласт. Кольцевое пространство между низом обсадной колонны и верхней частью фильтра герметизируется. Отверстия в фильтре выполняются круглыми или щелевидными - ширина 0,8...1,5 мм, длина 50...80 мм. Иногда спускаются фильтры в виде двух труб, полость между которыми заполнена отсортированным гравием. Такие фильтры можно менять по мере их загрязнения.

Наибольшее применение получили фильтры, образованные в перекрывшей нефтяной пласт и зацементированной эксплуатационной колонне. Они упрощают технологию вскрытия, позволяют надежно изолировать отдельные пропластки и воздействовать на них, но эти фильтры имеют и ряд недостатков.

**2.1. Породоразрушающий инструмент**

## Толща земной поверхности сложена породами разной твердости. В верхней части - песок, глина, глубже - песчаники известняки, затем - граниты, кварциты.

Это следует учитывать при выборе конструкции породоразрушающего инструмента - долота, являющегося первичным звеном в большой технологической цепи процесса бурения.

От долота-зубила, которые применялись при ударном бурении, нефтяники ушли, хотя и эти долота, и метод ударного бурения продолжают применяться для вскрытия неглубоких, преимущественно водяных скважин. Правда, в новом, механизированном варианте.

РХ ("рыбий хвост"), или двухлопастные долота, применяют для проходки мягких пород - вязких глин, рыхлых песчаников, мягких известняков, мергелей; трехлопастные долота - для мягких, но не вязких пород; шарошечные долота - для пород с различными механическими свойствами.

Поскольку шарошечные, долота получили преимущественное применение, рассмотрим конструкцию шарошечного долота.

Оно состоит из корпуса, к которому привариваются три лапы, являющиеся опорными конструкциями для шарошек.

Последние по форме напоминают конические шестерни с несколькими рядами зубьев. Шарошки-шестерни укреплены на оси лапы и вращаются в роликовых и шариковых подшипниках. В корпусе выполнены отверстия для подачи промывочной жидкости.

При вращении долота шарошки перекрываются по породке, откалывая от нее кусочек за кусочком. Интенсивность разрушения будет зависеть от скорости вращения долота, от усилия, с которым долото будет давить на породу, и от скорости очистки от выбуренной породы.

Долговечность работы долота влияет напрямую на время сооружения скважины. Поэтому ведутся работы по повышению износостойкости режущей части долот - путем наплавки твердых и сверхтвердых материалов - карбида вольфрама, алмаза. Алмазные долота позволяют увеличить проходку в твердых породах до 250...300 м и, таким образом, одним долотом заменить 15...20 обычных шарошечных.

**2.2. Устройство буровой установки**

Ранее мы отметили, что бурение скважины есть процесс разрушения породы в заданном пространственном интервале, имеющем целью образования в земной поверхности скважины.

Однако этот результат может быть достигнут посредством вовлечения в процесс специального оборудования, функционально объединенного одной задачей и технологически составляющего единый комплекс - буровая установка.

Современную буровую установку составляет следующее оборудование.

Вышка является грузоподъемным сооружением, для чего снабжается специальной полиспастной (талевой) системой. В нее входят: кронблок, талевый блок, крюк и металлический канат. Кронблок и талевый блок - система не перемещающихся и перемещающихся шкивов, через которые переброшен канат. Один конец каната закреплен неподвижно (мертвый конец), второй - укрепляется на барабане лебедки.

Работа талевой системы основана на известном правиле механики'. при подъеме груза с помощью блока выигрыш в силе равен проигрышу в расстоянии. Нас в данном случае интересует выигрыш в силе, поскольку непосредственный подъем груза значительной массы требует больших затрат мощности. К талевому блоку крепится крюк, на который подвешивается груз, спускаемый в скважину или поднимаемый из нее. В большинстве случаев - это колоннабурильных труб, к самому низу которой крепится долото.

Лебедка - механизм, предназначенный для намотки свободного (ходового) конца талевого каната, и осуществления за счет этого спускоподъемных операций. Главным узлом лебедки является барабан, вращательное движение которому сообщает специальный привод. Скорость вращения барабана регулируется пневматическим или ручным тормозом.

 Ротор - механизм, осуществляющий вращение труб при бурении скважин, а также их свинчивание и развинчивание. Состоит из корпуса, в котором на подшипниках установлен вращающийся стол. Стол имеет отверстие квадратной формы, в которое вставляется первая труба бурильной колонны и имеющая квадратное сечение. Такая конструкция трубы и стола обеспечивает их надежный контакт. Вращение стола осуществляется через коническую пару шестерен, одна из которых связана с карданным валом привода, вторая - со столом,

Насос - гидравлическая машина, осуществляющая подачу жидкости (ее называют промывочной) в скважину в процессе бурения. При этом достигаются следующие цели: напор струи жидкости воздействует на породу в области долота, что способствует ее разрушению; выбуренная порода захватывается струей жидкости и выносится на поверхность. В качестве промывочной жидкости используется вода с различными присадками и глинистый раствор.

Насос состоит из двух узлов - гидравлического и механического. Гидравлический узел включает в себя два (или три) цилиндра, в которых совершают возвратно-поступательное движение поршни. Клапаны, установленные в цилиндрах, обеспечивают поочередный впуск и выброс жидкости, а воздушный колпак сглаживает пульсирующий характер подачи жидкости.

Перемещение поршней обеспечивает механический узел, представляющий собой редуктор с кривошипно-шатунным механизмом. Последний преобразовывает вращательное движение в возвратно-поступательное движение поршней. Механический узел включает в себя шкив, кривошип (коленвал), шатун, крейцкопф. Крейцкопф обеспечивает передачу усилий от шатуна к штоку поршня строго по оси поршня.

Насос в целях безопасности, обязательно должен быть укомплектован ' предохранительным клапаном, который монтируется на нагнетательном трубопроводе и предотвращает создание в насосе и в трубопроводе давления выше критического.

Вертлюг - узел, обеспечивающий подачу промывочной жидкости к буровому долоту через колонну бурильных труб в процессе ее вращения. Для этой цели вертлюг выполнен из двух частей - неподвижной и подвижной. Неподвижная часть соединена с помощью бурового шланга со стояком, по которому подается промывочная жидкость, а подвижная - через квадрат с вращающейся бурильной колонной.

Система очистки промывочной жидкости предназначена для очистки выходящей из скважины промывочной жидкости, несущей частицы выбуренной породы и других примесей и подготовки жидкости для повторного использования. Система укомплектовывается специальными ситами для очистки жидкости от выбуренной породы, дегазаторами для отделения газа, емкостью для сбора очищенной жидкости.

Механический ключ обеспечивает свинчивание и развинчивание труб, составляющих бурильную колонну.

**3. Вскрытие и освоение нефтяного пласта**

Бурение скважины заканчивается вскрытием нефтяного пласта, т.е. сообщением нефтяного пласта со скважиной. Этот этап является весьма ответственным по следующим причинам. Нефтегазовая смесь в пласте находится под большим давлением, величина которого может быть заранее неизвестной. При давлении, превышающем давление столба жидкости, заполняющей скважину, может произойти выброс жидкости из ствола скважины и возникнет открытое фонтанирование;

- попадание промывочной жидкости (в большинстве случаев это глинистый раствор) в нефтяной пласт забивает его каналы, ухудшая приток нефти в скважину.

Избежать фонтанных выбросов можно, предусмотрев установку на устье специальных устройств, перекрывающих ствол скважины - превенторов, или, применив промывочную жидкость высокой плотности.

Предотвращение проникновения раствора в нефтяной пласт добиваются путем введения в раствор различных: компонентов, по свойствам близким к пластовой жидкости, например, эмульсий на нефтяной основе.

Поскольку после вскрытия нефтяного пласта бурением в скважину спускают обсадную колонну и цементируют ее, тем самым перекрывая и нефтяной пласт, возникает необходимость в повторном вскрытии пласта. Этого достигают посредством прострела колонныв интервале пласта специальными перфораторами, имеющими заряды на пороховой основе. Они спускаются в скважину на кабель-канате геофизической службой.

В настоящее время освоены и применяют несколько методов перфорации скважин.

**3.1.1. Пулевая перфорация**

# Пулевая перфорация скважин заключается. в спуске в скважину на кабель-канате специальных устройств - перфораторов, в корпус которых встроены пороховые заряды с пулями. Получая электрический импульс с поверхности, заряды взрываются, сообщая пулям высокую скорость и большую пробивную силу. Она вызывает разрушение металла колонны и цементного кольца. Количество отверстий в колонне и **их** расположение по толщине пласта заранее рассчитывается, поэтому иногда спускают гирлянду перфораторов. Давление горящих газов в стволе-каморе может достигать 0.6...0.8 тыс. МПа, что обеспечивает получение перфорационных отверстий диаметром до 20мм и длиной 145...350мм**.**

Пули изготавливаются из легированной стали и для уменьшения трения при движении по каморе покрываются медью или свинцом. Применяют перфораторы типов ПБ-2, ПВН-90.

**3.1.2. Торпедная перфорация**

Торпедная перфорация по принципу осуществления аналогична пулевой, только увеличен вес заряда***.*** с 4...5 г. до 27 г. и в перфораторе применены горизонтальные стволы. Диаметр отверстий - 22мм**,** глубина - 100...160мм**,** на 1 м толщины пласта выполняется до четырех отверстий.

**3.1.3. Кумулятивная перфорация**

Кумулятивная перфорация - образование отверстий за счет направленного движения струи раскаленных вырывающихся из перфоратора со скоростью 6...8 км/с с давлением 0,15...0,3 млн.МПа. При этом образуется канал глубиной до 350 мм и диаметром 8...14 мм. Максимальная толщина пласта, вскрываемая кумулятивным перфоратором за спуск до 30 м, торпедным - до 1 м, пулевым до 2,5 м. Количество порохового заряда - до 50 г.

**3.1.4. Гидропескоструйная перфорация**

Гидропескоструйная перфорация - образование отверстий в колонне за счет абразивного воздействия песчано-жидкостной смеси, вырывающейся со скоростью до 300 м/с из калиброванных сопел с давлением 15...30 МПа.

 Разработанный во ВНИИ и освоенный серийно под шифром АП-6М, пескоструйный аппарат хорошо зарекомендовал себя: глубина получаемыхим каналов грушевидной формы может достигать 1,5 м.

**3.1.5. Сверлящая перфорация**

Сверлящий перфоратор - устройство для образования фильтра посредством сверления отверстий. Для этой цели применяют разработанный во ВНИИГИСе (г.Октябрьский) сверлящий керноотборник, электропривод которого связан с алмазным сверлом. Максимальное радиальное составляет 60 мм, что обеспечивает по результатам практики прохождения обсадной колонны, вход в пласт на глубину не более 20 мм.

 Перфорация получила название «щадящей», так как исключает повреждение колонны и цементного кольца, которые неминуемы при взрывных методах. Сверлящая перфорация обладает высокой точностью образования фильтра в требуемом интервале.

 **3.2. Освоение нефтяных скважин**

Освоением нефтяных скважин называется комплекс работ, проводимых после бурения, с целью вызова притока нефти из пласта в скважину.

 Дело в том, что в процессе вскрытия, как говорилось ранее, возможно попадание в пласт бурового раствора, воды, что засоряет поры пласта, оттесняет от скважины нефть.

 Поэтому не всегда возможен самопроизвольный приток нефти в скважину. В таких случаях прибегают к искусственному вызову притока, заключающемуся в проведении специальных работ.

 **3.2.1. Замена в стволе скважины жидкости большой плотности жидкость меньшей плотности**

 Такой метод широко применяется и основан на известном факте: столб жидкости, имеющей большую плотность, оказывает на пласт большее противодавление. Стремление снизить противодавление за счет вытеснения из ствола скважины, например, глинистого раствора плотностью Qг = 2000 кг/куб.м пресной водой плотностью Qb = 1000 кг/куб.м ведет к уменьшению противодавления на пласт вдвое.

Способ прост, экономичен и эффективен при слабой засоренности пласта.

**3.2.2. Снижение давления на пласт компрессором**

 Если замещение раствора водой не приносит результатов, прибегают к дальнейшему уменьшению плотности: в ствол подают сжатый компрессором воздух. При этом удается оттеснить столб жидкости до башмака насосно-компрессорных труб, уменьшив таким образом противодавление на пласт до значительных величин.

 В некоторых случаях может оказаться эффективным метод периодической подачи воздуха компрессором и жидкости насосным агрегатом, создавая последовательные воздушные порции. Количество таких порций газа может быть несколько, и они, расширяясь, выбрасывают жидкость из ствола.

 С целью повышения эффективности вытеснения по длине колонны насосно-компрессорных труб устанавливают пусковые клапана-отверстия, через которые сжатый воздух поступает внутрь НКТ сразу же при входе в скважину и начинает «работать» т.е. поднимать жидкость и в затрубном пространстве, и в НКТ.

 **3.2.3. Свабирование**

 Метод заключается в спуске в НКТ специального поршня-сваба, снабженного обратным клапаном (рис 2.15.). Перемещаясь вниз, поршень пропускает через себя жидкость, при подъеме вверх – клапан закрывается, и весь столб жидкости, оказавшийся над ним, вынужден подниматься вместе с поршнем, а затем и выбрасываться из скважины. Поскольку столб поднимаемой жидкости может быть большим (до 1000 м), снижение давления на пласт может оказаться значительным. Так, если скважина до устья заполнена жидкостью, а сваб может быть спущен на глубину 1000 м, то уменьшение давления произойдет на величину уменьшения столба жидкости в затрубном пространстве, откуда часть жидкости перетечет из НКТ.

 Процесс свабирования может быть повторен многократно, что позволяет снизить давление на пласт на очень большую величину.

**3.2.4. Имплозия**

Если в скважину опустить сосуд, заполненный воздухом под давлением, затем мгновенно сообщить этот сосуд со стволом скважины, то освободившийся воздух будет перемещаться из зоны высокого давления в зону низкого, увлекая за собой жидкость и создавая таким образом пониженное давление на пласт.

Подобный эффект может быть вызван, если в скважину спустить предварительно опорожненные от жидкости насосно-компрессорные труды и мгновенно перепустить в них скважинную жидкость. При этом противодавление на пласт уменьшится и увеличится приток жидкости из пласта.

Вызов притока сопровождается выносом из пласта принесенных туда механических примесей, т.е. очисткой пласта.

**4. Подъем нефти на дневную поверхность**

Подъем нефти на дневную поверхность получил название «добыча нефти», по аналогии с известными «добыча угля», «добыча руды». Однако, кроме названия, они существенно отличаются по технологии процесса извлечения.

Разделяют два вида осуществления этого процесса – фонтанный и механизированный. При фонтанном способе нефть поднимается на поверхность за счет внутренней энергии пласта, при механическом способе – прибегают к принудительному способу подъема с помощью различных устройств, спускаемых в скважину.

Фонтанный способ добычи экономичен и существует в первоначальный период разработки месторождения, пока запасы пластовой энергии достаточно велики. Затем на смену ему приходят механизированные способы. В зависимости от применяемых методов механизированные способы подразделяют на компрессорный и насосный. Последний включает в себя добычу нефти с помощью штанговых и бесштанговых насосов.

Рассмотрим способы добычи нефти, получившие в настоящие время применение.

**4.1. Фонтанный способ добычи нефти.**

**4.1.1. Баланс пластовой энергии**

Когда давление, под которым находится нефть в пласте, достаточно велико, нефть самопроизвольно поднимается на поверхность по стволу скважины. Таким способ подъема нефти получил название фонтанного.

На что же расходуется пластовок давление и какова должна быть его величина, чтобы обеспечить фонтанирование? Во-первых, необходимо преодолеть противодавление заполненного жидкостью ствола скважины – гидростатическое давление Ргст. Во-вторых, надо компенсировать потери, возникающие при движении жидкости в колонне обсадных труб и насосно-компрессорных труб – гидравлические потери Ргид. В-третьих, необходимо обеспечить транспортировку жидкости от устья скважины до сборного пункта – Ртр. Кроме того устье скважины может оказаться выше или ниже сборного пункта и когда необходима энергия на преодоление геометрической разницы высот – Рт. Надо также учесть, что при движении жидкости из зоны повышенного давления (пласт) в зону пониженного давления (скважина) из нее выделяется газ, который, расширяясь, помогает подъему. Обозначив это влияние газа через Ргаз, получим условие фонтанирования:

Рпл = Ргст + Ргид + Ртр - Ргаз + Рг  (4.1)

Подробно теория фонтанирования разработана академиком А.П.Крыловым.

При проектировании режима работы фонтанной скважины надо иметь ввиду следующее.

Приток жидкости из пласта тем больше, чем меньше будет давление на забое – Рзаб. В то же время пропускная способность подъемника будет тем выше, чем больше будет давление на забое. В процессе работы пласта и подъемника установится равновесие системы – «пласт-подъемник».

Приток жидкости из пласта описывается формулой.

### qn = K(Pпл - Рзаб)n (4.2)

Где К – коэффициент продуктивности, куб.м./сут.Мпа; Рпл-пластовое давление, Мпа; Рзаб – забойное давление, Мпа.

Пропускная способность подъемника определяется по формуле (4.5), поэтому необходимо стремиться к соблюдению условия

qn = qmax

Если НКТ спущены до забоя, то Рзаб в формуле (4.2) есть забойное давление. Если НКТ выше забоя, так что глубина скважины Н больше глубины спуска НКТ L: (LH), то:

### Рзаб – Рбаш + (H – L)\* p\*q (4.3)

#### В этом случае формула (4.2) примет вид

qn = K[Pпл – Рбаш - (H – L)\* p\*q]n (4.4)

где Рбаш – давление на входе в лифт; р-плотность жидкости.

При глубине подвести лифта L его диаметр d определится из формулы

 (4.5)

При заданном диаметре лифта глубина его спуска составит:

 (4.6)

где Ру-давление на устье скважины.

**4.1.2. Осложнения при работе фонтанной скважины.**

Отложения парафина

Часто встречающимся осложнением при работе фонтанных скважин является выпадение из нефти парафина, солей, вынос песка, прорывы газа.

По содержанию парафина нефти принято делить на три класса:

1 – беспарафинистая (содержит менее 1% парафина по массе); 2 – слабопарафинистая (содержит 1-2% парафина по массе); 3 – парафинистая (содержит более 2% парафина по массе).

Безводная девонская нефть Туймазинского нефтяного месторождения, например, содержит от 3,7 до 5,5% парафина: пласт Д1 – 5%, пласт Дп – 6 %, турнейский - 1,9%, угленосный – 3,7%. Месторождения Мангышлака содержат 15-20% парафина (Узень и Жетыбай).

Добыча нефти при наличии в ней парафина осложняется выпадением парафиновых отложнений в трубах, затрубном пространстве, в выкидных линиях, в резервуарах.

Парафиновые отложения состоит из парафина, нефти, смолистых компонентов нефти, а также воды, твердых частиц, глины и песка.

Парафиновые отложения нарушают нормальную работу скважин: их приходится останавливать на ремонт, что приводит к потере добычи нефти.

В условиях Башкирии затраты на депарафинизацию промыслового оборудования составляют около 10% от себестоимости добываемой нефти.

Начало отложения парафина отмечается на глубине 800-900 м. Наибольшие отложения наблюдаются примерно на глубине 100-200 м.

Фонтанный лифт диаметром 73 мм при дебите скважины 75 т/сут. полностью запарафинивается примерно за пять суток. За это время в лифте скапливается более 1000 кг парафина. Средний дебит скважины при этом снижается до 50 т/сут.

Рассмотрим некоторые факторы, влияющие на выпадение парафина из нефти.

В пластовых условиях парафин обычно находится в растворенном состоянии. При снижении давления и температуры нарушается первоначальное физико-химическое равновесие. В результате начинает выделяться из раствора парафин в виде мельчайших кристаллов, которые сначала находятся в нефти во взвешенном состоянии, а впоследствии осаждаются на твердых поверхностях оборудования.

Выпадению парафина способствует снижение температуры в лифте. Температура начала кристаллизации парафина для месторождений Татарии и Башкирии находится в пределах 15…35 градусов С.

Снижение температуры в лифтовых трубах происходит в связи с выделением газа из нефти, которое обусловлено в свою очередь снижением давления по мере перемещения частиц газа в нефти от забоя скважины к устью, а также при снижении устьевого давления.

Опишем метод борьбы с парафином, в основу которого положено свойство парафина прилипать только к шероховатым поверхностям. Ученые С.Ф.Люшин и В.А.Рассказов установили, что на гладких поверхностях отложение парафина не наблюдается. Группой ученых объединения «Башнефть» и НГДУ «Туймазанефть», институтов «УралНИТИ» и «ОФ ВНИИКанефтегаз» были разработаны рецептуры материалов и созданы установки для их нанесения на внутреннюю поверхность насосно-компрессорных труб.

Были испытаны поверхности, выполненные из стекла, эмали, эпоксидной смелы. Свойство покрытий различны: стекло температуростойко, кислотоупорно, но хрупко. Вследствие больших нагрузок, действующих на насосно-компрессорные трубы в скважине и разных величин деформаций металла и стекла, стекло отделяется от труб, осыпается, образуя стеклянные пробки.

Эмаль более прочна, чем стекло, стойка к агрессивным жидкостям, но также разрушается при механическом воздействии.

Следует сказать, что процесс нанесения стекла и эмали требует нагрева трубы до 700оС и выше, что вызывает изменения в структуре металла и ведет к снижению прочности.

Эпоксидная смола является упругим материалом, наносится при температуре +100оС, процесс нанесения может быть осуществлен в условиях промысловых мастерских. При высоком качестве подготовки поверхности и соответствующем подборе материалов покрытие долговечно и надежно, противостоит парафинообразованию.

Следует упомянуть и метод борьбы с парафином, заключающийся в периодическом соскабливании его с поверхности НКТ. Для этой цели была создана целая система, состоящая из скребков переменного сечения, опускаемых в НКТ на проволоке специальной лебедкой, программного реле времени и концевых выключателей.

Конструктивно скребки были выполнены так, что при движении вниз они уменьшали свой диаметр, что обеспечивало им свободной проход даже при наличии на стенках труб отложений парафина. При подъеме же они увеличивали диаметр и срезали парафин.

Скребки в некоторых нефтяных районах применяются и в настоящее время.

Очистка устьевой арматуры, а также труб от парафина производится депарафинизационным передвижным агрегатом, представляющим собой автомобиль, на котором установлен нагреватель.

В нагревателе монтируется труба, через которую прокачивается жидкость. Здесь она нагревается до определенной температуры и направляется в скважину. Агрегат может быть подключен на «циркуляцию», т.е. выходящая из скважины жидкость направляется в печь, подогревается до 100оС и возвращается в затрубное пространство скважины. В процессе циркуляции производится очистка ствола скважины и НКТ.

**4.1.3. Оборудование фонтанной скважины.**

Наиболее простым способом подъема жидкости из фонтанной скважины является использование для этой цели эксплуатационной колонны. При этом возможно возникновение осложнений: а) эрозия колонны за счет воздействия движущейся жидкости и содержащихся в ней компонентов; б) нерациональное использование пластовой энергии вследствие значительного диаметра колонны; в) возникновение осложнений за счет выделяющихся из жидкости компонентов – солей, парафина, мехпримесей.

Восстанавливать поврежденную колонну и устранять осложнения трудоемко и не всегда эффективно. Надо также иметь ввиду, что эксплуатационная колонна является в скважинах, как правило, и обсадной колонной и призвана надежно защищать скважину от разрушения и проникновения в нее посторонних агентов в течение всей жизни месторождения.

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

Подземное оборудование включает в себя насосно-компрессорные трубы (НКТ), якорь, пакер, клапаны, муфты – все устройства и приспособления, работающие в скважине и находящиеся ниже фланца обсадной колонны.

К наземному оборудованию относится устьевая арматура, рабочие манифольды, штуцеры, клапаны, задвижки – все оборудование, работающие на поверхности.

Рассмотрим назначение и конструкционные особенности оборудования, соответствующие требованиям технологического процесса.

**4.1.4. Насосно-компрессорные трубы.**

Насосно-компрессорные трубы в нефтяных скважинах выполняют следующие основные функции: а) являются каналом для подъема добываемой жидкости; б) служат для подвески глубинного оборудования; в) являются каналом для проведения различных технологических операций; г) являются инструментом для воздействия на забой и призабойную зону.

В зависимости от назначения и условия их применения НКТ называют: а) фонтанными (или лифтовыми) – при применении в фонтанных скважинах для подъема жидкости; б) насосными при эксплуатации в насосных скважинах; в) компрессорными при применении в компрессорных скважинах.

Насосно-компрессорные трубы по конструкции подразделяются на: а) гладкие; б) с высаженными наружу концами.

Гладкие НКТ имеют одинаковый внутренний диаметр по всей длине. Они не равнопрочны: прочность их в резьбовой части составляет 80-85% прочности тела трубы. НКТ с высаженными наружу концами – равнопрочны: прочность их в резьбовой части равна прочности в любом сечении трубы.

ГОСТ 633-80 регламентирует выпуск бесшовных (цельнотянутых) НКТ следующих условных (наружных) диаметров, мм: гладкие – 48, 60, 73, 83, 102, 114 и с высаженными наружу концами – 33, 42, 48, 60, 73, 89, 102, 114. Толщина стенок от 4 до 7 мм, длина трубы от 5,5 до 10 м (в среднем 8 м). НКТ выпускаются из стали группы прочности Д, К,Е,Л,М. Конструкция резьбового соединения специальная.

Резьба в НКТ – коническая. Преимущества таких резьб: а) возможность обеспечить герметичность без уплотняющих средств; б) возможность ликвидации в резьбе зазоров; в) более равномерное распределение нагрузки; г) сокращение времени на сборку – разборку.

**4.1.5. Пакеры, якоря**

Пакеры – устройства, предназначенные для разобщения отдельных участков скважины, например, призабойной зоны от остальной части. При этом они выполняют следующие функции:

* защищают обсадную колонну от воздействия пластового давления;
* препятствуют контакту с ней агрессивных пластовых жидкостей и газов;
* способствуют давлению газа только в НКТ, увеличивая их коэффициент полезного действия;
* создают возможность раздельной разработки отдельных пластов и пропластков;
* позволяют осуществлять направленное устьевое воздействие на отдельные пропластки и пласты при технологических операциях.

Процесс разобщения производится механическим, гидравлическим и гидромеханическим воздействием на резиновый пакерующий элемент, увеличивающий при этом диаметральный габарит. В зависимости от вида воздействия на разобщающий элемент получили применение пакеры механического («М») или гидравлического («ГМ») действия.

 Пакер работает так. После спуска на заданную глубину на насосно-компрессорных трубах в последние бросают шарик, который устанавливается в седле. Закачкой жидкости в НКТ в пакере создают давление, которые передается через канал «А» под поршнем и вызывает его перемещение. Поршень толкает плашкодержатель с усилием, обеспечивающим срезание удерживающего винта 10. Продолжая движение вверх, он надвигает плашки на корпус и приживает их к эксплуатационной колонне.

Расжатие манжет производится за счет массы труб, воздействующих на упор.

При дальнейшем увеличении давления (до 21 МПа) срезается винт, удерживающий седло с шариком, и они выпадают из корпуса, освобождая проходное сечение пакера.

Подъем пакера осуществляется после снятия осевой нагрузки и перемещения вверх ствола, конуса, упора. Это способствует возвращению в первоначальное положение плашек и манжет.

Якорь предназначен обеспечить дополнительную силу для надежного удержания пакера в заданном интервале. Для этого якорь соединяется в один блок с пакером и спускаются в скважину одновременно. Удерживающими элементами в якоре являются плашки, срабатывающими от давления, создаваемого в колонне НКТ и передаваемого через канал под поршень. Принцип его работы аналогичен работе пакера. При снятии давления и подъеме НКТ плашки возвращаются на свое место, освобождая якорь.

Якорь может быть конструктивно совмещен с пакером и тогда в шифр пакера вводится буквы «я» (например, ПД-ЯГМ).

**4.1.6. Фонтанная арматура**

Фонтанная арматура относится к оборудованию скважин, которое призвано выполнять следующие функции: а) герметизация кольцевого пространства между обсадной колонной и подъемными трубами; б) направление движения газожидкостной смеси; в) подвески глубинного оборудования; г) создание противодавления на устье; д) проведение исследований, освоения и других технологических операций.

Арматура состоит из ряда конструктивных элементов. Трубная головка служит для подвески фонтанных труб, герметизации устья, проведения различных технологических операций. Включает в себя колонный фланец, крестовик трубной головки, тройник трубной головки, переводную катушку. Фонтанная елка служит для направления и регулирования продукции скважины. Включает в себя центральную задвижку, крестовик елки (в тройниковой арматуре тройки), буферную задвижку, буферный патрубок, штуцер.

Назначение каждого из элементов арматуры: колонный фланец – для присоединения арматуры к обсадной колонне и герметизации затрубного пространства; крестовик трубной головки – для сообщения с затрубным пространством скважины; тройник трубной головки – для подвески первого ряда труб и сообщения с ним; переводная катушка – для подвески второго ряда труб и сообщения с ним; центральная задвижка – для закрытия скважины; крестовик елки служит для направления продукции скважины в трубопровод; буферная задвижка – для спуска глубинных приборов в скважину; буферный патрубок – для помещения приборов перед спуском в скважину и уменьшения колебаний давления в арматуре (там скапливается газ) ; штуцер – для регулирования дебита скважины; рабочий монифольд – часть арматуры между штуцерами и общей выкидной линией, предназначенная для соединения двух выкидов в один; вспомогательный монифольд – лилия, соединяющая затрубное пространство или насосно-компрессорные трубы и служит для подачи в скважину воздуха, газа и других агентов при технологических операциях.

Конструкция основных элементов арматуры. Основное требование, предъявляемое в арматуре, это ее абсолютная герметичность при высокой прочности деталей, их быстросборности и взаимозаменяемости.

Запорные устройства. Применяются три типа запорных устройств: прямоточные задвижки, краны, угловые вентили.

Штуцер или дроссель, предназначен для поддержания заданного режима работы скважин.

Колонные головки предназначены для герметизации пространства между спущенными в скважину обсадными трубами. В зависимости от конструкции скважины применяют различные типы колонных головок.

**4.2. Добыча нефти установками штанговых насосов**

Принудительный подъем нефти из скважин с помощью насосов является наиболее продолжительным в жизни месторождения.

Одним из разновидностей этого способа является добыча нефти установками штанговых глубинных насосов (УШГН).

УШГН представляет собой поршневой насос одинарного действия, шток которого связан колонной штанг с наземным приводом – станком-качалкой. Последний включает в себя кривошипно-шатунный механизм, преобразующий вращательное движение первичного двигателя в возвратно-поступательное движение и сообщает его колонне штанг и плунжеру насоса.

Осуществление способа производится с помощью установки, схема которой приведена. Подземное оборудование составляют: насосно-компрессорные трубы, насос, штанги, устройства для борьбы с осложнениями.

К наземному оборудованию относится привод (станок-качалка), устьевая арматура, рабочий монифольд.

Установка работает следующим образом. При ходе плунжера вверх в цилиндре насоса снижается давление и нижний (всасывающий) клапан поднимается, открывая доступ жидкости (процесс всасывания). Одновременно столб жидкости, находящийся над плунжером, прижимает к седлу верхний (нагнетательный) клапан, поднимается вверх и выбрасывается из НКТ в рабочий монифольд (процесс нагнетания).

При ходе плунжера вниз верхний клапан открывается нижний клапан давлением жидкости закрывается, а жидкость находящаяся в цилиндре, перетекает через полый плунжер в НКТ.

Рассмотрим устройство и работу отдельных узлов УШГН.

**4.2.1.Привод**

Приводы классифицируются: а) по роду используемой энергии – на механические, гидравлические, пневматические; б) по числу обслуживаемых скважин – на индивидуальные и групповые; в) по типу первичного двигателя – на электрические и тепловые.

Станок-качалка является индивидуальным приводом штангового глубинного насоса, спускаемого в скважину и связанного с приводом гибкой механической связью – колонной штанг.

В конструктивном отношении станок-качалка представляет собой четырехзвенный механизм, преобразующий вращательное движение первичного двигателя в возвратно-поступательное движение колонны штанг.

Устройство серийного станка-качалки по ГОСТу 5866-76 описывается следующим образом.

Крутящий момент от электродвигателя через клиноременную передачу передается на ведущий вал редуктора, а затем и на ведомый вал. На последнем укрепляется кривошип с противовесами. Кривошип с помощью шатунов и траверсы связан с балансиром, качающимся на опоре, укрепленной на стойке. Балансир со стороны переднего плеча снабжен откидной головкой, на которой монтируется канатная подвеска.

Станок-качалка (СК) состоит из ряда самостоятельных узлов.

**Рама** предназначена для установки на ней всего оборудования СК и выполняется из профильного проката в виде двух полозьев, соединенных поперечниками, и имеет специальную подставку под редуктор. В раме имеются отверстия для крепления к фундаменту.

**Стойка** является опорой для балансира и выполняется из профильного проката в виде четырехгранной пирамиды. Ноги стойки связаны между собой поперечинами. Снизу стойка крепится к раме сваркой или болтами, сверху несет плиту для крепления оси балансира с помощью двух скоб.

**Балансир** предназначен для передачи возвратнопоступательного движения колонне штанг. Выполняется из профильного проката двутаврового сечения и имеет однобалочную или двухбалочную конструкцию. Со стороны скважины балансир заканчивается поворотной головкой.

**Опора балансира** - ось, оба конца которой установлены в сферических роликоподшипниках, расположенных в чугунных корпусах. К средней части оси, имеющей квадратное сечение, приварена планка, через которую опора балансира с помощью болтов соединяется с балансиром.

**Траверса** выполняет роль связующего звена между кривошипно-шатунным механизмом и балансиром и конструктивно выполняется в виде прямолинейной балки из профильного проката. Крепление к балансиру шарнирное при помощи сферического роликоподшипника.

**Шатун** - трубная заготовка со специальными головками по концам; с помощью верхней головки шатун соединяется пальцем с траверсой, нижней – кривошипом через палец и сферический подшипник.

**Кривошип** – основной элемент кривошипно-шатунного механизма, предназначенный для преобразования вращательного движения вала редуктора в возвратно-поступательные колонны штанг. Выполнен в виде прямоугольных пластин с отверстиями для крепления к шатунам и ведомому валу редуктора. Снабжен пазами для установки и перемещения противовесов.

**Канатная** подвеска является гибком звеном между колонной штанг и балансиром. Состоит из двух траверс – верхней и нижней, разделенных втулками зажимов канатов. На верхней траверсе лежит узел крепления полированного штока. Траверсы могут быть раздвинуты винтами для установки динамографа.

**Клиноременная передача** СК предусматривает применение клиновых ремней типов О,А,Б,В,Г. Правильный выбор типа ремня обеспечивает долговечность работы передачи.

**Шкивы** выполняют быстросменными за счет конусной расточки тела и применения конусной втулки, закрепляемой гайкой.

**Поворотные салазки** являются рамой для двигателя, крепящейся в наклонном положении, что обеспечивает изменение межцентрового расстояния между осями валов и, следовательно, натяжение ремней.

**Тормоз** двух колодочной конструкции укрепляется на тормозном барабане и приводится в действие ходовым винтом. Рукоятка тормоза в целях безопасности вынесена в конец рамы станка-качалки.

**Приводом** станка качалки является трехфазный, асинхронный электродвигатель во влагоморозостойком исполнении с короткозамкнутым ротором с кратностями пускового и максимального момента соответственно 1,8…2,0 и 2,2…2,5.

Основная синхронная частота вращения – 1500 об/мин. Для получения необходимого числа ходов точки подвеса штанг могут быть применены электродвигатели с частотой вращения 750 или 1000 об/мин серии АОП.

Кроме описанного привода, основой которого является качающийся балансир, в РФ и за рубежом созданы и применяются несколько конструкций без балансирных приводов. Преимущества этих приводов заключаются в уменьшении общего габарита привода, улучшении условий обслуживания и снижении металлоемкости, повышении транспортабельности и монтаже способности.

Принципиальный отличительной особенностью всех без балансирных СК является отсутствие качающегося балансира.

Примером без балансирного механического привода является следующая конструкция. Она состоит из опорной стрелы, на верхнем конце которой расположено сдвоенное цепное колесо и роликовые цепи. Концы цепей крепятся к траверсе. К последней присоединены шатуны. Редуктор имеет привод от электродвигателя. На ведомом валу редуктора укреплены V-образный формы с отверстиями для крепления шатунов. На окружности диска устанавливаются противовесы.

За рубежом применяются несколько типов без балансирных приводов, одной из разновидностей которых является следующий. Он состоит из стальной фермы, устанавливаемой на устье скважины. На верхней площадке фермы установлен приводной двигатель с реверсивным редукторов, на выходном валу которого укреплен шкив. Через шкив перебрасывается со стороны фермы уравновешивающий груз, с другой – канат с полированной штангой. Ферма устанавливается на рельсы и может быть откатана при подземном ремонте. Реверсивный редуктор управляется пультом: при достижении полированным штоком крайних положений пульт дает команду на изменение направления вращения.

Выпускаются такие СК в США фирмой «Ойл вэл» имеют следующие характеристики: длина хода до 10,2 м, грузоподъемность до 157 кН, число ходов до 2 мин-1, мощность до 30 кВт.

За рубежом получили применение гидравлические приводы штанговых насосов. Они включают в себя подъемный цилиндр, уравновешивающий цилиндр, соединенные между собой системой маслопроводов. Гидравлическая силовая часть состоит из насоса и распределительного устройства. Насос нагнетает в подъемный цилиндр масло, в результате чего поршень, а затем и колонна штанг поднимаются. При верхнем положении срабатывает распределительное устройство и масло вытекает из-под поршня.

Уравновешивание гидравлического привода происходит путем перетока масла из подпоршневой полости цилиндра при его ходе вниз в подпоршневую полость цилиндра и подъем его поршня. Затем при ходе вверх происходит обратный процесс: масло из под поршневой полости цилиндра перетекает в подпоршневую полость цилиндра, помогая перемещению его поршня вверх.

**4.2.2. Конструкция штангового насоса**

Скважинный насос состоит из цилиндра, поршня и клапанов всасывающего и нагнетательного. При ходе поршня вверх в цилиндре насоса создается разряжение, в результате которого давление жидкости вне насоса оказывается выше, чем внутри. Это вынуждает всасывающий клапан открываться и впустить в цилиндр насосов порцию жидкости.

Одновременно, находящаяся над поршнем жидкость оказывает давление на нагнетательный клапан, прижимая его к седлу, и вместе с поршнем перемещается вверх. Через определенное количество ходов вверх (циклов) произойдет заполнение колонны насосно-компрессорных труб и жидкость начнет поступать в устьевой трубопровод.

При ходе вниз плунжер в насосах данного типа не совершает работы по подъему жидкости: происходит сжатие заполнившей цилиндр жидкости, закрытие всасывающего и открытие нагнетательного клапанов и переток жидкости из подпоршневой и надпоршневую область насоса.

Несмотря на большое количество созданных в настоящее время конструкций скважинных поршневых насосов, их можно разделить на два класса - не вставные и вставные. Вставные насосы по принципу действия не отличаются от не вставных. Отличием является их монтаж в скважине: насос фиксируется на заданной глубине в замковой опоре, устанавливаемой заранее в насосно-компрессорных трубах перед их спуском в скважину.

Замковая опора состоит из опорного кольца и пружинного якоря, устанавливаемых в специальной опорной муфте и зажимаемых сверху переводником.

Насос имеет конус, сверху крепящийся к направлению штока, а снизу – к упорному ниппелю. Конус садится на опорное кольцо в НКТ, ниппель, разжимая пружины якоря, обхватывается ими, надежно фиксируя насос.

Выпускаются вставные насосы под шифром НСВ диаметром 28, 32, 38, 43, 55, 68 мм с длиной до 10 м; массой до 252 кг. Длина хода плунжера от 0,6 до 6 м. Они предназначены для эксплуатации скважин глубиной до 2500 м.

Не вставные насосы, выпускаемые промышленностью под шифром НСН, имеют цельно натянутый цилиндр и полый плунжер с гладкой поверхностью, с винтовыми и кольцевыми канавками или углублениями на поверхности. Кроме металлических используют манжетные и гуммированные плунжеры.

Винтовые и прямоугольные канавки обеспечивают вынос песка и соскребание его со стенок цилиндра, углубления на поверхности обеспечивают лучшую смазку пары. Зазор между цилиндром и плунжером устанавливается до 0,12 мм в зависимости от характеристики откачиваемой ими нефти: для маловязких нефтей зазор должен быть минимальным для высоковязких – наоборот.

Клапанный узел включает в себя корпус, конус, седло, шар. Всасывающий клапанный узел устанавливается в основание цилиндра и может быть поднят из скважины одновременно с плунжером. Для этой цели он снабжается захватным приспособлением, выполненным в виде крестовины, которая входит в прорезь основания и путем поворота последнего фиксируется в ней.

Узел нагнетательного клапана устанавливается в верхней или нижней части плунжера и отличается от всасывающего отсутствием захвата.

Техническая характеристика насосов типа НСН: внутренний диаметр цилиндра – 28, 32, 38, 43, 55, 68, 82, 93 мм; ход плунжера от 600 мм до 6000 мм; производительность при числе ходов 10 в минуту – 5,5…585 куб.м./сут; предельная глубина спуска – 650…1500 м; габаритные размеры – диаметр наружный 56…133 мм, длина 2785…8495 мм, масса 23,5…406 кг.

Среди штанговых насосов можно выделить отдельную группу специальных насосов, созданных для работы в осложненных условиях. Такими условиями принято считать наличие в нефти газа, солей, парафина, песка, воды и других агентов, приводящих к изменению свойств жидкости и условий ее добычи. Вот некоторые из применяемых типов.

Манжетные насосы отличаются конструкций поршня и предназначены для эксплуатации скважин, содержащих очень вязкую нефть. Манжеты изготовлены из нефтестойкой резины и собираются на трубе-стержне.

Насосы с гуммированным плунжером выпускаются вставного и не вставного типа. Используются для эксплуатации скважин с большим содержанием песка. На кольцевые проточки плунжера запрессовываются 3...4 резиновых кольца. Уплотнение кольца достигается давлением жидкости внутри поршня через отверстие в корпусе, выходящее под кольцо.

Телескопические насосы предназначены для эксплуатации скважин с очень высоким содержанием песка и большой вязкостью жидкости (50\*10-6м2/с и более).

Конструктивно насос выполнен из трех труб: нижняя – неподвижная, является цилиндром насоса и подвижных, скользящих по ней и выполняющих функцию плунжера. Эти трубы вверху соединены. Такая конструкция обеспечивает получение между цилиндром и плунжером большого зазора (до 0,5 мм). Наличие циркулирующей жидкости по зазору обеспечивает вынос песка и гидравлическое уплотнение.

Многоступенчатые насосы предназначены для эксплуатации скважин с большим газовым фактором. Состоят из 2-3 плунжеров различного сечения, работающих по принципу «тандем»: нижний плунжер увеличенного диаметра подает газированную жидкость в верхний, где она сжимается под большим давлением вследствие меньшего диаметра верхнего плунжера и цилиндра и т.д.

Насосы двойного действия предназначены для эксплуатации высокодебитных скважин малого диаметра. Основан на принципе использования хода штока вверх и вниз для подачи жидкости.

Рассмотрим технологические особенности работы УШГН в осложненных условиях.

По мере движения ГЖС от забоя скважины к приему насосы из-за снижения давления и температуры происходит выделение газа. Как наиболее подвижный агент, газ первым входит в цилиндр насоса и, заполняя его, препятствует поступлению жидкости. Улучшить это положение можно двумя путями: создать на приеме насоса давление, больше чем давление раз газирования (давление насыщения), или изменить направление движения жидкости на входе в насос таким образом, чтобы газ отделялся от жидкости и уходил в затрубное пространство.

Первый метод требует спуска насоса под динамический уровень на очень большую величину, что не всегда достижимо и не экономично. Второй метод требует применения специальных устройств – якорей. И хотя газовых якорей создано в настоящее время много, большинство из них работают на одном принципе – гравитационном разделении газа и жидкости за счет изменения направления движения смеси на 90 или 180 градусов.

Выпадение парафина из нефти ведет к перекрытию отверстий фильтра, клапанов, труб. Борьба с парафином ведется несколькими методами: механическими – посредством постоянного соскабливания выделяющегося на внутренней поверхности НКТ парафина укрепленными на штангах скребками; химическими – посредством дозирования на прием насоса химических реагентов, разрушающих парафин; тепловыми – рас плавлением нагреваниями.

Примером механического способа борьбы с отложениями парафина являются пластинчатые скребки, получившие распространение на промыслах восточных районов.

Скребки уплотняются на штангах через определенные интервалы и периодически поворачиваются с помощью специальных устройств – штанговращателей.

Крепление пластины к штанге производится хомутами, которые охватывают штанги и привариваются к пластине. Считается, что за счет деформации сварочного соединения, возникающего после его остывания, пластина надежно будет удерживаться на штанге.

Химические методы борьбы с парафином заключаются в подаче химических реагентов в скважину.

Опыт показывает, что наиболее целесообразным является дозирование реагента непосредственно на прием насоса с помощью глубинных дозаторов.

Приведем описание одного из них. Установка скважинного штангового насоса с дозатором химреагентов состоит из насоса, колонны труб, штанг, корпуса дозатора. Последний связан с контейнером и разделительным поршнем. В корпусе дозатора расположены всасывающий и нагнетательный клапаны, ограничительная решетка, в которой установлена регулирующая втулка клапана. В корпусе дозатора имеются отверстия для поступления пластовой жидкости в насос. Установка работает следующим образом. При всасывании жидкости штанговым насосом происходит подъем клапана, который в свою очередь захватывает через клапан химический реагент. При нагнетании жидкости штанговым насосом клапан захлопывается под действием столба жидкости и пружины.

Шток клапана вытесняет реагент в полость всасывания через нагнетательный клапан. По мере расхода реагента давление в контейнере снижается; за счет разницы пластового давления и давления в контейнере происходит перемещение реагента поршнем вверх.

При демонтаже производится выдавливание пластовой жидкости из контейнера отворачиванием пробки, через которую производится наполнение контейнера реагентом.

Применение данной установки позволяет повысить эффективность внутрискважинной обработки за счет применения химреагента против коррозии, отложений парафина внутри насоса и других осложнений, а также очистки фильтра.

Тепловые методы снижения вязкости предполагают спуск в скважину совместно с УШГН электрических нагревателей, к которым по кабелю подается напряжение с поверхности.

Известно поднасосное и наднасосное расположение нагревателей, спускаемых в скважину одновременно с насосом. Этот метод основан на жидкостей снижать свою вязкость при нагреве.

Насос для откачки жидкости с механическими примесями

Механические примеси, содержащиеся в откачиваемой глубинным насосом жидкости, не только приводят к абразивному износу самого насоса и оборудования, но могут привести к сложным авариям. При остановках насоса механические примеси осаждаются из жидкости и накапливаются над насосом, попадают в зазор между плунжером и цилиндром и заклинивают плунжер.

Конструкция штангового насоса следующая. Плунжер в верхней своей части жестко закрепляется с одной или несколькими полыми штангами, которые наглухо закрыты и соединены с колонной обычных штанг. На полых штангах смонтированы кольцевые наклонные полки-пескоприемники. Над полками выполнены отверстия, через которые добываемая насосом жидкость из плунжера поступает в подъемные трубы. Полки-пескоприемники выполнены, во-первых, наклонными и, во-вторых, каждая нижерасположенная полка имеет несколько больший диаметр кольца, чем вышерасположенная. Такое конструктивное расположение полок обеспечивает равномерное заполнение механическими примесями межполочных объемов при остановках насоса и снижает гидромеханическое сопротивление потоку жидкости при выходе из плунжера и поступлении в подъемные трубы. Кроме того, при последующем запуске насоса в работу осевший в межполочных объемах песок полностью выносится из них под действием струи жидкости из отверстий. Наклон полок-пескоприемников позволяет обеспечить лучшие условия смыва механических примесей при любой производительности насоса, сократить общее число полок.

##### Насос с принудительной смазкой плунжера

Корпус насоса посредством трубы сообщается с затрубным пространством скважины между обсадной колонной и насосно-компрессорными трубами на высоте, обеспечивающей надежное разделение нефти, воды и газа (не более 20 м). Труба внизу соединяется несколькими каналами, выполненныи в корпусе цилиндра со всасывающей частью насоса и кольцевым зазором между плунжером и цилиндром, а сверху заканчивается обратным клапаном . Для уменьшения поперечного габарита труба может иметь эллиптическое сечение и крепиться к корпусу насоса и насосно-компрессорным трубам с помощью хомутов. Насос работает так: при ходе плунжера вверх вследствие разряжения, создающегося в камере, открывается клапан и сюда поступает жидкость из поднасосного пространства скважины, а в трубу через обратный клапан из затрубного пространства скважины засасывается нефть.

При ходе плунжера вниз камера оказывается под давление столба жидкости в колонне насосно-компрессорных труб (клапан открыт), которое значительно превышает давление в трубе. Вследствие этой разницы давлений, нефть из трубы через каналы выдавливается в кольцевой зазор между плунжером и цилиндром, осуществляя их смазку. Клапан на трубе при этом закрыт.

При наличии штанговращателя на скважине и, следовательно, периодического поворота плунжера в цилиндре достаточно одной трубки. При отсутствии штанговращателя количество трубок может быть увеличено.

Предлагаемая конструкция насоса вследствие принудительной смазки плунжера более работоспособна в скважинах, продуцирующих обводненную и газированную нефть.

# Штанги

Штанги предназначены для передачи возвратно-поступательного движения плунжеру глубинного насоса от станка-качалка и являются своеобразным штоком поршневого насоса.

Специфика применения штанг наложила отпечаток на их конструкцию.

В настоящее время штанга – это стрежень, длиной 8 м, имеющий по концам специальную резьбу, квадратное сечение под ключ и плавные переходные участки.

Штанги соединяются между собой муфтами. На одном конце штанги муфта навинчивается на заводе с горячей посадкой и при эксплуатации не отвинчивается.

Муфта представляет собой цилиндрическую втулку с внутренней резьбой и мостом под ключ.

Резьба на штангах и муфтах не нарезается, а накатывается, что существенно упрочняет резьбу штанг. Промышленность выпускает штанги диаметром 16 (1/2”), 19 (3/4”), 22 (7/8”) и 25 мм (1”). Для возможности регулирования длины колонны выпускаются короткие штанги (метровки) длиной 1200, 1500, 2000, 3000 мм. Ступенчатые колонны штанг соединяют переводными муфтами.

Изготовляют штанги из углеродистых и легированных сталей, кроме того для повышения прочности они проходят различную обработку.

Получили применение и полые штанги, представляющие собой трубы диаметром 25 мм. Канал этих штанг может использоваться для подъема нефти и доставки в скважину различных веществ.

Ведутся испытания непрерывной колонны штанг, представляющие собой отдельные стальные прутки, сваренные между собой. Длина отдельных секций составляет от 180 до 360 м. Для транспортировки и спуска в скважину таких штанг разработано специальное оборудование «ТатНИИнефтемаш».

За рубежом внедряются штанги, выполненные в виде троса из металлических проволочек с нейлоновым покрытием и общей нейлоновой оплеткой. Диаметр троса 16 мм, и по прочности он соответствует металлической штанге диаметром 12,7 мм.

Новой разновидностью штанг являются штанги из стекловолокна, отличающиеся высокой прочностью и коррозионной устойчивостью.

Широкое применение непрерывных штанг позволит ускорить процессы спускоподъемных операций за счет намотки их на барабан вместо поочередного свинчивания – развенчивания.

**4.2.3. Эксплуатация скважин, оборудованных установками штанговых глубинных насосов (УШГН)**

Длительная работа УШГН в скважине будет обеспечена грамотно подобранным режимом – системой следующих параметров: типоразмер насоса, глубина спуска, величина погружения под динамической уровень, длина хода и число ходов полированного штока, а также нагрузкой на колонну штанг.

Проектирование оптимального режима производится по данным исследованиям, на основании которых рассчитывают добывные возможности скважины Qc. Им должны соответствовать возможности оборудования.

При оценке работы УШГН следует определять значения ряда показателей.

Теоретическая производительность насоса Qт при диаметре плунжера D , длине хода L , числе ходов n и коэффициента подачи составит:

Коэффициент подачи есть отношение фактической производительности Qф к теоретической Qт.

Погружение насоса hп – разность замеров глубины подвески насоса Нп и динамического уровня hq (отчет замера ведут от устья)

hп=Hп-hq

Действительная (фактическая) производительность насоса определится соотношением

Именно на эту величину следует ориентироваться при подборе насоса к скважине и добиваться равенства

QФ=QС

Коэффициент подачи насоса зависит от величины утечек жидкости, возникающих при его работе: это утечки в резьбовых соединениях труб, в зазоре между плунжером и цилиндром, в клапанах. Кроме того, происходит неполное заполнение жидкостью цилиндра насоса вследствие наличия в нем «мертвого» пространства. «Мертвое» пространство – это объем в цилиндре насоса, образуемый дном цилиндра и предельным положением плунжера при ходе вниз.

При работе насоса «мертвое пространство» заполняется газом, выделяемым из нефти, и исключается из объема цилиндра. Поэтому для характеристики насоса вводится еще одно понятие – коэффициент наполнения Кн. Он представляет собой отношение объема жидкости, заполнившей цилиндр, к полному расчетному объему цилиндра.

Глубина погружения наоса под уровень жидкости зависит от содержания газа и воды в нефти и различна для разных скважин и нефтяных месторождений.

Как мы ранее рассмотрели, плунжера насоса совершает возвратно-поступательное движение, сообщаемое ему колонной штанг.

Работа, совершаемая при ходе вверх, будет затрачена на подъем колонны штанг весом Рш и жидкости весом Рж на высоту L

Ав=(Рш+Рж)\*L

При ходе вниз полезной работы по подъему жидкости не совершается, более того колонна штанг своим весом «тянет» балансир станка-качалки вниз, т.е.:

Aн= -Рш\*L

Таким образом, возникают неравномерные нагрузки на станок-качалку за цикл: при ходе вверх они максимальны, при ходе вниз они отрицательны. Выравнивание нагрузки за цикл осуществляется уравновешиванием – установкой специальных противовесов на балансир (балансирное уравновешивание) или кривошип (кривошипное уравновешивание) станка-качалки. Их цель – накопление энергии при ходе вниз и возвращение ее при ходе вверх.

Уравновешивание позволяет снизить потребную мощность электродвигателя станка-качалки в 5…9 раз.

Вес колонны штанг определяется из соотношения

Pш=q1\*L1+…+qi\*Li

Где q1, q2 …qi – вес 1 м насосных штанг, образующих колонну, H; L1, L2 … Li – длина ступеней колонны, м.

Вес жидкости определится из формулы:

где Fпл – площадь сечения плунжера, кв.см; L – глубина установки насоса, м; х – плотность жидкости, кг/куб.м; g – ускорение свободного падения, см/кв.с.

Максимальная нагрузка Рмах на головку балансира составит

Pmax=Рж+Рш(в+m)

где в – кэффициент потери веса штанг в жидкости; m фактор динамичности, характеризующий напряженность работы станка-качалки

где Рш; Рж – соответственно плотность штанг и жидкости, кг/м3

Здесь S – длина хода сальникового штока, м; n число двойных ходов в минуту.

# **4.3.Добыча нефти бесштанговыми скважинными насосами**

Главной отличительной особенностью бесштанговых скважинных насосов (БШГН), позволяющей выделить их в самостоятельную группу, является отсутствие механической связи между приводом и самым насосом, как это имеет место в установке штангового глубинного насоса. (Там, если вы вспомните, привод – станок-качалка, установленный на поверхности, воздействует через колонну штанг на насос, находящийся в скважине на значительной глубине).

Хорошо это или плохо – отсутствие штанг? Каковы технические и технологические особенности бесштанговых насосов? Прежде чем установить это, рассмотрим основные виды бесштанговых скважинных насосов, выпускаемые в настоящее время отечественной промышленностью и применяемые на нефтяных промыслах.

Наиболее обширную группу в классе БШНГ составляют установки электроцентробежных насосов (УЭЦН).

В качестве привода УЭЦН применяют погружной электродвигатель, спускаемый в скважину совместно с насосом на заданную глубину.

Вторую группу составляют установки электровинтовых насосов (УЭВН). Их доля в общем балансе добычи нефти незначительна. Приводом винтового насоса тоже служит погружной электродвигатель, спускаемый вместе с насосом на заданную глубину.

Третью группу составляют установки гидропоршневых насосов (УГПН). И хотя их в настоящее время почти не встретите на промыслах, по технико-технологическим особенностям, а также по очередности разработки и применения в прошлом на промыслах, они могут быть выделены в третью группу. Приводом УГПН является специально спускаемый вместе с поршневым насосом гидравлический двигатель.

К БШНГ следует отнести струйные насосы. Разработанные и испытываемые в настоящее время на промыслах союза. Они основаны на принципе подъема нефти за счет эжекционного эффекта, создаваемого потоком подаваемой в скважину жидкости.

Применяются и электродиафрагменные насосы, в которых подача жидкости производится перемещающейся диафрагмой.

# **4.4. Установки электроцентробежных насосов**

По конструктивному исполнению УЭЦН подразделяются на три группы:

 а) насосы исполнения 1 предназначены для эксплуатации нефтяных и обводненных скважин с содержанием механических примесей до 0,1 г/л;

б) насосы исполнения 2 (износостойкое исполнение) предназначены для эксплуатации сильно обводненных скважин с содержанием механических примесей до 0,5 г/л;

в) насосы исполнения 3 предназначены для откачки жидкости с водородным показателем pH=5-8,5 и содержанием до 1,25 г/л сероводорода.

По величине поперечного габарита УЭЦН подразделяются на группы:

а) группа 5 – насосы с наружным диаметром корпуса 92 мм;

б) группа 5А - насосы с диаметром корпуса 103 мм;

в) группы 6 и 6А - насосы с диаметром корпуса 114 мм.

Установка электроцентробежного насоса включает в себя подземное и наземное оборудование.

К подземному оборудованию относятся:

а) электроцентробежный насос, являющийся основным узлом установки (ЭЦН);

б) погружной электродвигатель (ПЭД), являющийся приводом насоса;

в) система гидрозащиты, осуществляющая защиту ПЭД от попадания в него пластовой жидкости и состоящая из протектора и компенсатора;

г)токоведущий кабель, служащий для подачи электроэнергии к ПЭД;

д) насосно-компрессорные трубы (НКТ), являющиеся каналом, по которому добываемая жидкость поступает от насоса на дневную поверхность.

К наземному оборудованию относятся:

а) устьевая арматура, служащая для направления и регулирования поступающей жидкости из скважины и герметизации устья и кабеля;

б) станция управления погружным двигателем, осуществляющая запуск, контроль и управление работой УЭЦН;

в) трансформатор, предназначенный для регулирования величины напряжения, подаваемого на ПЭД;

г) подвесной ролик, служащий для подвески и направления кабеля в скважину при спуско-подъемных операциях.

В настоящее время выпускается более 78 типоразмеров УЭЦН. Каждый типоразмер имеет определенный шифр. Например, УЭЦНМ (К) 5-125-1200 обозначает: У – установка, Э – привод от электродвигателя, Ц – центробежный, Н – насос, коррозионно устойчивое исполнение, 5 – группа (диаметр обсадной колонны, для которой он предназначен), 125 – подача насоса, (куб.м/сут), 1200 – напор (м).

ЭЦН является основным узлом установки. В отличие от поршневых насосов, сообщающих напор перекачиваемой жидкости посредством возвратно-поступательных движений поршня, в центробежных насосах перекачиваемая жидкость получает напор на лопатках быстровращающегося рабочего колеса. При этом происходит превращение кинетической энергии движущейся жидкости в потенциальную энергию давления.

Поскольку ЭЦН есть центробежный насос, созданный для эксплуатации нефтяных скважин, это повлекло за собой ряд особенностей, присущих только этому классу насосов, а именно:

а) насос должен иметь минимальные габариты, ограничиваемые диаметром скважин;

б) насос должен иметь широкий диапазон производительностей и напоров;

в) насос подвешивается в вертикальном положении и недоступен осмотру и обслуживанию.

Основными конструктивными элементами ЭЦН являются: рабочее колесо, направляющий аппарат, вал, корпус, гидравлическая пята, уплотнения, подшипники. Эти детали – необходимые компоненты любого центробежного насоса, присущи они и ЭЦН.

Основными параметрами насоса являются: подача, напор, высота всасывания, потребляемая мощность и коэффициент полезного действия (КПД). Параметры насоса указывают в его паспорте при его работе на пресной воде.

Под подачей (Q) понимают объем перекачиваемой жидкости, проходящей через напорный патрубок насоса в единицу времени. Подача выражается в кубических метрах в сутки.

Напор (Н) есть разность полной удельной энергии на выходе и входе в насос, выраженная в метрах столба жидкости.

Рабочее колесо является основным рабочим органом насоса. Оно состоит из дисков – переднего (по ходу жидкости) в виде кольца с отверстием большого диаметра в центре и заднего – сплошного диска со ступицей (втулкой в центре), через которую проходит вал.

Диски расположены на некотором расстоянии один от другого, а между ними находятся лопатки, отогнутые назад по направлению вращения колеса. Колеса ЭЦН изготавливают из легированного чугуна или полиамидной смолы.

Направляющий аппарат предназначен для изменения потока жидкости и преобразования скоростной энергии в давление. Он состоит из двух неподвижных дисков с лопатками, напоминающими лопатки рабочего колеса, закрепленные неподвижно в корпусе насоса. Рабочее колесо, собранное совместно с направляющим аппаратом, образует ступень насоса. Каждая ступень развивает напор 4…7 м.

Учитывая, что глубина, с которой приходится поднимать нефть достигает 1,5…2 км и более, можно легко рассчитать потребное количество ступеней, образующих насос, достигающее 400 штук и более.

Таким образом, электроцентробежный насос является многоступенчатым и, кроме того, секционным, так как в один корпус такое количество ступеней установить невозможно.

Вал предназначен для передачи вращения рабочим колесам и представляет собой цилиндрический стержень со шпоночным пазом для крепления рабочих колес. Со стороны протектора конец вала имеет шлицы. Длина и диаметр вала регламентируются габаритами насоса. Вал с укрепленными на нем колесами образуют ротор насоса. Вал ЭЦН работает в весьма жестких условиях, т.к. имеет при незначительном диаметре (17…25 мм) значительную длину (до 5000 мм) и несет на себе большое количество рабочих колес (до 300).

Материалом для валов являются легированные стали.

Опорами вала являются радиальные подшипники скольжения сверху и снизу. Каждый направляющий аппарат осуществляет кратковременную разгрузку осевых усилий в колесе посредством упора перемещающегося колеса в аппарат и скольжения его по текстолитовой шайбе. Нижняя опора вала перенесена в узел протектора.

Такая конструкция позволяет передавать осевые силы равномерно на все направляющие аппараты. На вал практически действует сила от собственного веса и сила осевого давления, достигающая у серийных насосов 400 Н (разность сил со стороны нагнетания и всасывания). Часть осевой силы компенсируется гидравлической пятой, на которой вал «подвешен» вверху. Пята состоит из неподвижных и вращающихся колец.

Ротор, собранный совместно с направляющими аппаратами, образует пакет ступеней, который после сборки вставляется в специальную трубу – корпус. Диаметры корпуса современных насосов составляют 92, 103 и 114 мм, а длина зависит от числа собранных в нем ступеней.

Корпус сверху заканчивается резьбой, с помощью которой он присоединяется к колонне НКТ, и ловильной головкой, обеспечивающей захват насоса при его падении в скважину.

Снизу корпус снабжен фильтром и присоединительными фланцами для соединения с очередной секцией или протектором. Иногда насосы соединяются со своими узлами с помощью быстросборных байонетных соединений.

Уплотнения в ЭЦН представлены сальником, расположенным в нижней части насоса, состоящим из набора колец, выполненных из свинцовой ваты с графитом. В связи с созданием новой гидрозащиты и функция сальника, которая сводится к предотвращению попадания механических примесей из насоса в протектор.

Кроме того, соединяемые на резьбе части корпуса насоса, снабжены уплотнительными кольцами круглого сечения.

# **5. Искусственное воздействие на пласт путем закачки воды**

## **5.1.Теоретические основы поддержания пластового давления**

Естественные режимы залегания залежей нефти недолговечны. Процесс снижения пластового давления ускоряется по мере наращивания отборов жидкостей из пласта. И тогда, даже при хорошей связи залежей нефти с контуром питания, его активным воздействием на залежь, неминуемо начинается истощение пластовой энергии. Это сопровождается повсеместным снижением динамических уровней жидкости в скважинах и следовательно, уменьшением отборов.

При организации поддержания пластового давления (ППД) наиболее сложным из теоретических вопросов и до сих пор решенных не полностью, являются достижение максимального вытеснения нефти из пласта при эффективном контроле и регулировании процесса.

При этом следует иметь ввиду, что вода и нефть отличаются своими физико-химическими характеристиками: плотностью, вязкостью, коэффициентом поверхностного натяжения, смачиваемостью. Чем больше различие между показателями, тем сложнее идет процесс вытеснения. Механизм вытеснения нефти из пористой среды нельзя представлять простым поршневым вытеснением. Здесь имеет место и смешение агентов, и разрыв струи нефти, и образование отдельных, чередующихся потоков нефти и воды, и фильтрация по капиллярам и трещинам, и образование застойных и тупиковых зон.

Коэффициент нефтеотдачи месторождения, к максимальной величине которого должен стремиться технолог, зависит от всех вышеназванных факторов. Накопленные к сегодняшнему дню материалы позволяют оценить влияние каждого из них.

Значительное место в эффективности процесса ППД занимает размещение скважин на месторождении. Они определяют картину заводнения, которое подразделяется на несколько видов.

Поддержание пластового давления, появившееся у нас в стране вначале под названием законтурного заводнения, получило повсеместное распространение. Сегодня оно является вторичным способом добычи нефти (каким оно именовалось вначале), а непременным условием рациональной разработки залежей с первых дней закладывается в проекты разработки и осуществляется на многих месторождениях страны.

### **5.2.Законтурное заводнение**

Законтурное заводнение предполагает закачку воды в нагнетательные скважины, расположенные за внешним контуром нефтеносности. При этом решаются вопросы наиболее оптимального удаления скважин друг от друга и от эксплуатационных, величина давления нагнетания и объема закачки.

Помере удаления контура нефтеносности от нагнетательных скважин и обводнения первого ряда эксплуатационных скважин фронд нагнетания переносится.

При организации ППД после некоторого времени разработки залежи, объем закачиваемой воды Qн будет превышать объем отбираемой жидкости на количество, обеспечивающее интенсивный прирост пластового давления. Необходимо также предусмотреть компенсацию закачиваемой жидкости на различные потери (оттоки).

Критерием нормального ведения процесса является величина пластового давления в зоне отбора, которая должна иметь тенденцию к росту или стабилизации.

Законтурное заводнение эффективно при наличии следующих факторов: - небольшие размеры залежи (отношение площади залежи к периметру контура нефтеносности 1,5…1,75 км); - пласт однородной с хорошими коллекторскими свойствами по толщине и по площади; - нагнетательные скважины отстоят от контура нефтеносности на расстоянии 300…800 м, что обеспечит более равномерное продвижение фронта воды и предотвратит образование языков обводнения; - существует хорошая гидродинамическая связь между зоной отбора и зоной нагнетания.

К недостаткам законтурного заводнения можно отнести: - большие потери закачиваемой воды из-за ее утечек в сторону, противоположную области нагнетания, что приводит к дополнительным затратам энергии; - удаленность линии нагнетания от зоны отбора, что требует значительных затрат энергии на преодоление потерь; - замедленная реакция фронта отбора на изменение условий на линии нагнетания; - необходимость сооружений большого количества нагнетательных скважин; удаленность нагнетательных скважин от основных объектов закачки, возрастающая в процессе разработки, увеличивает стоимость системы.

Разновидностью законтурного заводнения является приконтурное заводнение, при котором нагнетательные скважины располагаются вблизи эксплуатационных или между внешним и внутренним контуром нефтеносности. Оно применяется при слабой гидродинамической связи пласта с внешней областью, при небольших размерах залежи.

### **5.3.Внутриконтурное заводнение**

Этот метод ППД предполагает закачку воды непосредственно в нефтяную зону, организацию одного или нескольких рядов нагнетательных скважин в центре месторождения и расчленения за счет этого залежи на отдельные участки-блоки, разрабатываемые самостоятельно. Разрезание может быть осуществлено на полосы, кольца и т.д. Экономичность данного метода заводнения очевидна: повышается коэффициент полезного действия системы за счет исключения оттока жидкости, приближения фронта нагнетания к фронту отбора.

Разновидностью внутриконтурного заводнения являются: площадное, очаговое, избирательное, блочное.

Площадное заводнение предусматривает размещение нагнетательных скважин на площади месторождения по одной из схем. Площадное заводнение организуют обычно на поздней стадии разработки месторождения, когда начинается интенсивное обводнение залежи и другие методы заводнения не достигают цели

Нагнетательные скважины располагают по геометрической сетке: пяти-, семи- или девятиточечной. При этом на одну нагнетательную скважину приходится при пятиточечной системе одна эксплуатационная, при семиточечной – две, девятиточечной – три.

Очаговое заводнение схематично может быть представлено в виде одной или нескольких нагнетательных скважин, располагаемых в центре залежи и некоторого количества – эксплуатационных на периферии. Такой способ заводнения характерен для небольших по площади, локализованных залежей (линзы, застойные зоны).

Избирательное заводнение применяют для вытеснения нефти из отдельных, плохо дренируемых пластов, неоднородных по простиранию. Для его применения необходима информация о характеристике разреза, нарушениях и связях продуктивного пласта с другими. Такие данные можно иметь после некоторого времени разработки залежи, поэтому избирательное заводнение применяют на поздней стадии разработки.

Блочное заводнение состоит в разрезании залежи на отдельные части и оконтуривании каждой из них нагнетательными скважинами. Внутри каждого блока бурят добывающие скважины, число и порядок расположения которых определяют расчетами. Блочное заводнение позволяет вводить в разработку месторождение сразу, до его полного изучения и, таким образом, сократить время разработки. Это эффективно для больших месторождений.

К существующим недостаткам системы ППД путем закачки воды следует отнести:

1) прогрессирующие обводнение месторождения при большом не извлеченном количестве нефти: так, при обводнении пласта Д1 – на 97%, процент извлеченной нефти составил 54, а в целом по Туймазинской площади – 15% (данные на 1.01.1988 г.);

2) невысокие отмывающие свойства закачиваемой в пласт воды;

3) большое количество осложнений, вызываемых возвращением в пласт добываемых вместе с нефтью пластовых вод, выражающихся в виде разрушений водоводов, засоления водоисточников питьевого водоснабжения, нарушения экологического равновесия.

Совершенствование ППД идет по следующим направлениям:

1) разработка новых технологических жидкостей или добавок к воде, улучшающих ее отмывающие свойства и обладающих меньшей агрессивностью по отношению к оборудованию и к природе;

2) разработка надежного контроля за движением жидкости в пласте;

3) разработка метода регулирования фильтрационных потоков в пласте и исключение образования тупиковых и не выработанных зон.

По данным 1983 года, заводнение применяется на 260 месторождениях, за счет чего добывается 90% всей нефти.

ППД проектируется в начала разработки большинства нефтяных месторождений.

ППД получило развитие в виде нестационарного заводнения (в отличие от стационарного – постоянного по объемам и направлению потоков закачиваемой жидкости во времени) и циклического заводнения, заключающегося в изменении направления потоков и объемов закачиваемой и добываемой жидкости.

### **5.4.Характеристика закачиваемых в пласт вод**

В настоящее время для целей ППД используется несколько видов воды, которые определяются местными условиями. Это – пресная вода, добываемая из специальных артезианских или подрусловых скважин, вода рек или других открытых водоисточников, вода водоносных горизонтов, встречающихся в геологическом разрезе месторождения, пластовая вода, отделенная от нефти в результате ее подготовки.

Все эти воды отличны друг от друга физико-химическими свойствами и, следовательно, эффективностью воздействия на пласт не только для повышения давления, но и повышения нефтеотдачи.

Основными качественными показателями вод, делающими возможным их применение, являются:

1) содержание взвешенных частиц: оценивается характеристикой заводняемого пласта и регламентируется величиной 40…50 мг/л и размером 5…10 мкм;

2) содержание кислорода – до 1,0 мг/л;

3) содержание железа – до 0,5 мг/л;

4) концентрация водородных ионов (рН) – 8,5…9,5;

5) содержание нефти – до 30 мг/л.

Эти данные приведены из опыта применения ППД на Туймазинском месторождении и должны быть пересмотрены при организации ППД в других районах.

На Туймазинском месторождении была апробирована химическая обработка пресной воды с целью удаления из нее солей и взвешенных частиц.

Впоследствии отказались от многих процессов подготовки воды, считая их неоправданными.

Однако, если для этого месторождения, имеющего высокую пористость и проницаемость пластов, отказ от подготовки воды по указанной выше технологии не вызывал значительных осложнений в работе системы, для других районов он мог оказаться неприемлемым.

Затем началась закачка пластовых вод, которая потребовала своего подхода.

Пластовые воды отличаются большим содержанием солей, механических примесей, диспергированной нефти, высокой кислотностью. Так, вода пласта Д1 Туймазинского нефтяного месторождения относится к высокоминерализованным рассолам хлоркальциевого типа плотностью 1040…1190 кг/куб.м. с содержанием солей до 300 кг/куб.м. (300 г/л). Поверхностное натяжение воды на границе с нефтью составляет 5,5…19,4 дин/см, содержание взвешенных частиц – до 100 мг/л, гранулометрический состав взвешенных веществ характеризуется преимущественным содержанием частиц до 2 мкм (более 50% весовых).

Пластовые воды с процессе отделения от нефти смешиваются с пресными, с деэмульгаторами, а также с технологической водой установок по подготовке нефти. Именно эта вода, получившая название сточной, закачивается в пласт.

Характерной особенностью сточной воды является содержание нефтепродуктов (до 100 г/л), углеводородных газов до 110 л/куб.м., взвешенных частиц – до 100 мг/л.

Закачка в пласт такой воды не может проводиться без очистки до требуемых нормативов, которые устанавливаются по результатам опытной закачки.

### **5.5.Технологическое схемы ППД**

Технологическая схема ППД определяется проектом разработки нефтяного месторождения и в первую очередь количеством и расположением нагнетательных скважин.

Можно выделить следующие принципиальные системы ППД:

а) автономную систему, когда объект закачки (насосная станция) обслуживает одну нагнетательную скважину и располагается в непосредственной близости от нее;

б) централизованную систему, когда насосная станция обеспечивает закачку агента в группу скважин, расположенных на значительном удалении от насосной станции.

В свою очередь, централизованная система ППД подразделяется на групповую и лучевую.

При групповой системе несколько скважин снабжаются одним нагнетательным трубопроводом: разновидностью групповой системы является применение распределительных пунктов (РП), в этом случае группа скважин подключается непосредственно к РП.

При лучевой системе от насосной станции к каждой нагнетательной скважине подводится отдельный нагнетательный водовод.

Автономная система включает в себя водозаборное сооружение, станцию подъема, нагнетательную насосную станцию, нагнетательную скважину.

Водозаборное сооружение является источником водоснабжения: здесь осуществляется добыча воды для целей закачки в пласт.

Водозаборы подразделяются на: а) подрусловые; б) открытые.

В подрусловых водозаборах вдоль русла рек бурятся подрусловые скважины глубиной 12…15 м и диаметром 300 мм до водоносного горизонта. Подъем воды производится спускаемым в скважину артезианским или электрическим насосом.

В сифонных водозаборах откачка воды из скважин производится под действием вакуума, создаваемого специальными вакуум-насосами в вакуум- котле, и откачка поступающей в них воды насосами на насосную станцию П подъема и объекта закачки.

В открытых водозаборах насосный агрегат устанавливается вблизи водоисточника и откачивает из него воду на объект закачки.

Могут применяться заглубленные насосные станции с расположением насосов ниже уровня реки. В последние годы все большую долю закачиваемой в пласт воды занимают сточные воды, которые проходят очистку на специальных сооружениях и ими же откачиваются на объекты закачки.

Централизованная система закачки включает в себя водозабор, станцию второго подъема, кустовую нагнетательную насосную станцию и нагнетательные скважины.

Кустовая насосная станция (КНС) представляет собой специальное сооружение, выполненное из бетона или кирпича, в котором размещается насосное и энергетическое оборудование, технологическая обвязка, пусковая и регулирующая аппаратура.

В последние годы получили распространение блочные НКС, которые изготовляются на заводах в виде отдельных блоков и доставляются к месту монтажа в собранном виде.

### **5.6.Наземные кустовые насосные станции**

Техническая характеристика кустовой насосной станции определяется следующими факторами: а) суммарной приемистостью нагнетательных скважин, образующих общую производительность КНС: б) давлением нагнетания (давление, при котором нагнетательные скважины принимают заданный объем воды, плюс потери на трение, на местное сопротивление, на преодоление разности геометрических высот); в) количеством подключаемых нагнетательных скважин, определяемых габаритами КНС.

На два работающих насоса следует иметь один резервный. Промышленность освоила выпуск КНС в блочном исполнении (БКНС). При этом монтаж основного технологического оборудования, обвязки и аппаратуры выполняется на заводах в отдельных блоках, а на месте установки блоки монтируются и привязываются к существующим коммуникациям. В результате монтаж КНС сокращается до 55 дней при уменьшении стоимости строительно-монтажных работ на 80%. Стационарная КНС строится более 280 дней.

БКНС составляют следующие блоки: а) насосный блок (в зависимости от количества насосных агрегатов может занимать до 4 блоков); б) блок низковольтной электроаппаратуры;

в) блок управления; г) блок распределительного устройства; д) блок напорной гребенки (количество блоков определяется количеством скважин).

Каждый блок монтируется на металлической раме и транспортируется к месту монтажа на трайлерах или по железной дороге.

# **5.7. Подземные кустовые насосные станции**

Подземные кустовые насосные станции представляют собой электроцентробежные насосы большой производительности УЭЦП (установки электроцентробежные для поддержания пластового давления). Они могут быть спущены в артезианские скважины и одновременно добывать воду и закачивать ее в пласт. По такой схеме работает УЭЦП на промыслах Восточной Сибири.

Поскольку диаметр УЭЦП превышает диаметр обычных эксплуатационных скважин, применение их требует сооружения специальных скважин.

На промыслах Башкирии и Татарии используют УЭЦП в специальных шурфах (глубина до 30 м, диаметр 700 мм), куда подают воду от водозаборов.

Здесь же получили применение для целей ППД серийные УЭЦН, которые могут размещаться в шурфе или в обычной скважине, перекрытой на глубине 30…40 м цементным мостом. Вода подается в этом случае в затрубное пространство или добывается из водоносного горизонта этой скважины.

Получили ограниченное применение УЭЦН для одновременной добычи и закачки воды в одной скважине.

# **5.8. Очистка сточных вод**

В настоящее время с целью сокращения потребления пресных вод и утилизации добываемых пластовых вод широко применяется использование для целей ППД сточных вод.

Вода должна пройти предварительную очистку от мехпримесей (до 3- мг/л) и нефтепродуктов (до 25 мг/л).

Наиболее широко распространенный способ очистки – гравитационное разделение компонентов в резервуарах. При этом применяется закрытая схема. Отточная вода с содержанием нефтепродуктов до 500 тыс.мг/л и мехпримесей до 1000 мг/л поступает в резервуары-отстойники сверху. Слой нефти, находящийся вверху, служит своеобразным фильтром и улучшает качество очистки воды от нефти. Мехпримеси осаждаются вниз и по мере накопления удаляются из резервуара.

Из резервуара вода поступает в напорный фильтр. Затем в трубопровод подают ингибитор коррозии, и насосами вода откачивается на КНС.

Для накопления и отстоя воды применяют вертикальные стальные резервуары.

На внутреннюю поверхность резервуаров наносятся антикоррозийные покрытия с целью защиты от воздействия пластовых вод.

# **5.9. Конструкция нагнетательных скважин**

В большинстве своем нагнетательные скважина по конструкции не отличаются от добывающих. Более того, некоторое количество добывающих скважин, оказавшихся в зоне контура водоносности или за ним, переводятся в разряд нагнетательных. При внутриконтурном и площадном заводнении перевод добывающих скважин под закачку воды считается нормальным.

Существующие конструкции нагнетательных скважин предусматривают закачку воды через насосно-компрессорные трубы, спускаемые с пакером и якорем.

Надпакерное пространство следует заполнить нейтральной к металлу жидкостью (можно и нефтью).

Забой должен иметь достаточный по толщине фильтр, обеспечивающий закачку запланированного объема воды, зумпф, глубиной не менее 20 м для накопления механических взвесей.

Целесообразно применение вставных (сменных) фильтров, которые могут периодически подниматься из скважин и очищаться.

Устьевая арматура нагнетательной скважины предназначена для подачи и регулирования объема воды в скважину, проведения различных технологических операций промывок, освоения, обработок и т.д.

Наиболее распространена на месторождениях восточных районов арматура типа 1АНЛ-60-200.

Арматура состоит из колонного фланца, устанавливаемого на обсадную колонну, крестовины, применяемой для сообщения с затрубным пространством, катушки, на которой подвешиваются НКТ, тройника для подачи нагнетаемой жидкости в скважину.

Пакер применяется для разобщения отдельных участков ствола скважины. Получили широкое применение пакеры механического или гидромеханического действия, рассчитанные на перепад давления до70 Мпа. Пакер спускается в скважину одновременно с якорем.

Назначение и конструкция пакера и якоря принципиально не отличаются от применяемых при фонтанной эксплуатации скважин.

# **5.10. Освоение нагнетательных скважин**

Освоение нагнетательных скважин – комплекс мер, связанных с пуском их в работу.

В большинстве своем – это меры, проводимые для эксплуатационных скважин: очистка призабойной зоны пласта от привнесенного в процессе бурения глинистого раствора, образование сети трещин. Но для скважин, вводимых под нагнетание из нефтяных, причем проработавших длительное время, возникает ряд специфических трудностей. Рассмотрим некоторые виды освоения.

Свабирование представляет собой наиболее простой и вполне эффективный способ освоения скважин.

Состоит в спуске в скважину поршня с клапаном, открывающимся при движении поршня вниз и закрывающимся при подъеме. При этом поршень поднимает столб жидкости, находящийся над ним, который может достигать сотен метров (по данным БашНИПИнефть – 300 м). В результате происходит резкое снижение давления на пласт и выброс из него с большой скоростью жидкости с механическими взвесями. Эффект может быть усилен за счет применения пакера: перепад в этом случае может достигнуть 500 м.

Однако, при свабировании не исключены случаи возникновения фонтанирования скважины, а также затруднена герметизация устья скважины.

Гидросвабирование – метод чередующихся циклов закачки воды в пласт и ее прекращения с выбросом на поверхность определенной порции жидкости из пласта, содержащей посторонние примеси. Эффективность метода состоит в создании депрессии на пласт путем резкого открытия задвижки на устье скважины.

Кислотная обработка широко применяется для очистки призабойной зоны пробуренной скважины от глинистого раствора. Для этой цели используется соляная кислота (НСI), серная (H2SO4), плавиковая (HF) и другие кислоты.

Если нефтесодержащие породы сложены известняками, доломитами, то для таких пластов рекомендуется соляная кислота.

Хлористый кальций и хлористый магний – вещества, хорошо растворимые в воде, углекислый газ растворяется в воде при давлении свыше 7,6 Мпа, или уносится из скважины в газообразном виде.

Терригенные коллекторы (песчаники, алевролиты) подвергаются эффективному воздействию плавиковой кислоты (HF):

Наличие в терригенных коллекторах карбонатов и глин замедляют процесс воздействия плавиковой кислоты, поэтому в этих случаях используют соляной и плавиковой кислоты – глинокислоты (HF – 4%, НСI – 8%). Применяют и другие кислоты.

Освоение скважины после бурения независимо от того, будет эта скважина добывающей или нагнетательной, преследует одну общую цель – очистить призабойную зону пласта от привнесенного в нее в процессе бурения глинистого раствора.

Следует выделить работу по освоению под закачку скважин, ранее работавших как добывающие. Специфика освоения таких скважин состоит в том, что воздействие на них кислотой не приводит к эффекту вследствие надежного покрытия пор продуктивного пласта нефтяной пленкой. Для освоения таких пластов нами предложена технология, базирующая на предварительной закачке в пласт растворителя, его выдержке в течение 2…5 часов и последующей промывке скважины.

# **5.11. Закачка газа в пласт**

Метод может быть эффективен при наличии в продуктивном разрезе глинистых пропластков, пластов, линз, зон, которые при воздействии на них водой набухают, уменьшается проницаемость.

При этом следует иметь в виду следующее:

а) энергоемкость закачки газа будет значительно выше из-за его меньшей по сравнению с водой плотностью (в 7…15 раз) и необходимостью создания на устье скважин давления, равного по величине забойному.

б) газ – сжимаемое вещество, вследствие сего каждый раз при остановках и ремонтах потребуется сжимать газ, заполняющий скважину до величины Рзаб.

Потребность в суточной закачке газа V может быть определена так:

V = Vн + Vв + Vг

Здесь Vн, Vв, Vг – объемы извлекаемой нефти, воды, газа, приведенные к пластовым условиям. Соответственно за сутки, поскольку существуют различные потери газа (утечки, поглощение), объем закачиваемого газа Vнаг должен быть выше расчетного в n раз: Vнаг=n\*V

n = 1,5…1,20.

При закачке газа необходим тщательный контроль как за состоянием герметичности наземных газопроводов, так и за равномерным движением газа в пласте. Прорывы газа в добывающие скважины по высокопроницаемым пропласткам наиболее частое осложнение в этой системе.

# **5.12.Закачка теплоносителей**

Известно, что повышение температуры ведет к снижению вязкости, а, следовательно, и подвижности нефти. В этом смысле извлечение нефти с вязкостью в сотни и тысячи Мпа-с путем повышения температуры пласта может оказаться наиболее приемлемым методом.

Следует также иметь ввиду, что и на вполне благополучных месторождениях закачка огромных объемов холодной воды для целей ППД ведет к постепенному охлаждению пласта, выпадению парафина в нем, загустению нефти и снижению ее подвижности. Это ухудшает процесс нефтеизвлечения, а в конечном итоге – снижает нефтеотдачу. Так по находящимся в эксплуатации 30…40 лет месторождения Зыбза-Глубокий, Яр, Холмское, Северо-Украинское, текущий коэффициент нефтеотдачи (КНО) не превышает 0,1.

Для разработки таких месторождений в стране создано научно-производственное объединение «Союзтермнефть».

Опыты, проведенные институтом «КраснодарНИПИнефтьь», показали, что при закачке горячей воды коэффициент нефтеотдачи может быть повышен: при температуре закачиваемой воды 30оС – до 0,432, при 100оС – до 0,745, при 200оС – до 0,783.

С повышением температуры уменьшается поверхностное натяжение нефти на границе с пластовой водой: при Т – 20оС поверхностное натяжение 6,05 эрг/кв.см., при 60оС – 2,34 эрг/кв.см.

Установлено, что лучшие показатели достигаются при закачке пара КНО – 86,3%, горячей воды – 78,31%, горячего воздуха – 46,24%.

# **5.13. Закачка горячей воды**

Способ сравнительно легко осуществим. При закачке в пласте формируются две зоны: зона с подающей температурой и зона с первоначальной пластовой температурой. Именно в первой зоне и происходит эффективный процесс вытеснения: снижается вязкость, увеличивается объем нефти и ее подвижность, ослабляются молекулярно-поверхностные силы. Это приводить к увеличению КНО.

Технологические расчеты, связанные с закачкой горячей воды, ведут в следующей последовательности.

Радиус теплового влияния через известное время t определяют по уравнению:

где а – средний коэффициент температуропроводности горных пород, окружающих нагнетательную скважину, кв.м/ч; t – время, ч (а=3,077 10-3 кв.м/м).

# **5.14. Закачка пара**

При закачке пара в пласт формируются три зоны: первая зона, насыщенная паром, температура которой зависит от давления в этой зоне; вторая – зона горячего конденсата (воды), в которой та снижается от температуры насыщенного пара до начальной пластовой; третья – зона, не охваченная тепловым воздействием, в которой температуры равна пластовой.

Закачка пара ведет к увеличению КНО по сравнению с горячей водой вследствие более низких капиллярных сил, из-за более высокой температуры пара, более высокой его смачиваемости и подвижности.

Механизм вытеснения нефти аналогичен вытеснению при закачке горячей воды.

В качестве примера рассмотрим паротепловое воздействие (ПТВ) на пласт на месторождении Оха (Сахалин), которое характеризуется следующими данными: текущий КНО до ПТВ – 20%, пласты – сцементированный песок, нефтенасыщенная толщина 22…36 м, глубина залегания 100…950 м, пористость 27%, проницаемость – 1500 мД, плотность 0,92…0,95 г/куб.см, вязкость – 2000 Мпа-с.

В 1968 г. начали ПТВ с расходом пара 2 тыс.т, в течение 8 лет КНО возрос до 52%, добыча нефти увеличилась со 147,4 тыс. т до 250 тыс.т, а объем закачки пара со 156 тыс. т до 750 тыс.т в год.

ПТВ в настоящее время ведется на месторождениях Катангли (Сахалин), Ярегском (Коми), Хорасаны (Азербайджан) и других.

Эффективность метода доказана. В настоящее время разрабатываются новые разновидности метода – циклическая закачка пара, закачка высокотемпературной воды (Т = 320…340оС при давлении 16…22 Мпа) и другие.

На территории СНГ к настоящему времени несколько сот залежей высоковязких нефтей, 50% из них законсервировано. КНО на таких месторождениях не превышает 15%.

# **5.15.Создание движущегося очага внутрипластового горения**

Закачка теплоносителей сопряжена с большими потерями тепла в наземных коммуникациях. Так, в поверхностных паропроводных теряется 0,35…3,5 млн.кДж/сут на каждые 100 м трубопровода, а в скважине – 1,7 млн.кДж/сут на каждые 100 м длины НКТ.

Поэтому более эффективным представляется источник тепла, расположенный непосредственно в пласте. Таким источником является очаг внутрипластового горения.

Метод заключается в следующем.

На забое нагнетательной скважины с помощью горелок различной конструкции создается высокая температура, вызывающая загорание нефти в пласте.

Для поддержания горения в пласт через эту же скважину подают окислитель-воздух или кислородосодержащую смесь в объемах, обеспечивающих горение. Горение нефти вызывает повышение температуры до 400оС и улучшает процесс вытеснения нефти.

Факт горения представлен несколькими зонами, т.е. при внутрипластовом горении (ВГ) действуют одновременно все известные методы воздействия на пласт: горячая вода, пар, растворитель, газы из легких углеводородов.

Физический процесс горения представляется таким образом. После поджога в пласте происходит процесс термической перегонки нефти, продукты которой – коксоподобные остатки нефти – являются топливом, поддерживающим очаг горения. Зона горения перемещается от нагнетательной скважины вглубь в радиальном направлении. Образующийся тепловой фронт с температурой 450…500оС вызывает следующие процессы в пласте. 1. Переход в газовую фазу легких компонентов нефти. 2. Расщепление (крекинг) некоторых углеводородов. 3. Горение коксоподобного остатка. 4. Плавление парафина и асфальтенов в порах породы. 5. Переход в паровую фазу платсовой воды, находящейся перед фронтом. 6. Уменьшение вязкости нефти перед фронтом и смешивание выделяющихся легких фракций нефти и газов с основной массой. 7. Конденсация продуктов перегонки нефти и образование подвижной зоны повышенной нефтенасыщенности перед фронтом горения. 8. Образование сухой выгоревшей массы пористой породы за фронтом горения.

В пласте образуются несколько зон: I – выгоревшая зона со следами несгоревшей нефти или кокса; II – зона горения, в которой максимальная температура достигает 300…500оС; III – зона испарения, в которой происходит разгонка нефти на фракции и крекинг нефти, пластовая и связанные воды превращаются в пар; IV – зона конденсации, в которой происходит конденсация углеводородов и паров, нефть и вода проталкиваются к добывающим скважинам газами, образовавшимися в результате горения СО2, СО, N; V – зона увеличенной насыщенности; VI – зона увеличенной нефтенасыщенности, в которую перемещается нефть из предыдущих зон, температура в этой зоне близка к первоначальной; VII – невозмущенная зона, в которой пластовая температура остается первоначальной.

Экспериментальные работ позволили установить следующие количественные данные: 1) на горение расходуется до 15% запасов пластовой нефти; 2) горение ведется при температуре около 375оС, на что требуется 20…40 кг кокса на 1 куб.м. породы; 3) для сжигания 1 кг кокса требуется 11,3 куб.м. воздуха при коэффициенте его использования 0,7…0,9.

Например, на залежи Павлона Гора за 66 суток было закачено 600 тыс.куб.м. воздуха.

Материальный баланс процесса ВГ представляется так:

Iн = Iнд + Iнг + Iуг

где Iн – количество нефти до процесса; Iнд - количество добытой нефти в регультате ВГ; Iнг – количество сгоревшей нефти; Iуг – количество нефти, превратившейся в углеводородный газ.

# **5.16. Закачка углекислоты**

Углекислый газ СО2, закачиваемый в пласт в жидком виде, смешиваясь в нефтью, уменьшает ее вязкость, увеличивает подвижность, снижает поверхностное натяжение на границе «нефть-порода» Жидкая углекислота экстрагирует из нефти легкие фракции, создавая активно-действующий на породу вал из смеси СО2, и углеводородов и способствующий лучшему отмыванию нефти из пласта. Установлено и химическое взаимодействие СО с породой, ведущее к увеличению ее проницаемости.

По данным БашНИПИнефть нефтеотдача заметно увеличивается после применения СО концентрацией 4…5% (по массе).

Свойства СО2,: бесцветный газ, относительная плотность 1,529 кг/куб.м., критическая температура 31,1 СО2; критическое давление 7,29 Мпа; плотность 468 кг/куб/м; при Т=20оС Р = 5,85 Мпа превращается в бесцветную жидкость с плотностью 770 кг/куб.м. Хорошо растворяется в воде и нефти, снижая ее вязкость на 10…500%.

В настоящее время реализовано несколько технологических схем закачки углекислоты в пласт. Вот несколько из них: закачка карбонизированной воды, закачка углекислого газа, создание оторочки из СО с последующим вытеснением водой, углеводородами или их смесью.

По данным исследований нефтеотдача при применении углекислоты значительно возрастает при увеличении оторочки до 10% порового объема пласта.

Источниками СО2 являются обработанные газы тепловых установок (11…13%) побочная продукция химических производств (до 99%), месторождения нефтяных газов (до 20%).

Закачка СО2 впервые была осуществлена на Александровской площади Туймазинского месторождения в 1967 г. На 1.01.1975 г. в пласт было закачено 252,5 тыс.куб.м. карбонизированной воды с концентрацией СО2 – 1,7%. Израсходовано 4,1 тыс.т. углекислоты. Установлено увеличение охвата пласта заводнением по мощности на 30%, приемистость нагнетательных увеличивается на 10…40%.

Возврат углекислоты в виде добытой жидкости составил 238,8 т (5,7% от закачанной в пласт).

Крупномасштабные работы по закачке СО2 ведутся на ряде месторождений США. Так, на месторождении Форд-Джерелдин с 1981 г. ведется закачка СО2 в объеме 570 тыс.куб.м./сут через 98 нефтяных скважин по пятиточечной сетке.

Нефть добывают из 154 скважин. Характеристика месторождения: глубина пласта 815 м, пористость 23%, толщина 7 м, проницаемость 64-10 кв.мкм, вязкость нефти 1,4 Мпа-с, плотность 815 кг/куб.м., пластовая температура 28оС. Давление закачки 13,6 Мпа, стоимость СО2 46..53 долл. За 1000 куб.м. Эффективность применения СО2 оценивается дополнительно добытой нефтью, величина которой различна для разных районов и составляет до 12% от начальных геологических запасов.

# **5.17. Оборудование для осуществления технологий**

Закачка газа в пласт осуществляется компрессорами высокого давления. В частности, промышленность выпускает для этих целей автономные компрессорные станции КС-550, а также газомоторкомпрессоры 10-ГКМ1\55-125 с подачей 24000 куб.м./час и давлением на выкиде 12,5 Мпа. Могут быть выбраны и другие типоразмеры, исходя из условий.

Одной из принципиальных особенностей закачки в пласт теплоносителей является необходимость доставки на забой скважины и продвижения в пласте теплоносителя с высокой температурой, способной воздействовать не только на нефть, но и на породу с целью отделения от нее компонентов, отличающихся высокими адгезионными свойствами. Поэтому оборудование, применяемое для этой цели, должно удовлетворять ряду требований, главные из них: а) возможность генерировать расчетные объемы теплоносителей (пара) в течение длительного времени; б) доставка теплоносителя на забой с возможно меньшими потерями.

Система пароподготовки включает в себя следующие узлы: узел водоподготовки; узел парообразования; узел подготовки пара перед закачкой в скважину.

Воздействие на пласт движущимся очагом горения (ДОГ) предполагает создание на забое нагнетательной скважины очага горения и последующее его перемещение к эксплуатационной скважине.

Отечественная промышленность выпускает для этих целей оборудование типа ОВГ-1м, ОВГ-2, ОВГ-3, ОВГ-4, разработанное в ТатНИИнефтемаш.

# Технологическая схема процесса следующая.Компрессоры низкого давления подают воздух к компрессорам высокого давления, которые закачивают его в пласт.

Инициирование (зажигание) горения производится электрическими нагревателями, спускаемыми в скважину на кабель тросе. В комплект установки входит блок измерения и регулирования, рассчитанный на подключение 8 скважин.

Закачка окиси углерода требует специальной технологии и оборудования. Учитывая специфику СО2 (ее агрегатное состояние зависит от давления и температуры), перекачку можно проводить в газообразном (критическая температура более 31оС и давление 7,29 МПа) или жидком состоянии (температура минус 15…40оС, давление 2,5 МПа). Особенность закачки окиси углерода состоит также в том, что растворяясь в воде, она образует углекислоту, отличающуюся высокой коррозионной активностью к оборудованию. Эти факторы следует принимать во внимание, проектируя разработку месторождения. Выбор средств перекачки зависит от физического состояния СО2; для газообразного – компрессоры, для жидкого – насосы.

# **5.18.Применение мицеллярных растворов**

Мицеллярные растворы – смесь диспергированных одна в другой жидкостей, например, углеводорода в воде, нефти в воде и т.д. Повышение нефтеотдачи при применении мицеллярных растворов (МЦР) достигается за счет уменьшения поверхностного натяжения на границе фаз, регулирование вязкости вытесняемой и вытесняющей сред, восстановление проницаемости коллектора и его охват воздействием.

Мицеллярыне растворы – термодинамически устойчивые системы с размером частиц 10-6…10-4 мм. Стабилизация растворов поверхностно-активными веществами придает им устойчивость, они образуют агрегаты (мицеллы), способные удерживать воду.

МЦР могут быть и гидрофильными и гидрофобными, они не коагулируют и не коалесцируют.

Опыты показали, что МЦР успешно применимы в песчаниках, малоэффективны в карбонатах. Проницаемость ниже 50 кв.мкм для применения МЦР не рекомендуется, остаточная нефтенасыщенность более 20…25%, вязкость нефти от 2…3 до 10…20 Мпа-с, предельное содержание солей в пластовой воде 4…5%, температура пласта не более 65…75оС.

При закачке воздают оторочку из МЦР, затем идет волна буферной жидкости.

# **5.19.Вытеснение нефти растворами полимеров**

Применение воды, отличающейся пониженной по сравнению с нефтью вязкостью и следовательно, более высокой подвижностью, вызывает неравномерное ее продвижение по пласту, образование языков и направленных потоков.

В целях повышения эффективности процесса применяют методы искусственного увеличения вязкости закачиваемой воды путем добавки в воду полимеров.

Получил применение полиакриламид (ПАА), отличающийся хорошей растворимостью в воде и высоким молекулярным весом. Регулируя количество ПАА, можно добиться требуемой вязкости вытесняющего раствора и повышения нефтеотдачи на 7…10%. Концентрация раствора – 0,025…0,5%, объем оторочки – не менее 30% порового пространства.

Критерием эффективности применения полимерного заводнения является количество дополнительно добытой нефти на 1т полимера.

Установлено, что применение загустителей приводит к снижению расхода для заводнения, выравниванию профилей приемистости нагнетательных скважин, снижению темпа обводнения.

Промышленное воздействие применялось с 1975 года на Ново-Хазинской площади Арланского месторождения. Закачку раствора полиметра с концентрацией 0,05% вели в пласт с характеристикой нефти – 18 Мпа-с, р = 0,886 г/куб.см, обладающей неньютоновскими вязкопластичными свойствами.

# **5.20. Применение углеводородных растворителей**

Физической смысл применения углеводородных растворителей в качестве вытесняющих агентов очевиден: вязкая нефть, парафин, смолы могут быть эффективно растворены, а также отмыты от породы различными растворителями. Проблема состоит в том, чтобы подобрать наиболее дешевый и эффективный растворитель, добиться оптимального процесса вытеснения, при котором критериальный показатель – количество дополнительно извлеченной нефти на 1 т растворителя, был бы максимальным.

Были изучены вытесняющие свойства растворителей – бензола, толуола, этилового спирта, дивинила, ароматических углеводородов и других.

Рациональным решением применения растворителя является создание оторочки из него и последующее вытеснение растворителя буферной жидкостью, например, загущенными полимерами жидкостями.

Известны данные о промышленном применении жидкости РСУО – реологической системы на углеводородной основе, состоящей из двухфазной пены и углеводородного растворителя. Она обладает псевдопластическими свойствами, регулирующими подвижность фаз находящейся в пласте жидкости.

Испытание метода на Сураханском месторождении производилось в течении 1976-77 годов. В нагнетательную скважину была закачана оторочка РСУО из смеси 100 куб.м. воды, 2,5 т сульфанола и 17 куб.м. углеводородного растворителя. Оторочка позволила ликвидировать прорыв воздуха к добывающим скважинам, возникавший при осуществлении ППД с помощью сжатого воздуха. Было получено увеличение добычи нефти.

# **5.21.Применение щелочного заводнения**

Метод закачки в пласт щелочей основан на снижении поверхностного натяжения на границе нефть щелочной раствор и преобразования характера смачиваемости породы вытесненным агентом из гидрофобного в гидрофильный.

Раствор щелочи NaOH при концентрации до 0,1% ведет к увеличению КНО на 10...15%. При контакте с нафтеновыми кислотами, содержащимися в нефти, щелочи образуют натриевые мыла (они снижают поверхностное натяжение фазы) и нефтяные эмульсии. Последние устремляются в зоны повышенной проницаемости, создавая вследствие своей повышенной вязкости (по сравнению с водой) фильтрационные сопротивления и, направляя, таким образом, поток жидкости в зону пониженной проницаемости.

Щелочи могут закачиваться в виде оторочки. Вследствие доступности и низкой стоимости из закачка более экономична. Однако применение щелочей не рекомендуется для продуктивных пластов, содержащих соли Са и Mg при концентрации более 0,025 г/л, т.к. это может вызвать выпадение осадка. Н е следует применять щелочи и в пластах с глинистыми пропластками, которые вследствие смачиваемости будут набухать, уменьшая проницаемость пласта.

# **5.22.Применение поверхностно-активных веществ**

Существует много проектов закачки ПАВ, физические основы действия которых на залежь сводятся к снижению поверхностного натяжения на границе нефть-порода, уменьшению вязкости нефти и улучшению ее отмыва от породы.

Данные об эффективности ПАВ противоречивы и требуют дальнейших исследований.

**6. Ремонт нефтяных скважин.**

Различают два вида ремонта скважин – наземный и подземный. Наземный ремонт связан с восстановлением работоспособности оборудования, находящегося на устье скважины трубопроводов, станков-качалок, запорной арматуры, электрической аппаратуры и т.д.

Подземный ремонт включает работы, направленные на устранение неисправностей в оборудовании, спущенном в скважину, также восстановление или увеличение дебита скважины. Подземный ремонт связан с подъемом оборудования из скважины.

По сложности выполняемых операций подземный ремонт подразделяется на текущий и капитальный.

**6.1. Общие сведения о текущем ремонте скважины.**

Под текущим ремонтом скважины понимают комплекс технологических и технических мероприятий, направленных на восстановление ее производительности, и ограниченный воздействием на призабойную зону пласта и находящееся в скважине оборудование.

Текущий ремонт включает следующие работы: замена отказавшего оборудования, очистка забоя и ствола скважины, восстановление продуктивности пласта за счет отдельных методов интенсификации(прогрев, промывка, закачка химреагентов).

Текущий ремонт может быть планово-предупредительным и проводиться с целью профилактического осмотра, выявления и устранения отдельных нарушений в работе скважины, пока не заявивших о себе.

Второй вид текущего ремонта – восстановительный, проводимый с целью устранения отказа – это, по сути дела, аварийный ремонт. На практике такие ремонты преобладают из-за разных причин, а в основном из-за несовершенства технологий и низкой надежности применяемого оборудования.

Показателями, характеризующими работу скважины во времени, являются коэффициент эксплуатации (КЭ) и межремонтный период (МРП). КЭ – это отношение отработанного скважиной времени, например, за год (ТОТР), к календарному периоду (ТКАЛ). МРП – это среднее время между двумя ремонтами за выбранный период, или отношение общего отработанного времени ТОТР за год к количеству ремонтов Р за этот же срок.

КЭ = ТОТР / ТКАЛ;

МРП= ТОТР / Р;

 Путями повышения КЭ и МРП являются сокращение количества ремонтов, продолжительности одного ремонта и увеличение времени пребывания скважины в работе.

Капитальный ремонт обладает большой трудоемкостью и напряженностью, т.к. требует значительных затрат мощности специального оборудования и физических усилий для извлечения из скважины спущенных устройств. Следует учесть, что текущий ремонт выполняется на открытом воздухе, порой в сложных климатических условиях.

В настоящее время более 90% всех ремонтов выполняется на скважинах с ШСНУ и менее 5% - с ЭЦН.

При текущем ремонте проводятся следующие операции

1. Транспортные – доставка оборудования на скважину;
2. Подготовительные – подготовка к ремонту;
3. Спускоподъемные – подъем и спуск нефтяного оборудования;
4. Операции по очистке скважины, замене оборудования, ликвидации мелких аварий;
5. Заключительные – демонтаж оборудования и подготовка его к транспортировке.

Если оценить затраты времени на эти операции, то можно заметить, что основные потери времени идут на транспортные операции (они занимают до 50% времени), поэтому основные усилия конструкторов должны быть направлены в сторону сокращения времени на транспорт – за счет создания монтажеспособных машин и агрегатов, спускоподъемных операций – за счет создания надежных автоматов для свинчивания-развинчивания труб и штанг.

Поскольку текущий ремонт скважины требует обеспечения доступа в ее ствол, т.е. связан с разгерметизацией, следовательно, необходимо исключить случаи возможного фонтанирования в начале или в конце работы. Это достигается двумя путями: первый и широко применяемый – «глушение» скважины, т.е. закачка в пласт и скважину жидкости с плотностью, обеспечивающей создание на забое скважины давления PЗАБ , превышающего пластовое. Второй – применение различных устройств – отсекателей, перекрывающих забой скважины при подъеме НКТ.

Спуско-подъемные операции (СПО) занимают основную долю в общем балансе времени на ремонт скважины. Они неизбежны при любых работах по спуску и замене оборудования, воздействии на забой, промывках колонн и т.д. Технологический процесс СПО состоит в поочередном свинчивании (или развинчивании) насосно-компрессорных труб, являющихся средством подвески оборудования, каналом для подъема добываемой жидкости и подачи технологических жидкостей в скважину, а в некоторых случаях – инструментом для ловильных, очистных и других работ. Это многообразие функций сделало НКТ обязательным компонентом оборудования скважины любого без исключения способа эксплуатации.

Операции с НКТ монотонны, трудоемки и легко могут быть механизированы. Кроме подготовительных и заключительных операций, которые имеют свою специфику для различных способов эксплуатации, весь процесс СПО с НКТ одинаков для всех видов текущего ремонта. Спуско-подъемные операции со штангами производятся так же, как и с трубами, а отвинчивание (свинчивание) штанг производят механическим штанговым ключом.

В случае заклинивания плунжера в цилиндре насоса или штанг в НКТ (запарафинивание), а так же при их обрыве возникает необходимость одновременного подъема труб и штанг. Процесс ведут путем поочередного отвинчивания трубы и штанги.

**6.2.Технология капитального подземного ремонта скважин.**

Капитальный подземный ремонт скважины объединяет все виды работ, требующие длительного времени, больших физических усилий, привлечения многочисленной разнофункциональной техники. Это – работы, связанные с ликвидацией сложных аварий, как со спущенным в скважину оборудованием, так и с самой скважиной, работы по переводу скважины с одного объекта эксплуатации на другой, работы по ограничению или ликвидации водопритока, увеличению толщины эксплуатируемого материала, воздействие на пласт, зарезка нового ствола и другие.

Учитывая специфику работ, в нефтегазодобывающих управлениях создаются специализированные цехи по капитальному ремонту, объединяющие бригады. В состав бригады входит мастер, бурильщик, помощник бурильщика, рабочий.

Работа выполняется по геологическому наряду, в котором указывается характеристика скважины, а так же перечень всех планируемых работ.

Скважина, вышедшая в капитальный ремонт, остается в эксплуатационном фонде, но исключается из действующего фонда.

**6.2.1 Обследование и исследование скважин перед капитальным ремонтом.**

Выбор технологии ремонта и технических средств для его проведения зависит от того, насколько правильно установлен характер повреждений оборудования или колонны, или насколько верно установлена причина снижения производительности скважины. Обследование включает в себя определение глубины забоя, уровня жидкости, состояния эксплуатационной колонны, характер аварии и размещения в скважине оборудования, величины коэффициента продуктивности и других параметров, характеризующих забой и скважину.

Состояние колонны и характер оборвавшейся части оборудования устанавливается печатями, представляющими собой свинцовый или алюминиевый стакан, спускаемый на трубах в скважину. При соприкосновении с предметом, находящимся в скважине, на мягкой поверхности печати остается отпечаток, по которому судят о характере обрыва. Получили применение гидравлические печати с резиновым копирующим элементом и скважинные фотоаппараты. Целесообразно рассмотреть результаты исследований в динамике. Особенно это касается выбора способа воздействия на забой или пласт. Чем обстоятельнее будет информация, тем успешнее будет ремонт.

Исследование проводится известными способами, представляющими к настоящему времени широкий выбор: термометрия, дебитометрия, гамма (ГК) – и нейтронный каротаж (НГК) и другие.

**6.2.2 Технология ремонта эксплуатационной колонны.**

Одним из часто встречающихся дефектов колонны является нарушение ее целостности в результате повреждения оборудованием или инструментом в процессе эксплуатации или коррозийного износа. В обоих случаях через повреждения начинается интенсивное движение в скважину посторонних вод. Интервал повреждения может быть определен дебитометром или термометром, которые фиксируют аномалии показаний. Ремонт колонны может быть проведен несколькими способами, но наиболее прогрессивным является ремонт обсадных труб металлическими пластырями. Этот метод включает в себя проведение шаблонирования и очистки колонны, ликвидацию смятия, уточнение формы и размеров повреждения.

Пластырь – тонкостенная цельнотянутая продольно-гофрированная труба с наружным периметром, равным периметру обсадной колонны и покрытая герметизирующим антикоррозийным составом.

Дорн состоит из дорнирующей головки, силовых гидроцилиндров и полых штанг. Принцип работы устройства основан на расширении гофрированной трубы до плотного контакта с колонной за счет создания избыточного давления в полости дорнирующей головки с последующей протяжкой устройства талевой системой. Силовые цилиндры создают условия для начала операции, расширяя трубы и закрепляя ее в колонне.

Комплекс устройств используется на промыслах «Башнефти», «Татнефти» и других объединений.

Наиболее уязвимыми к разрушениям являются эксплуатационные колонны нагнетательных скважин, испытывающие в процессе работы действие высоких давлений при закачке воды и гидравлическом разрыве пласта и коррозийно-активные жидкости, действие кислот при интенсификации. Следует иметь ввиду, что ремонт колонны, каким бы методом он не проводился, ведет к уменьшению ее диаметра, снижает и без того ограниченные возможности применения эксплуатационного и исследовательского оборудования.

**6.2.3. Технология изоляционных работ по устранению или ограничению водопритоков.**

Обводнение скважин может происходить по разным причинам. Вот несколько из них: негерметичность заколонного цементного кольца, вследствие чего возникает сообщение между нефтеносным и водоносным пластами; подтягивание к фильтру скважины подошвенных вод из-за интенсивного отбора или заводнения; прорыв вод из верхних водоносных горизонтов через дефекты в эксплуатационной колонне.

Наличие заколонного перетока может быть определено закачкой в пласт через фильтр радиоактивных изотопов, растворенных в 1.5…2 м3 воды (радиоактивное железо, цирконий, цинк). Наличие перетока позволит попасть части радиоактивной жидкости в водонасыщенный пласт, что будет отмечено на кривой гамма-каротажа аномальным всплеском по сравнению с аналогичной кривой, снятой до закачки изотопа. Изоляция притоков производится несколькими способами, одним из которых является закачка цементного раствора в трещину с целью ее повторного цементирования, или закачка специальных смол.

**6.2.4. Изоляция притока подошвенной воды.**

В практике часто встречаются случаи обводнения путем подтягивания подошвенной воды за счет форсированного отбора. При этом образуются конуса обводнения, высота которых может быть соизмерима с толщиной пласта. В таких случаях прибегают к ограничению отбора жидкости по скважине или изоляции обводнившейся части пласта: устанавливают цементный мост и перекрывают часть пласта, закачивают в подошвенную часть пласта под давлением цементный раствор или различные пластмассы, схватывающиеся в водяной среде и образующие горизонтальный экран.

Перевод скважины на другой эксплуатационный объект.

В связи с обводнением эксплуатирующегося пласта может возникнуть необходимость в переводе скважины на эксплуатацию с другого пласта, если таковой имеется в разрезе месторождения. При этом этот пласт может ниже или выше эксплуатируемого.

Технология перевода состоит в надежной изоляции обводненного пласта посредством закачки в него тампонирующего материала (цемента, смол) под давлением, образовании на забое цементного стакана, его разбуривании и углублении скважины до следующего, продуктивного пласта, спуске эксплуатационной колонны и ее цементировании, простреле фильтра, вызове притока из нового объекта.

**6.2.5. Ловильные работы в скважине.**

Технология ловильных работ разрабатывается применительно к характеру аварии в конкретной скважине на основе тщательного обследования.

Устанавливается характер аварии, глубина расположения оставшегося оборудования, диаметр скважины, возможность применения известных средств захвата, необходимость разработки новых средств. Ловильные работы сопряжены с возникновением больших, иногда непредсказуемых нагрузок, поэтому требуют высокой квалификации персонала. Опишем некоторые из часто встречающихся технологий ловильных работ.

**6.2.6. Извлечение упавших труб.**

Устанавливают состояние конца трубы с помощью печати. Если он позволяет осуществить захват изнутри или снаружи, то производят спуск соответствующего инструмента. Если захват невозможен, то производят подготовку конца трубы путем фрезерования, нарезки резьбы, или другими способами. При этом возможны случаи прихвата труб, т.е. заклинивания их в колонне. Тогда прибегают к их расхаживанию, подаче промывочных жидкостей, созданию повышенных нагрузок с целью натяжения или отрыва отдельных труб или части колонны.

**6.2.7. Извлечение установки ЭЦН.**

Технология извлечения УЭЦН с оборвавшимися трубами не отличается от принятой для извлечения обычных труб. Работы могут осложниться, если трубы окажутся покрытыми оборвавшимся кабелем.

В этом случае проводят работы по извлечению кабеля для получения доступа к трубам.

Не исключено заклинивание узлов УЭЦН в колонне ослабленным кабелем и металлическими поясами, что потребует создания больших усилий, которые могут закончится разрушением труб или соединительных частей УЭЦН. Работы могут потребовать фрезерования оставшихся частей, нарезания на них резьбы и длительных спуско-подъемных операций по извлечению частей УЭЦН.

**6.2.8. Испытание колонны на герметичность.**

Нормальная длительная работа скважины обеспечивается периодическим испытанием ее эксплуатационной колонны на герметичность. Это, тем более, необходимо делать после аварийных и изоляционных работ.

Испытания на герметичность проводят двумя способами: опрессовкой и снижением уровня жидкости в стволе скважины. Технология испытательных работ состоит в следующем.

Для опрессовки устье скважины оборудуется опрессовочной головкой, через которую в ствол нагнетают жидкость.

**6.2.9. Зарезка второго ствола.**

Если аварию в скважине устранить не удается, и ствол ее не может быть использован для добычи нефти, следует рассмотреть вопрос о ликвидации скважины или возможность бурения с некоторой глубины нового ствола. При этом следует провести тщательный технико-экономический анализ, чтобы убедиться в целесообразности зарезки второго ствола по сравнению с бурением новой скважины.

Технология зарезки второго ствола состоит в следующем. На основании исследований и обследования эксплуатационной колонны выбирают интервал бурения: он должен быть по возможности ниже. В этом интервале колонна не должна иметь смятий, нарушений, а в разрезе не должно быть поглощаемых горизонтов.

Устанавливают цементный стакан высотой 5..6 м на глубине выбранного интервала, и после затвердения цемента проверяют колонну, спуская в нее направление диаметром на 6 мм меньше диаметра эксплуатационной колонны и длиной 6..8 м.

Спускают отклонитель на бурильных трубах и сажают его на цементный стакан.

Создают нагрузку, расклинивают отклонитель на заданной глубине, поднимают трубы и спускают фрейзер-райбер.

Вращаясь по отклонителю, райбер прорезает «окно» в эксплуатационной колонне, которое затем расширяется райбером большего диаметра.

После прорезки и расширения «окна» приступают к проводке скважины по технологии, принятой для обычной скважины.

**6.2.10. Ликвидация скважин.**

Ликвидация скважин – комплекс работ, связанный с выводом скважины из эксплуатации по следующим причинам: а) скважины геологоразведочные, выполнившие свое назначение (первая категория); б) сухие эксплуатационные скважины (вторая категория); в) аварийные скважины с осложнениями при бурении или эксплуатации (третья категория); г)обводнившиеся эксплуатационные скважины (четвертая категория); д) скважины, оказавшиеся в зонах строительства или стихийных бедствий (пятая категория).

Ликвидация скважины согласуется с органами надзора и предполагает проведение на скважине следующих работ.

Интервал пластов со слабыми нефтяными проявлениями цементируется на глубину толщины пласта, плюс 20 м ниже подошвы и выше кровли. Над продуктивным пластом устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м. Ствол скважины заполняется буровым раствором, позволяющим создать давление на забой выше пластового.

Если в разрезе скважины не встречаются напорные минерализованные или сероводородные воды, допускается извлечение технических колонн, при этом в башмаке последней колонны устанавливают цементный мост высотой не менее 50 м.

Устье ликвидированной скважины оборудуют репером, представляющим собой сплюснутую сверху 73 мм трубу, на нижний конец которой насаживается деревянная пробка. Труба опускается в скважину на глубину не менее 2 м и заливается цементом. Над устьем устанавливают бетонную тумбу размером 1\*1\*1 м, из которой должен выходить репер высотой не менее 0.5 м. При извлеченной колонне репер над шахтной тумбой не устанавливают.

**6.3. Механизмы и оборудование для ремонтных работ.**

Для механизации подготовительных работ используют специальные агрегаты.

Агрегат для механизированной установки якорей для оттяжек – АМЯ-6Т смонтирован на трелевочном тракторе ТДТ-75. Агрегат состоит из мачты, ротора, механизма вращения ротора, лебедки, трансмиссии, гидро- и электросистемы.

Ротор служит для передачи крутящего момента якорю. Лебедка предназначена для подъема и удержания на мачте рабочей штанги. Перемещение ротора вверх-вниз, подъем мачты и стрелы обеспечивается гидравлическими насосами. Диаметр заглубляемых якорей 350, 500 мм, при грузоподъемности мачты 60 кН и максимальном крутящем моменте ротора 30 кН\*м.

Передвижной агрегат ремонта скважины (ПАРС) применяется для выполнения земляных работ при подготовке скважины к ремонту: установка оттяжек, рытье траншей, укладка мостков, труб, штанг и т.д.

Выполнен на базе трактора и состоит из гидравлического крана, бульдозерного отвала, механизма для резки грунта, лебедки.

Стрела грузоподъемностью 5 кН и с вылетом 3,6 м смонтирована на бортовом фрикционе.

Механизм для резки грунта готовит траншеи глубиной 1.5…1.7 м и шириной 400 мм.

Агрегат для механизированной погрузки, транспортировки и разгрузки штанг (АПШ) предназначен механизировать процесс перевозки штанг, сохранив при этом их качество.

Включает в себя тягач, гидравлический кран, полуприцеп. Кран установлен за кабиной, управление с пульта (есть переносной пульт – до 10 м). Штанги при погрузках пакетируются и поднимаются специальной траверсой. Грузоподъемность агрегата до 55 кН.

В настоящее время получило преимущественное развитие самоходных ремонтных агрегатов. Основными узлами такого агрегата являются вышка, укрепленная оттяжками, талевый кронблок, кронблок, лебедка, гидравлический домкрат для вышки, винтовой домкрат для снятия усилий с колес, кабина для управления лебедкой.

**6.3.1. Стационарные и передвижные грузоподъемные сооружения.**

Стационарные вышки являются грузоподъемным сооружением скважины и предназначены для подъема глубинного оборудования и устройств из скважины. Подразделяются на стационарные и передвижные.

Вышки изготавливаются из сортового проката и труб. Наиболее часто применяют вышки высотой 24 и 22 м и грузоподъемностью 750 и 500 кН.

Вместо вышек могут применяться стационарные или передвижные мачты, грузоподъемностью 150, 250 кН.

Следует иметь ввиду, что стационарные вышки используются лишь 2…3% времени в году. Поэтому в последние годы для подземного ремонта широко используют передвижные агрегаты, оснащенные своими вышками.

Вторым, не менее важным компонентом в технологической цепочке оборудования для подземного ремонта, является лебедка, монтируемая на шасси трактора или автомобиля отдельно или совместно с грузоподъемным сооружением. Наиболее широкое распространение на промыслах получили лебедки с приводом от двигателя трактора или автомобиля и тяговым усилием до 10 кН.

Для безвышечной эксплуатации скважин применяются самоходные агрегаты А-50у, «Бакинец-3М», «АзИНМАШ-43А», «АзИНМАШ-37А».

**6.3.2. Ловильный инструмент.**

Конструкции ловильного инструмента весьма многообразны. Однако по принципу захвата их можно подразделить на три основные группы:

1. Плашечные ловильные инструменты, работающие на принципе заклинивания предмета снаружи или изнутри ловителя;
2. Нарезные ловильные инструменты, работающие на принципе нарезания резьбы на предмете с одновременным наворачиванием на него ловителя;
3. Прочие типы.

Рассмотрим некоторые конструкции ловильного инструмента.

Наружная труболовка предназначена для захвата труб, штанг, или других предметов в скважине за тело или муфту. Представляет собой разрезной гребенчатый захват, помещенный в корпус и укрепленный на трубах. Ловимый предмет накрывается захватом, который при входе вверх увеличивает диаметр отверстия, пропуская предмет в ловитель. При натяжке шлипс идет вниз и его зубья врезаются в тело предмета, заклинивая его в ловителе.

Внутренняя труболовка предназначена для спуска внутрь ловимой трубы. Состоит из корпуса, на котором укреплена плашка, связанная со стержнем и подвижным кольцом. Корпус вводится внутрь ловимой трубы, при этом плашка поднимается вверх, уменьшая диаметр ловителя, и создавая условия для входа. При натяжке плашка уходит вниз, увеличивая диаметр корпуса ловителя и заклинивая трубу.

Овершот эксплуатационный предназначен для ловли труб или штанг за муфту при помощи плоских пружин укрепленных на внутренней поверхности корпуса. При надвигании на предмет пружины расходятся, пропуская его внутрь ловителя, а затем сходятся.

Клапан для ловли штанг применяется для ловли штанг за муфту. Состоит из корпуса, в котором укреплены раскрывающиеся подпружиненные плашки. Плашки раскрываются, пропуская предмет, а затем сходятся.

Фрезер с внутренними зубьями применяется для фрезирования верхних концов аварийных труб или штанг для того, чтобы затем можно было работать ловителями. Состоит из корпуса, в котором нарезаны продольные зубья.

Метчик эксплуатационный предназначен для ловли за внутреннюю поверхность трубы или муфты. Состоит из корпуса, на котором в его усеченной части имеется резьба. Она может быть нарезана на ловимом предмете, а затем заловлена.

**7. Сбор и подготовка нефти.**

**7.1. Групповая замерная установка.**

Поднятая из скважины на поверхность газожидкостная смесь за счет пластовой энергии или установленных в скважине насосов, доставляется на групповые пункты. Они объединяют до 14 скважин и позволяют осуществлять следующие операции:

1. Замерять дебит скважины;
2. Определять количество воды в жидкости;
3. Отделять газ от жидкости и замерять его объем;
4. Передавать информацию о дебите отдельно по каждой скважине и суммарное количество добытой жидкости в целом по групповой установке на диспетчерский пункт.

 В настоящее время на промыслах получили распространение автоматизированные групповые замерные установки блочного типа (АГЗУ) «Спутник». Они разработаны Октябрьским объединением «Башнефтемашремонт».

Технологическая схема внутрипромыслового сбора нефти и газа описывается так. Скважинная газожидкостная смесь (ГЖС) поступает в распределительную батарею групповой установки, рассчитанную на подключение 14 скважин. По заданной программе поочередно каждая из подключаемых скважин специальным вращающимся устройством переключается на замер.

Переключатель представляет собой два вставленных один в другой цилиндра. Наружный цилиндр соединен со всеми скважинами, работающими на эту групповую. Внутренний цилиндр имеет возможность вращаться автоматически по заданной программе и, вращаясь, он поочередно подставляет имеющееся на его цилиндрической поверхности отверстие к каждому скважинному трубопроводу, подключенному к наружному цилиндру. Таким образом образуется канал, по которому ГЖС из отдельной скважины поступает в сепаратор. Другие скважины в это время работают в общий трубопровод.

Из переключателя ГЖС направляется в сепаратор, где происходит отделение газа от жидкости, после чего жидкость поступает к турбинному расходомеру, газ – к расходомеру газа. Отсепарированный газ и прошедшая замер жидкость сбрасываются в общий трубопровод.

Сепаратор групповой установки выполнен в виде двух горизонтальных цилиндров, снабженных гидроциклонами. В гидроциклоне за счет центробежной силы, возникающей при винтообразном движении ГЖС, жидкость, как наиболее тяжелый агент, отбрасывается к стенкам сосуда, газ остается в центральной части. В верхнем цилиндре происходит сепарация, в нижнем накапливается жидкость.

Замерная установка снабжена влагомером, который определяет количество воды в нефти, и блоком местной автоматики, управляющим работой и передающим информацию (БМА).

Если сборный пункт расположен на значительном удалении от скважин, их энергии может оказаться недостаточно для доставки туда ГЖС. Тогда сооружают промежуточные насосные станции, получившие название дожимных (ДНС). Здесь поступившая от групповых установок ГЖС проходит частичную сепарацию и водоотделение, после чего жидкость поступает к перекачивающим насосам и подается на сборный пункт. Газ по отдельному трубопроводу направляется на газоперерабатывающий завод.

**7.2. Установка комплексной подготовки нефти.**

Установка комплексной подготовки нефти (УКПН) выполняет следующие функции:

1. Отделяет газ от нефти;
2. Отделяет воду от нефти;
3. Очищает нефть от солей;
4. Очищает нефть от механических примесей;
5. Производит отбор бензиновых фракций из газа (стабилизация нефти);
6. Производит откачку нефти товарно-транспортному управлению (ТТУ);
7. Производит откачку газа газодобывающему промыслу;
8. Производит откачку бензина газоперерабатывающему заводу;
9. Подготавливает воду для закачки в пласт.

УКПН выполняют заключительные операции с добываемой нефтью и формируют качественные и количественные показатели работы нефтегазодобывающих промыслов.

В зависимости от принципа очистки нефти от воды получили применение термохимические (ТХУ) и электрообезвоживающие (ЭЛОУ).

Газожидкостная смесь из групповой установки поступает в сепаратор первой ступени, где происходит частичное отделение газа от жидкости. Затем ГЖС поступает в сепараторы второй ступени – концевые сепарационные установки. Здесь происходит окончательное отделение газа, и жидкость через теплообменник направляется в трубчатую печь. По пути движения в жидкость вводят деэмульгатор, который при нагреве жидкости ускоряет процесс разрушения эмульсии. Для очистки от солей в нефть вводят пресную воду, которая отмывает соли. Стабилизация нефти – процесс отделения легких фракций. Он осуществляется путем направления нефти, прошедшей обезвоживание и обессоливание после нагревания в ректификационную колонну. Здесь происходит испарение легких фракций, подъем их вверх и последующая конденсация.

**8. НГДУ «Чекмагушнефть»**

Август 1954 года. Из скважины № 11, пробуренной бригадой бурового мастера М. Ш. Газизуллина из треста «Башзападнефтеразведка», близ деревни Верхне-Манчарово забил нефтяной фонтан с дебитом 150 тонн в сутки. Так начиналась большая нефть северо-запада Башкортостана.

1956 год. Манчаровская площадь подготовлена к промышленной разработке. Открыта нефть на Крещено-Булякской площади. Создана новая нефтедобывающая организация – Культюбинский укрупненный нефтепромысел – с целью освоения нефтяных богатств перспективного района.

Сентябрь 1957 года. Добыты первые тонны промышленной манчаровской нефти.

1960 год. Введены в промышленную разработку Манчаровский, Игметовский, Крещено-Булякский и Тамьяновский участки Манчаровской группы месторождений. Работает 59 нефтяных скважин, годовая добыча нефти – около 0,5 млн т; суммарная закачка воды в нагнетательные скважины – 117 тыс. м3.

Продолжается планомерное и, вместе с тем, быстрое освоение базового Манчаровского месторождения. Рост добычи происходит за счет наращивания фонда нефтяных скважин и освоения системы заводнения.

Вторая половина шестидесятых годов характеризуется широким развертыванием буровых работ на Грем-Ключевском и Иванаевском участках Юсуповской площади, Таймурзинском, Карача-Елгинском, Шелкановском, Чермасанском и Мене-узовском нефтяных месторождениях.

1968 год. Начало бурения на Саитовской площади. Ввод новых скважин в промышленную экс-плуатацию.

Ускоренные темпы разработки новых месторождений позволили нефтяникам достичь максимального уровня добычи нефти – 6282 тыс, тонн в год. 10 лет назад, в 1958 г., этот показатель составлял чуть более 40 тыс. тонн. Таких сжатых сроков освоения не знал ни один нефтедобывающий район страны.

1970 год. Начало разбуривания Андреевского месторождения нефти. Возникшая проблема обводненности нефти и связанные с этим технологические трудности привели к увеличению числа проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ) до 3000 в год.

1970-1980 годы. Начался упорный труд нефтедобытчиков по стабилизации уровня добычи нефти в объеме 5,3-4,9 млн т в год, а в следующие 1980-1990 годы – на уровне 4,8-4,1 млн т нефти в год.

В эти годы шло интенсивное разбуривание нефтяных месторождений, увеличение объемов закачки пресных и сточных вод и добычи жидкости путем внедрения высокопроизводительных установок ЭЦН.

В 1990 году достигнут максимальный годовой объем закачки воды в продуктивные горизонты – 43,8 млн м3 и максимальный объем добычи жидкости – 50,2 млн т.

За 40 лет, прошедших со дня образования НГДУ «Чекмагушнефть» введено в эксплуатацию 3490 нефтяных скважин из бурения, 803 нагнетательных скважины. В продуктивные пласты закачано 794 млн м3 воды. Добыто 871 млн т жидкости.

В настоящее время удалось стабилизировать добычу нефти на уровне 2 млн т в год. Это стало возможным благодаря проведению большого количества геолого-технических мероприятий, внедрению достижений науки и техники по повышению нефтеотдачи, использованию технико-технологических разработок с целью интенсификации добычи нефти,

В 70-х годах на промыслах НГДУ началось внедрение принципа комплексной автоматизации и обустройства нефтяных предприятий; в 1973 году была сдана первая комплексно-автоматизированная районная инженерно-технологическая служба № 2, а к концу 1975 года эта работа была завершена в масштабе всего НГДУ.

Вошли в технологические схемы объектов добычи нефти разработки инженеров НГДУ в области сбора нефти и автоматизации. Среди них:

– технологическая схема дожимной насосной станции и сепарационной установки со сбросом сточной воды,

– устьевая арматура скважины;

– способы предупреждения отложений неорганических солей в скважинах;

– бригадные узлы учета нефти;

– установка трубная наклонная для очистки и сброса воды и т. д.

Впервые в Башкортостане на промыслах НГДУ «Чекмагушнефть» успешно решена проблема отложений неорганических солей в нефтяных скважинах на основе периодической обработки гипсующихся скважин отечественными и импортными ингибиторами солеобразования.

Серьезное внимание обращается в НГДУ на экономическую работу, улучшение структуры управления цехов и бригад, внедрение новых форм организации производства и труда.

Так, созданные в 70-е годы по результатам деятельности фонды экономического стимулирования – материального поощрения, развития производства, жилищного строительства и социального развития, – позволили освоить за эти годы 1758 млрд рублей капиталовложений.

Впервые в отрасли в НГДУ была разработана система обслуживания нефтяных скважин на промыслах на основе широкого совмещения профессий. Сегодня на промыслах каждый рабочий владеет несколькими смежными профессиями. Комплексные механизированные звенья, начавшиеся с Кушульского экономического эксперимента, успешно выполняют весь комплекс работ, обеспечивающих нормальный ритм технологического процесса добычи нефти и газа. Так, бригада по добыче нефти и газа мастера Р. М. Галеева обеспечивает бесперебойную работу около 200 скважин и других объектов нефтедобычи. Бригада нефтепромысла № 4 по добыче нефти и газа (мастер Ф. М. Акрамов) обслуживает до 280 скважин

Для поддержания эксплуатационных скважин в работоспособном состоянии и обеспечения надежного функционирования скважинного оборудования в НГДУ созданы цехи подземного и капитального ремонта. Сегодня подземники в совершенстве овладели секретами своей профессии. Не случайно один из основных показателей подземного ремонта – межремонтный период работы скважин (МРП) – составляет свыше 600 суток. Бригада ПРС мастера 3. И. Ахметзянова достигла самого высокого показателя МРП – 645 суток, а по электро-центробежным насосам – 697 суток.

Бригадами КРС ежегодно производится 550-600 капитальных ремонтов скважин. Выполняются они с учетом экологических требований, при этом обращается внимание на изоляцию попутной воды, восстановление герметичности колонн и цементного кольца за колонной и кондуктором, ликвидацию перетоков.

Благодаря слаженной работе бригад КРС, руководимых мастерами Ф. Ф. Хайдаровым, М. С. Туктаровым, Р. Л. Насибуллиным, А. М. Молчановым, средняя продолжительность одного ремонта составляет 1103 б/час при плане 120,3 б/час, Производительное время -98,2%.

В коллективе НГДУ «Чекмагушнефть» значительно активизировалась природоохранная деятельность, направленная на предотвращение загрязнения недр, водных, земельных ресурсов и атмосферы. Нефтедобытчики понимают, что в этом деле нет мелочей, поэтому все вопросы решаются при активном участии каждого работника управления.

Для контроля качества поверхностных и подземных вод создана сеть контрольных водопунктов. В 1996 году эта сеть расширена с 30 до 88 точек (пунктов), из которых.по графику осуществляется отбор и анализ воды и, при необходимости, принимаются меры по определению и ликвидации причин. вызвавших ухудшение ее качества.

Для снижения агрессивной активности попутно-добываемой жидкости и закачиваемой воды на трубопроводы системы сбора и подготовки нефти, поддержания плотового давления (ППД) скважин и их глубинного оборудования со 183 точек осуществляется их дозировка ингибиторами коррозии.

НГДУ «Чекмагушнефть» – пионер в разработке и внедрении трубных водоотделителей (ТВО), позволяющих с незначительными расходами сбрасывать воду непосредственно на объектах нефтедобычи. ТВО не нуждаются в постоянном обслуживании, вода, сбрасываемая после них, хорошего качества. При этом экономятся средства для транспортировки этих вод до установок предварительного сброса (УПС) и обратно, чем ликвидируется потенциальная опасность аварийного воздействия на окружающую среду сточной воды при ее транспортировке. В настоящее время в НГДУ эксплуатируются

13 ТВО, ведутся строително-монтажные работы еще двух водоотделителей.

В НГДУ постоянно ведется работа по снижению потребления пресной воды на производственные нужды, особенно на ППД. Удельный вес пресной воды в объем объеме закачки в 1996 году составляет З%.

Для снижения выбросов газов в атмосферу введены в эксплуатацию установки по улавливанию легких фракций углеводородов в нефтесборочных парках «Калмаш» (1993 г) и «Манчар» (1996 г). Только в НСП «Калмаш» с начала пуска уловлено более 450 тыс.м3 газа. Проводится большая работа по повышению надежности и герметичности устьев скважин, запорной арматуры нефтепромыслового оборудования, снижению утечек насосов, своевременному ремонту и производству антикоррозиониых покрытий.

С 1990 года в НГДУ идет интенсивная замена металлических труб на трубы антикоррозиониого исполнения (металлопластовые, гибкие полимернометаллические, футероваииые). В начале 1997 года сдан в эксплуатацию цех по производству металлопластовых труб производительностью 200 км труб в год.

**9. Заключение**

В ходе ознакомительной практики произошло ознакомление с процессами, оборудованием и принципами его функционирования для бурения нефтяных и газовых месторождений, добычи нефти и газа и обустройством нефтяного месторождения. Также закреплены знания, полученные в курсе "Основы нефтегазовой деятельности" и получен навык работы в производственном коллективе.