**Министерство образования и науки РФ и РТ**

**Альметьевский государственный нефтяной институт**

Кафедра «Разработка и эксплуатации

нефтяных и газовых месторождений»

**Отчет**

Студента АбунагимоваРустама Ринатовича группы 68-15 ВТ

Факультет нефти и газа специальности 13503.65

По учебной практике, проходившей в ОАО «Башнефть»

 НГДУ «Октябрьскнефть»

(предприятие, НГДУ)

Место прохождение практики ОАО «Башнефть»

НГДУ «Октябрьскнефть»

Начало практики 21 июня 2010г. окончание практики 9июля 2010г.

Руководитель практики

 от кафедры РиЭНГМ Чекмаева Р.Р.

(должность, Ф.И.О)

**2010г.**

**Альметьевск**

#### Содержание

##### ВВЕДЕНИЕ 3

**1 Производственная и организационная структура НГДУ. 4**

**2. Геолого-физическая характеристика объектов. 8**

**3. Бурение скважин. 13**

**4. Разработка нефтяных месторождений. 15**

**5. Система ППД. 19**

**6. Эксплуатация нефтяных и нагнетательных скважин. 22**

**7. Исследование скважин. 25**

**8. Методы увеличения производительности скважин. 26**

**9. Текущий и капитальный ремонт скважин. 30**

**10.Сбор и подготовка нефти, газа и воды. 33**

**11.Техника безопасности, охрана труда и окружающей среды. 36**

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 39**

**ВВЕДЕНИЕ**

*Данная практика была пройдена мной в НГДУ "Октябрьскнефть". В ходе практике я ознакомился со способами добычи нефти, методами увеличения нефтеотдачи пласта, системой поддержания пластового давления, а также системой сбора скважиной продукции в условиях данного НГДУ.*

*НГДУ "Октябрьскнефть" - нефтегазодобывающее предприятие. Основу деятельности НГДУ составляет добыча нефти, газа, битумов, пресных и минеральных вод, их транспортировка различными видами транспорта, в отдельных случаях переработка и реализация.*

*НГДУ «Октябрьскнефть» является крупным подразделением ОАО «Башнефть». Из-за высокой степени разведанности (более 82%) территории Башкортостана компания продолжает выполнение геологоразведочных работ, как на территории Республики, так и в других регионах. В 2009 году выполнен годовой план проходки в поисковом бурении более 10 тыс.м., закончено строительством 10 скважин, в 6 скважинах получены промышленные притоки нефти (эффективность 60%), открыто 2 новых  нефтяных месторождения, прирост извлекаемый запасов промышленных категорий составил 1,3 млн.т. Компания проводит сейсморазведочные работы, глубокое поисковое бурение, геохимические исследования и тематические работы в области геологоразведочных работ. Добыча нефти будет увеличиваться за счет разрабатываемых компанией месторождений, таких как Арланское, Сергеевское,  Югомашевское  и других месторождений. Рост добычи нефти предполагается за счет увеличения объема геолого-технических мероприятий: бурения новых скважин, оптимизации отборов жидкости, перевода скважин на другие объекты, выполнения гидроразрыва пластов, создания новых очагов заводнения, сокращения бездействующего фонда скважин и расширения применения зарекомендованных высокоэффективных методов увеличения нефтеотдачи.*

*НГДУ "Октябрьскнефть" - это около двух десятков цехов и подразделений основного и вспомогательного производства и сферы социального обслуживания. Управление имеет: свой учебно-курсовой комбинат, Дом техники, подсобное тепличное хозяйство, базу отдыха, стоматологический и фельдшерский пункты, и т. д.*

*В последнее время нефтяники много занимаются вопросами экологии: восстанавливаются засоленные родники, очищаются реки, рекультивируются замазученные земли.*

*На практике часто выезжали на обходы скважин, в ходе которых мной были освоены действия оператора по добычи нефти и газа непосредственно в рабочих условиях. Не мало важным аспектом при прохождении практики явилось закрепление ранее изученных теоретических знаний практически.*

**1 Производственная и организационная структура НГДУ**

*НГДУ «Октябрьскнефть» находится в р. п. Серафимовском Туймазинского района, республики Башкортостан. Выпускаемая продукция, по основной деятельности предприятия, представляет собой товарную нефть.*

*По типу структуры управления НГДУ «Октябрьскнефть» относится к линейно функциональной структуре управления, имеющей незначительные недостатки и, в общем, являющейся оптимальной для этого предприятия. На 2009 год численность данного предприятия составляла около 1750 человек.*

*НГДУ «Октябрьскнефть» представляет собой сложную систему структур и подразделений, обеспечивающих бесперебойную добычу нефти. Схема структуры НГДУ « Октябрьскнефть» представлена на рисунке 1.*

*Руководством занимается начальник НГДУ, которому подчиняются все службы, отделы и цеха. Он руководит всей деятельностью предприятия на основе единаличия. Права и обязанности каждого отдела заместителя начальника, а так же работников аппа­рата отделяются специальными положениями.*

*Первый заместитель начальника главный инженер, он осуществляет производственно техническое руководство коллективом, наравне с директором несет полную ответственность за эффективность работы предприятия.*

*В ведении главного инженера находятся:*

*1) Производственно технический отдел (ПТО), главной задачей которого является определение рациональной техники и технологии добычи нефти и газа, внедрение новой техники и передовой технологии.*

*2) Служба главного механика (СГМ) осуществляет руководство механоремонтной службой НГДУ.*

3) Служба главного энергетика (СГЗ) занимается организацией надежной и безопасной эксплуатации и теплоэнергетических установок, внедрением новых, более надежных, экономичных электроприводов и схем электроснабжения.

4) Отдел промышленной безопасности и охраны труда (ОПБ и ТБ) главная задача которого является организация работ по созданию безопасных условий труда.

Геологический отдел подчиняется главному геологу. Отдел занимается детальным изучением месторождения, осуществляет учет движения запасов нефти и газа, доразведку отдельных площадей, внедрение технологических схем и проектов разработки, изыскание путей интенсификации разработки.

*Рисунок 1 Организационная структура НГДУ « Октябрьскнефть»*

Генеральный директор

Главный инженер – 1 зам. ген. директора

Зам. ген. директора по производству

Директор департамента по ДНГ

Департамент по охране труда и пром. безопасности

Департамент по энергетике

Отдел по ТКРС и бурению

Транспортный участок

Служба главного механика

Производственно технологический отдел

Теплотехническая служба

Участок по рем. и обслуж. эл/обор. базы

Участок по ЭПУ месторождения

Отдел кадров, труда и зар. платы

Зам. ген. Директора директор представительства

1 отдел

Юридическая служба

Главный геолог – 2 зам. ген. директора

Департамент по геологии, разра ботке и запасам нефти и газа

Техническая партия

Маркшейдерская служба

Департамент по быту и соц. вопросам

Служба безопасности

Департамент по автоматизированным системам

Департамент по МТС

Департамент по кап. строительству

Главный бухгалтер

Руководитель аппарата при руководстве

Бухгалтерия

Аппарат при руководстве

ПТС месторождения

ЦИТС

Цех по добыче нефти и газа

Цех по подготовке и перекачке нефти

Цех по поддерж. пластового давл.

База производств. обслуживания

Зам. ген. директора по экономике

Планово экономический отдел

Финансово экономический отдел

Служба по рем. и обслужив. средств КИПиА месторождения

Участок по деревообраб.

Администрат.

хозяйственный отдел

Отдел сист. и технического обслуживания

Строительно монтажный цех месторождения

Цех общественного питания

Участок метрологии

Ремонтно строительный участок базы

Планово экономический отдел (ПЭО) подчиняется главному экономисту НГДУ. Главной задачей отдела является организация работы управления, анализ работы предприятия, выявление путей повышения эффективности производства. Отдел труда и заработной платы (ОТ и ЗП) занимается совершенствованием организации труда и управлением производством, внедрением прогрессивных форм и систем зарплаты, материального стимулирования в целях дальнейшего роста производительности труда.

*Служба материально технического обеспечения и ком­плектации оборудованием (СМТО и КО) подчиняется заместителю начальника НГДУ по общим вопросам. Главная задача обеспечение подразделений НГДУ всеми видами материалов и ресурсов.*

*Заместителем начальника по экономическим вопросам выступает главный экономист, координирующий и контролирующий деятельность всех экономических служб и отделов.*

Отдел автоматизированной системы управления (ОАСУ), предназначен для автоматизированного управления. Он взаимодействует с системами управления предприятия, обслуживаемые кустовыми вычислительными, и информационно вычислительными центрами (КВЦ и КИВЦ).

*Производство в НГДУ подразделяется на основное и вспомогательное. К основному производству относятся цеха, которые непосредственно участвуют в производстве основной продукции.*

*К ним относятся ЦДНГ 1, 2, 3, 4; ЦППД; ЦППН. Эти цеха выполняют следующие функции: продвижение нефти и газа к забою путем использования пластовой энергии; подъем нефти на дневную поверх­ность, сбор, контроль, измерение объема продукции комплексная подготовка нефти с целью придания ей товарного качества.*

*К структуре вспомогательного производства отно­сят те подразделения предприятия, которые обеспечивают бесперебойную работу цехов основного производства. К деятельности вспомогательного производства относят: ремонт оборудования, скважин, устройств и механизмов; обеспечение производственных объектов электроэнергией, водой и другими необходимыми материалами; оказание информационных услуг цехам основного производства. Все эти задачи выполняют цеха входящие в структуру НГДУ: ЦАПП; ЦАЗ; ЦНИПР; ЦПКРС; ПРЦЭО; транспортный цех.*

ЦППН цех подготовки и перекачки нефти прием от Нефтепромысла добываемой трехфазной жидкости (нефть, газ, вода), подготовка (разделение на фазы), учет нефти и воды, сдача нефти нефтепроводному управлению, а пластовой воды в цех ППД, для использования в системе поддержания пластового давления.

 *Цех поддержания пластового давления (ППД) закачка воды в продуктивные пласты.*

*Цех подземного и капитального ремонта скважин (участок ПРС) проведение текущего ремонта скважин, выполнение геолого технических мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта.*

*Участок капитального ремонта скважин (ЦКРС) - проведение капитального ремонта скважин, выполнение геолого технических мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти, увеличению нефтеотдачи пластов, увеличение приемистости нагнетательных скважин.*

*Прокатно ремонтный цех электрооборудования и электроснабжения (ПРЦЭ и Э)- обеспечение электроснабжения объектов НГДУ, выполнение планово предупреди­тельных ремонтов и профилактических испытаний электрооборудования, аппаратуры и электрических сетей.*

*Цех автоматизации производства и пароснабжения (ЦАПП)- снабжает технической водой и тепловой энергией (паром) подразделений НГДУ и сторонних потребителей.*

*Строительно монтажный цех (СМЦ) - обустройство разведочных, эксплуатационных и вводимых из консерва­ции и бездействия скважин, капитальный ремонт объектов нефтедобычи и объектов соцкультбыта, обслуживание и планово предупредительный ремонт контрольно- измерительных приборов, средств автоматики и телемеханизации на объектах НГДУ.*

*Цех нефтепромысловых исследований и производственных работ (ЦНИПР) - выполнение гидродинамических исследований скважин и пластов, обследование водоемов пресной воды, определение загрязненности воздуха в зоне деятельности НГДУ, лабораторные исследования добываемой жидкости, определение качества подготовленной и сточной воды на УППН, анализ физико химических свойств нефтяного газа.*

*Цех антикоррозионных покрытий и капитального ремонта трубопроводов и сооружений (ЦАП и КРТС). Функции цеха: внутренняя очистка резервуаров, капитальный ремонт резервуаров и теплообменников, антикоррозионное покрытие резервуаров и емкостей, демонтаж оборудования и сооружений, прокладка трубопроводов на ГПМТ (гибких полимерно металлических труб), контроль за состоянием сварных швов , и замер толщины стенок трубопроводов, резервуаров, отборников и емкостей (дефектоскопия), ремонт насосно компрессорных труб доставка их бригадам ПРС и КРС.*

*Цех гибких полимерно металлических труб (ЦГПМТ) - производство гибких полимерно металлических труб для систем сбора нефти и поддержания пластового давления, для транспортировки высоко обводненной нефти и высоко агрессивных сточных вод, выпуск товаров народного потребления.*

*Рассмотренная структура НГДУ«Октябрьскнефть» позволяет предприятию решать все задачи поставленные перед ним , эффективно использовать материальные и трудовые ресурсы, следовательно, целесообразно распоряжаться своими производственными возможностями.*

**2 Геолого-физическая характеристика объектов**

*Серафимовское нефтяное месторождение расположено в северо западной части Башкортостана, на территории Туймазинского района. Непосредственно к северо западу от него находится крупное Туймазинское месторождение нефти, а к югу Троицкое и Стахановское.*

*В пределах месторождения находятся р.п. Серафимовский, который был основан 31 декабря 1952 г. В нем проживает основная масса рабочих, ведущих обустройство и эксплуатацию данного месторождения. По территории месторождения проходят асфальтированные и шоссейные дороги, соединяющие нефтепромысловые объекты с городами Октябрьским и Белебеем, с железнодорожными станциями Туймазы, Уруссу, Кандры.*

Разработку месторождения осуществляет ООО “НГДУ Октябрьскнефть”, расположенное в р.п. Серафимовский, а бурение скважин производит «БурКан». Продукция нефтяных скважин после первичной подготовки из нефтесборного парка через перекачиваемую станцию Субханкулово откачивается по нефтепроводу на нефтеперерабатывающие заводы г. Уфы. Попутный газ потребляет Туймазинский газоперерабатывающий завод, частично используется на местные нужды и по газопроводу транспортируется в г. Уфу. Водоснабжение осуществляется от центрального водовода, питающего водой из подрусловых скважин р.Усень.

*Климат района континентальный. Он характеризуется морозной зимой с температурой до 450С. в январе месяце и довольно жарким летом с температурой до + 350С в июле месяце. Среднегодовая температура +30С. Среднегодовое количество осадков составляет около 500 мм. Осадки приходятся в основном на осеннее и зимнее время года.*

*Из полезных ископаемых, кроме нефти имеются известняки, глины, пески. Данные материалы используются местным населением для строительных и хозяйственных нужд. Кроме того, глина особого качества используется для приготовления глинистого раствора бурении скважин.*

В орографическом отношении район месторождения представляет собой всхолмленное плато. Наиболее низкие отметки приурочены к долинам рек, составляют порядка +100м, наивысшие абсолютные отметки на водоразделах достигают + 350м. как правило, южные склоны водоразделов крутые и образуют мысообразные высоты, хорошо обнаженные, а северные склоны пологие, задернованные и чаще покрыты лесом.

Гидрографическая сеть района хорошо развита, но крупных рек нет. Основной водной артерией района является р. Ик. Притоками ее к югу от месторождения. являются речки Кидаш и Уязы Тамак. В пределах месторождения течет р. Бишинды, являющаяся левым притоком р. Усень, протекающей за пределами месторождения. На юге месторождения наблюдаются выходы грунтовых вод в виде родников.

*В геологическом строении Серафимовского месторождения принимают участие докембрийские, бавлинские, девонские, каменно угольные, пермские, четвертичные, рифейские, и вендские отложения.*

*Серафимовское месторождение многопластовое. Основным продуктивным горизонтом является песчаный пласт Д I пашийского горизонта. Промышленно нефтеносны песчаные пласты: С- VI1, С- VI2, бобриковского горизонта, карбонная пачка кизеловского горизонта турнейского яруса, карбонатные пачки фаменского яруса, песчаный пласт D3 кыновского горизонта, песчаный пласт Д II муллинского горизонта, песчаные пласты Д III и Д IV старооскальского горизонта.*

*Средняя глубина залегания бобриковского горизонта 1250 м, турнейского яруса 1320м, фаменского яруса 1560м, пласта Д I -1690м, пласта Д II - 1700м, пласта Д III - 1715 м, пласта Д IV - 1730 м.*

В тектоническом отношении Серафимовская брахи антиклинальная структура расположена в юго восточной части Альметьевской вершины Татарского свода и вместе с Балтаевской структурой составляет Серафимовско Балтаевский вал. Общая длина вала достигает 100 км, а ширина от 26 км на западе и до 17км на востоке. В центральной и северо восточных частях Серафимовско Балтаевского вала располагается Серафимовское поднятие, оконтуренное в юго западной части стратоизогипсой минус 1560м, а в северо восточной минус 1570м. Размеры поднятия составляет 12Х4 км, и простирается с юго запада на северо восток.

*Следует отметить, что своды структур в карбоне и перми на Леонидовском и Серафимовском поднятиях совпадают с его положением в девонских отложениях.*

*По геофизическим данным, толща представлена в основном тремя типами пород: аргиллитами, алевролитами и песчаниками.*

*Основными на месторождении являются девонские отложении. Наиболее распространенным по площади и по мощности является пласт Д I. Его мощность достигает 19,6 м. Он представлен кварцевым и мелкозернистым песчаником.*

*Горизонт Д II относится к песчаникам муллиновского горизонта. Он представлен прослоями алевролитов и аргиллитов, но в основном преобладает мелкозернистый, кварцевый песчаник. Его мощность составляет от 19 - 33 метра.*

*Пласты горизонта Д III представлен плохо отсортированными мелкозернистыми, кварцевыми песчаниками. Их мощность очень мала и составляет от 1-3 метра. Залежи этого горизонта структурно литологически, мелкие по своим размерам.*

*Пласты горизонта Д IV- представлен мелкозернистым, в некоторых местах гравийным, кварцевым песчаником. Их мощность составляет 8 метров, а в некоторых местах 8 12 метров. В них установлено 10 залежей структурного типа.*

*Общая толщина коллекторов пачки Д составляет 28 - 35 м, а нефтенасыщенная толщина пластов составляет 25,4 м.*

*Основные характеристики горизонтов приведены в таблице1.*

Таблица 1 Основные характеристики горизонтов

|  |  |
| --- | --- |
| *Параметры* | Объекты |
| *Д I* | *Д II* | *Д III* | *ДIV* |
| *Средняя глубина залегания, м* | *1690* | *1700* | *1715* | *1730* |
| *Средняя нефтенасыщенная толщина, м* | *5,8* | *6,9* | *1,6* | *2,6* |
| *Пористость , доли единиц* | *0,192* | *0,192* | *0,164* | *0,171* |
| *Проницаемость , мкм2* | *0,331* | *0,218* | *0,186* | *0,200* |
| *Пластовая температура, 0С* | *36* | *38* | *38* | *38* |
| *Пластовое давление, МПа* | *17,4* | *17,6* | *17,2* | *17,4* |
| *Вязкость нефти в пласте, мПа\*с* | *2,43* | *1,76* | *1,75* | *1,45* |
| *Плотность нефти в пласте, кг /см3* | *805* | *786* | *790* | *777* |
| *Содержание серы в нефти, %* | *1,4* | *1,0* | *1,3* | *1,4* |
| *Содержание парафина в нефти, %* | *4,6* | *5,2* | *4,9* | *4,9* |
| *Давление насыщения нефти газом,МПа* | *9,22* | *9,00* | *9,00* | *9,75* |
| *Газосодержание , м3/т* | *61,0* | *62,5* | *57,1* | *77,8* |

*Пластовая нефть по турнейскому ярусу намного отличается от нефтей девонских залежей. Давление насыщения нефти газом равно 2,66МПа. В девонских залежах эта величина равна 9 9,75 МПа, что почти в три с лишним раза выше, чем в турнейском ярусе. Плотность нефти в пластовых условиях равна 886 кг/м.3. Более подробно свойства нефти приведены в таблицах 2 и 3.*

Таблица 2 Физические свойства нефти

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| *Показатели* | *Д I* | *ДII* | *Д III* | *С1кs1* |
| *Температура пласта,С* | *35* | *35* | *35* | *26* |
| *Давление насыщения, МПа* | *9,22* | *9* | *9,75* | *2,66* |
| *Удельный объем нефти при давлении насыщения, г/см3* | *1,0082* | *1,0087* | *1,0084* | 1,0092 |
| *Коэффициент сжимаемости,* *10 4 ·0,1 1/МПа* | *9,83* | *10,2* | *10,9* | *6,3* |
| *Коэффициент**температурного расширения,**10 4 1 0С* | *8,27* | *8,7* | *8,75* | *8,0* |
| *Плотность нефти, кг/м3 при давлении насыщения* | *788* | *799* | *770* | *875* |
| *Вязкость нефти, мПа·с при давлении насыщения* | *2,15* | *1,59* | *1,32* | *1,4* |
| *Усадка нефти от давления насыщения, %* | *12,5* | *13* | *15,9* | *2,35* |
| *Газосодержание , м3/т* | *61* | *62,5* | *77,8* | *11,8* |
| *Объемный коэффициент* | *1,15* | *1,16* | *1,6* |  *1,024* |

Таблица 3 Химический состав нефти

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| *Показатели* | *Д I* | *Д II* | *С1 кs1* |
| *Содержание:* |
| *Парафина,%* | *4,6* | *5,2* | *3,8* |
| *Асфальтенов,%* | *3,7* | *1,8* | *6,2* |
| *Селикагелевых смол,%* | *10,4* | *9,5* | *19,5* |
| *Серы , %* | *1,4* | *1,0* | *2,9* |
| *Температура плавления парафина,С* | *50* | *49* | *49* |

*Свойства пластовой воды приведены в таблице 4.*

Таблица 4 Свойства пластовой воды

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| *Показатели* | *Д I* | *Д II* | *Д III* | *С1 кs1* |
| *Плотность, кг/м3* | *1,193* | *1,192* | *1,191* | *1,1* |
| *Содержание, % на 100 г Сl* | *49,98* | *50* | *50* | *49,58* |
| *SO* | *0,01* | *0,01* | *0,01* | *0,4* |
| *HCO* | *0,003* | *0,003* | *0,004* | *0,02* |
| *Са + +* | *13,2* | *13,5* | *14,1* | *5,5* |
| *Мg +*  | *4* | *4,1* | *4,2* | *3,2* |
| *К+Na +* | *32,1* | *32,4* | *31,7* | *41,3* |

*Состав газа приведен в таблице 5.*

Таблица 5 Свойства газа

|  |  |
| --- | --- |
| *Компонент* | Доля компонента |
| *Dшт = 9,5 мм Молярная масса* | *Dшт= 17.2 мм**Молярная масса* | *D шт = 21 мм**Молярная масса* |
| *СH4* | *69,70* | *55,31* | 70,83 | *56,49* | *22,06* | *30,33* |
| *C2 H6* | *8,06* | *12* | *8,38* | *12,53* | *7,56* | *11,28* |
| *C3 H8* | *1,44* | *3,13* | *1,52* | *3,33* | *1,37* | *2,97* |
| *C4 H10* | *0,1* | *0,29* | *0,11* | 0,32 | *0,11* | *0,3* |
| *C5 H12* | *0,01* | *0,03* | *0,01* | *0,04* | *0,01* | *0,05* |
| *C6 H12* | *0,01* | *0,05* | *0,02* | *0,08* | *0,02* | *0,07* |
| *C7 H16* | *0,01* | *0,03* | *0* | *0* | *0* | *0* |
| *N2* | *20,39* | *28,32* | *18,83* | *26,28* | *22,06* | *30,33* |
| *Плотность, кг/м3* | *838,2* | *833,9* | *846,5* |

1. **Бурение скважин.**

*Нефтяное или газовое месторождение разбуривается по проекту разработки или разведки. Геологический отдел конторы бурения скважин, руководствуясь проектом отбивают на местности топографом точки, которые будут являться скважинами данного месторождения.*

*Чтобы технологически грамотно осуществлять процесс бурения, необходимо знать основные физико-механические свойства горных пород, влияющих на процесс бурения ( упругие и пластические свойства, прочность, твердость, и абразивную способность). Это достигается путем бурения разведочных скважин, из которых получают разрез горных пород ( керн). Образцы керна и шлама поступают в геологический отдел, который производит их полное обследование.*

*Технология бурения скважин 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.*

*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. 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 через определенные 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.*

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

Отдельные элементы конструкции скважины имеют следующее назначение:

1. *Направление предотвращает размыв верхних рыхлых пород буровым раствором призабуривании скважины.*
2. *Кондуктор обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, используемых для питьевого; водоснабжения.*
3. *Промежуточная колонна спускается для изоляции зон поглощения, перекрытия продуктивных горизонтов с аномальными давлениями.*
4. *Эксплуатационная колонна обеспечивает изоляцию всех, пластов, встречающихся в разрезе месторождения, спуск оборудования 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.*

1. **4 Разработка нефтяных месторождений**.

*Под разработкой нефтяного месторождения понимается осуществление процесса перемещения жидкости (нефти, воды) и газа в пластах к эксплуатационным скважинам. Управление процессом движения жидкости и газа достигается размещением на месторождении нефтяных, нагнетательных и контрольных скважин, количеством и порядком ввода их в эксплуатацию, режимом работы скважин и балансом пластовой энергии. Принятая для конкретной залежи система разработки предопределяет технико экономические показатели — дебита нефти, изменение его во времени, коэффициент нефтеотдачи, капитальные вложения, себестоимость и т. д. Перед разбуриванием залежи проводят проектирование системы разработки. В проекте разработки на основании данных разведки и пробной эксплуатации устанавливают условия, при которых будет протекать эксплуатация залежи, т. е. её геологическое строение, коллекторские свойства пород (пористость, проницаемость, степень неоднородности), физические свойства жидкости и газов, насыщающих пласт (вязкость, плотность, растворимость газов ), насыщенность пород* *нефти водой и газом, пластовые давления, температура и т. д. Базируясь на этих данных, при помощи гидродинамических расчётов устанавливают технические показатели эксплуатации залежи для различных вариантов системы разработки и производят экономическую оценку вариантов системы. В результате технико экономического сравнения выбирают оптимальную систему разработки.*

*Извлечение нефти из скважин производится либо за счёт естественного фонтанирования под действием пластовой энергии, либо путём использования одного из нескольких механизированных способов подъёма жидкости. Обычно в начальной стадии разработки месторождений преобладает фонтанная добыча, а по мере ослабления фонтанирования скважину переводят на механизированный способ добычи. К механизированным способам относятся: газлифтный и глубиннонасосный (с помощью штанговых, погружных электроцентробежных и винтовых насосов).*

*Разработка нефтяных месторождений — интенсивно развивающаяся область науки. Дальнейшее ее развитие будет связано с применением новых технологий извлечения нефти из недр, новых методов распознавания характера протекания внутрипластовых процессов, управлением разработкой месторождений, использованием совершенных методов планирования разведки и разработки месторождений с учетом данных смежных отраслей народного хозяйства, применением автоматизированных систем управления процессами извлечения полезных ископаемых из недр, развитием методов детального учета строения пластов и характера протекающих в них процессов на основе детерминированных моделей.*

*Разработка нефтяных месторождений связана с существенным вмешательством человека в природу и поэтому требует безусловного соблюдения установленных норм по охране недр и окружающей среды.*

*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 колонны в 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.*

*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 20 мм и длиной 145...350 мм.Пули изготавливаются из легированной стали и для уменьшения трения при движении по каморе покрываются медью или свинцом.*

*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 22 мм, глубина 100...160 мм, на 1 м толщины пласта выполняется до четырех отверстий.*

*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.*

*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 получаемых им каналов грушевидной формы может достигать 1,5 м.*

*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.*

*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.*

*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.*

*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.*

*Также применяют спуске НКТ специального поршня сваба, снабженного обратным клапаном . 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.*

##### 5 Система ППД

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.*

*Законтурное заводнение предполагает закачку воды в нагнетательные скважины, расположенные за внешним контуром нефтеносности. По мере удаления контура нефтеносности от нагнетательных скважин и обводнения первого ряда эксплуатационных скважин , фронт нагнетания переносится.*

*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:*

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

 *К недостаткам законтурного заводнения можно отнести:*

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

 Внутриконтурное заводнение 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, 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;*

*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.*

*ППД проектируется в начала разработки большинства нефтяных месторождений.*

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.*

*Пластовые воды в 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. В настоящее время с целью сокращения потребления пресных вод и утилизации добываемых пластовых вод широкое использование для целей ППД получило очистка сточных вод.

*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 их внутреннюю поверхность наносятся антикоррозийные покрытия с целью защиты от воздействия пластовых вод.*

**6 Эксплуатация нефтяных и нагнетательных скважин**

*Самым распространенным технологическим комплексом при экспуатации месторождения на предприятии ООО НГДУ «Октябрьскнефть» является добыча нефти штанговыми глубинными насосами. Принудительный подъем нефти из скважин с помощью УШГН является наиболее продолжительным в жизни месторождения.*

*Современными штанговыми насосными установками можно добывать нефть из одного или двух пластов скважин глубиной до 3500 м с дебитом жидкости от нескольких кубометров до нескольких сотен кубометров в сутки. На Серафимовском месторождении 172 скважины оборудованы штанговыми насосными установками, что составляет 94% от всего фонда добывающих скважин.*

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

*В ООО НГДУ «Октябрьскнефть» наземное оборудование скважин представлено в основном станками качалками нормального ряда типа СКН5 31%, СКД8 15%, 7СК8 29%*

*Также на месторождении применяют установки электроцентробежных насосов (УЭЦН). В качестве привода УЭЦН применяют погружной электродвигатель, спускаемый в скважину совместно с насосом на заданную глубину.*

*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.*

*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.*

*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.*

*Перед монтажем УЭЦН необходимо подготовить скважину для ее эксплуатации. Для этого ее промывают, т. е. очищают забой от песчаной пробки и возможных посторонних предметов. Затем в обсадную колонну от устья до глубины, превышающей глубину спуска агрегата на 100 – 150м., спускают и поднимают специальный шаблон, диаметр которого несколько больше максимального диаметра погружного агрегата. При этом тщательно центрируют вышку или мачту относительно устья скважины.*

*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. Над пакерное пространство следует заполнить нейтральной к металлу жидкостью.*

*Забой должен иметь достаточный по толщине фильтр, обеспечивающий закачку запланированного объема воды, глубиной не менее 20 м для накопления механических примесей. Целесообразно применение вставных 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.*

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

**7 Исследование скважин**

В процессе эксплуатации скважин осуществляется их исследование в целях контроля технического состояния эксплуатационной колонны, работы оборудования, проверки соответствия параметров работы скважин установленному технологическому режиму, получения информации, необходимой для оптимизации этих режимов.

*При исследовании скважин:*

*а)проверяется техническое состояние скважины и установленного оборудования (герметичность цементного камня, обсадной колонны и насосно компрессорных труб, состояние призабойной зоны пласта,загрязненность ствола скважины, подача насосов, работа установленных на глубине клапанов и других устройств);*

*б) оценивается надежность и работоспособность узлов оборудования, определяется меж ремонтный период работы оборудования и скважин;*

*в) получают информацию,необходимую для планирования различного рода ремонтно восстановительных и других работ в скважинах, а также для установления технологической эффективности этих работ.*

*Для решения перечисленных задач используется комплекс различного рода исследований и измерений (замер дебита нефти, обводненности продукции, газового фактора, глубинные измерения температур и давлении,промеры глубин, динамометрирование, запись расходов рабочего агента, учет отказов и ремонтов оборудования, анализ проб продукции скважин и др.).*

*Виды, объем и периодичность исследований и измерений с целью контроля за работой оборудования для всех способов эксплуатации скважин устанавливаются управлением совместно с научно исследовательскими организациями и геофизическими предприятиями .*

*Исследования по контролю за работой добывающих скважин должны осуществляться в полном соответствии с правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности, с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды.*

*Основой исследования УШГН является динамометрирование – метод оперативного контроля за работой подземного оборудования и основа установления правильного технологического режима работы насосной установки.*

*Суть метода заключается в том, что нагрузку на сальниковый шток определяют без подъема насоса на поверхность с помощью динамографа. На бумаге в виде диаграммы записываются нагрузки при ходе вверх и вниз в зависимости от перемещения штока.*

*Для определения расстояния от устья до динамического уровня применяются методы звукометрии. Наиболее распространены различные эхометрические установки для скважин с давлением 0,1 МПа. Принцип действия этих установок заключается в том, что в затрубное пространство посылается акустический импульс из пороховой хлопушки. Этот импульс, отразившись от уровня жидкости , возвращается к устью, воздействуя на термофон, и после преобразования и усиления в электрический фиксируется перописцем на движущейся бумажной ленте.*

*Волнометрирование выполняется при помощи эхолота, который позволяет определить динамический уровень в скважинах глубиной до 4000 м. при давлении в затрубном пространстве до 7,5 МПа. На забое и по стволу скважины давление и температуру измеряют с помощью глубинных термометров, которые объединяются в одном приборе.*

#####  8 Методы увеличения производительности скважин

*В нефтяных и газовых скважинах с течением времени снижается дебит и производительность скважин . Это естественный процесс, так как происходит постепенное понижение пластового давления, уменьшается энергия пласта, необходимая для подъема жидкости и газа на поверхность .*

Производительность скважин уменьшается также в результате ухудшения проницаемости пород, продуктивного пласта из за закупорки его пор в призабойной зоне смолистыми , парафинистыми отложениями, механическими частицами выноса пласта.

*Для стабилизации уровня добычи нефти и газа применяются различные методы воздействия на призабойную зону пласта , позволяющие повышать нефтеотдачу пластов и не снижать производительность скважин. Методы повышения производительности скважин при воздействии на призабойную зону пласта разделяются на химические , механические , тепловые и комплексные.*

*Решающие значение при выборе способа воздействия в каждом конкретном случае имеет необходимая глубина обработки продуктивного пласта для восстановления или улучшения проницаемости. Поэтому по глубине воздействия на пористую среду способы интенсификации скважины можно разделить на две большие категории: способы с небольшим радиусом воздействия и способы с большим радиусом воздействия. Основные способы улучшения сообщаемости пласта со скважиной с небольшим радиусом воздействия:*

*а) Использование взрывчатых веществ. К ним относятся пулевая, кумулятивная перфорация, различные варианты торпедирования.*

*При недостаточной сообщаемости между пластом и скважиной можно повторно провести обычную перфорацию пулевым перфоратором. Для повышения её эффективности скважина заполняется не глинистым раствором или водой., а жидкостями, не загрязняющими вновь созданные перфорационные отверстия.*

*При твердых и плотных породах можно торпедировать продуктивный пласт взрывчатым веществом, спускаемым в интервал залегания пласта в гильзах, и электрическим взрывателем, который подрывают с помощью кабеля с устья скважины. Гильзы изготавливают из металла асбеста или пластмасс. В качестве взрывчатых веществ наиболее часто используют нитроглицерин, динамит тротил и др. Взрыв может создавать в продуктивном пласте каверны и трещины. Таким образом, одновременно с улучшением сообщаемости пласта со скважиной увеличивается и проницаемость пласта в зоне с большим радиусом (создание микро и макротрещин, которые могут распространяться на десятки метров).*

*Направленное торпедирование можно осуществить за счет использования соответствующей внешней формы заряда и вставок на пути взрывной волны. В зависимости от необходимости можно использовать торпеды бокового рассеянного действия, бокового сосредоточенного и вертикального действия.*

*Перфораторы с разрывными снарядами создают круглые отверстия в колонне и с цементом кольце, проникая в породу, и, взрываясь, образуют каверны и трещины. Кумулятивный перфоратор состоит из устройства, в ячейках которого содержатся заряды кумулятивного действия. Каждая ячейка с противоположной стороны взрывателя оснащена выемкой соответствующего профиля. Таким образом, газообразные продукты взрыва направляются вдоль оси заряда в виде мощной струи, которая создает в колонне, цементе и породе канал в соответствующем направлении.*

*б) Очистка ствола скважины и зоны перфорации поверхностно активными веществами или кислотными ваннами. Используемые при этом жидкости состоят либо из раствора 1 5%ных поверхностно активных веществ, растворенных (или диспергированных) в воде, либо из раствора с содержанием 15% HCI, В который добавляется 0,5 2% ингибитора коррозии и иногда 1 4% фтористоводородной кислоты. В некоторых случаях используют смешанные составы кислот и ПАВ. Обычно скважину промывают одним из упомянутых растворов, затем в пласт заключают рабочую жидкость в объёме 0,3 0,7 м3 на каждый метр интервала перфорации. Для кислотных составов даётся выдержка 1 6 часов, для ПАВ без кислоты выдержка составляет 24 ч, затем отработанный раствор удаляют и скважину пускают в работу или приступают к обработке пласта, используя способ с большим радиусом воздействия.*

*Использование поверхностно активных растворов для промывки скважины или закачки в пласт на небольшую глубину обеспечивает деспергирование и удаление со стенок скважины и из пласта твердых частиц и фильтрата бурового раствора, а также водонефтяной эмульсии.*

*Кислотные ванны очищают от глинистого раствора в новых скважинах (или вышедшие из капитального ремонта), а также ликвидируют отложения солей из пластовой воды, накопившейся в процессе эксплуатации.*

*в) Повышение температуры в стволе скважины в интервале продуктивного пласта. Термические способы. Для повышения температуры можно использовать циркуляцию горячей жидкости в скважине, термохимические процессы, электрические нагреватели. Продолжительность нагрева зоны перфорации скважины обычно составляет 5 50 часов. При этом происходит разжижение отложений твердых углеводородов (парафина, смол, асфальтенов и т.д.), которые потом удаляются при пуске скважины в эксплуатацию. Циркуляция горючих жидкостей в скважине легко реализуема, но при глубинах более 1000 2000м. мало эффективна в следствие больших потерь теплоты из скважины в отложения вскрытого геологического разряда.*

*В электрических нагревателях применяют систему электрических сопротивлений, смонтированных в трубе, которую устанавливают на конце колонны НКТ. Питание электрической энергией осуществляется по кабелю с поверхности. Существуют и нагреватели, основанные на использовании тонов высокой частоты. Электрические нагреватели могут находиться на забое скважины и во время ее эксплуатации. Запуск и остановка нагревателей в этом случае осуществляются включением и выключением питания электрической энергии*

*Газовые горелки состоят из трубчатой камеры, спущенной в скважину, с двумя концентрическими колоннами насосно компрессорных труб. По трубам малого диаметра нагнетают горючие газы, по кольцевому пространству первичный воздух, а по колонне вторичный. Инициирование горения осуществляется подачей электрической энергии по кабелю с поверхности. Другим кабелем с термопарой измеряется температура с наружи, которая не должна превышать 300 400 0С, чтобы не повредить колонну скважины. Температуру на желаемом уровне поддерживают соответствующим регулированием объемов нагнетания газов и воздуха.*

*Термохимическая обработка базируется на выделении теплоты на забое скважины за счет химического процесса, которая расправляет тяжелые углеводороды, выпавшие в зоне перфорации скважины, с целью последующего их удаления. Для этого используют реакцию 15% ного раствора HCI с едким натром ( NaОН ), алюминием и магнием.*

*В результате реакции 1 кг едкого натра с соляной кислотой выделяется 2868 кДж теплоты. Большое количество теплоты получают при реакции HCI с алюминием (которая генерирует 18924 кДж на кг Al). Однако при этом образуется хлопья гидроокиси алюминия Al(OH)3, которые способны забивать поры и проточные каналы в продуктивном пласте. Наиболее эффективно использование магния, который при реакции с HCI выделяет 19259 кДж, а хлористый магний MgCi2 хорошо растворяется в воде.*

*Основные способы улучшения сообщаемости продуктивного пласта со скважиной с большим радиусом воздействия:*

*а) Кислотные обработки призабойной зоны продуктивного пласта. Эти способы главным образом используются в песчаных породах с содержанием карбонатов более 20% или с цементирующим материалом, состоящим из карбонатов кальция или магния.*

*Основной используемой кислотой является HСI. Она эффективно воздействует на карбонат кальция или магния, образуя растворимые и легко удаляемые хлориды. Соляная кислота является дешевой и недефицитной. Используются и другие кислоты: уксусная, муравьиная и др. В кислотные растворы вводятся и различные присадки: ингибиторы коррозии, присадки для уменьшения поверхностного натяжения, замедления реакции, рассеивании и т. д.*

*При закачке в пласт кислотного раствора при давлениях нагнетания меньших, чем давление гидроразрыва, очищаются и расширяются поры в призабойной зоне пласта или трещины и микротрещины в породе коллекторе, восстанавливая, таким образом, ухудшенную проницаемость обработанной зоны, а в некоторых случаях даже увеличивая её первоначальное значение.*

*Технология работ следующая: скважину очищают и заполняют нефтью или водой (солёной или пресной) с присадкой 0,1 0,3% ПАВ. На поверхности готовят кислотный раствор с добавками необходимых компонентов, последовательность введения которых устанавливает преимущественно по данным лабораторных исследований. Кислотный раствор закачивают в НКТ при открытой задвижки на затрубном пространстве скважины. Когда он достигает интервала перфорации скважины, закрывают упомянутый вентиль и закачивают кислотный раствор по трубам до тех пор, пока он не проникнет в продуктивный пласт, при чем на последнем этапе раствор продавливает нефтью или водой с присадкой 0,1 0,3% ПАВ. Выдерживают 1 6 часов (но не более) для реакции кислоты, затем раствор удаляют. Скважину вводят в эксплуатацию. При этом внимательно наблюдают за изменением дебита для определения эффекта от проведенной обработки.*

*Существуют различные технологические варианты кислотной обработки, как то: простая, селективная, повторная, поочередная, с вибрацией и т.д.*

*б) Гидравлический разрыв продуктивного пласта в призабойной зоне скважины. Этот способ используется в пластах, представленных твердыми, плотными породами с низкой проницаемостью (песчаники, известняки, доломиты и т.д. Давление разрыва достигают закачкой в скважину жидкости под высоким давлением. В продуктивном пласте при этом открываются существующие трещины и микротрещины или создаются новые, которые могут заметно улучшить гидродинамическую связь между пластом и скважиной.*

*в) Подземные ядерные взрывы. Взрывы были экспериментально исследованы с положительными результатами в твердых, плотных породах с низкой проницаемостью. Вокруг зарядной скважины в продуктивном пласте в следствии ядерного взрыва образуется полость, заполненная разрушенной породой, затем зона дробления и за ней зона с системой трещин и микротрещин. Этот способ представляет интерес, особенно для газовых скважин, дебит которых может быть таким образом увеличен в несколько десятков раз.*

*г) Термические способы. Они основываются на повышении температуры в пласте вокруг скважины и используются в продуктивных отложениях, насыщенных высоковязкими нефтями с повышенным содержанием парафина. Эти способы аналогичны способам повышения температуры в стволе скважины, но требуют большей теплоты для прогрева пласта в радиусе 2 15 м. С этой целью можно использовать термохимическую кислотную обработку, основанную на закачке в пласт нагретой кислоты в результате её реакция с некоторыми металлами, периодическую закачку в пласт ограниченных объёмов пара (циклическая закачка пара) или круговой фронт подземного горения вокруг эксплуатационной скважины, определяемой расчетным радиусом, до которого необходимо разогреть пласт. Кроме того за последние годы разработаны различные новые технологии воздействия на призабойную зону пласта, основанных на использовании современных реагентов и отходов химической промышленности.*

**9 Текущий и капитальный ремонт 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.*

*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.*

*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 P заб. , 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.*

*Капитальный 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 цеха по капитальному ремонту скважин. Скважина, включенная в капитальный ремонт, остается в эксплуатационном фонде, но исключается из действующего фонда.*

**10 Сбор и подготовка нефти, газ и воды**

*Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция не представляет собой соответственно чистые нефть и газ. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей .*

*Пластовая вода это сильно минерализованная среда с содержанием солей до 300 г/л. Содержание пластовой воды в нефти может достигать 80%. Минеральная вода вызывает повышенное коррозионное разрушение труб, резервуаров, вызывают износ трубопроводов и оборудования. Попутный (нефтяной) газ используется как сырье и топливо.*

*Технически и экономически целесообразно нефть перед подачей в магистральный нефтепровод подвергать специальной подготовке с целью ее обессоливания, обезвоживания, дегазации, удаления твердых частиц.*

*На нефтяных промыслах чаще всего используют централизованную схему сбора и подготовки нефти (рис.2). Сбор продукции производят от группы скважин на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ). От каждой скважины по индивидуальному трубопроводу на АГЗУ поступает нефть вместе с газом и пластовой водой. На АГЗУ производят учет точного количества поступающей от каждой скважины нефти, а также первичную сепарацию для частичного отделения пластовой воды, нефтяного газа и механических примесей с направлением отделенного газа по газопроводу на ГПЗ (газоперерабатывающий завод). Частично обезвоженная и частично дегазированная нефть поступает по сборному коллектору на центральный пункт сбора (ЦПС). Обычно на одном нефтяном месторождении устраивают один ЦПС.*

*На ЦПС сосредоточены установки по подготовке нефти и воды. На установке по подготовке нефти осуществляют в комплексе все технологические операции по ее подготовке. Комплект этого оборудования называется УКПН установка по комплексной подготовке нефти*.

*Рисунок 2. - Схема сбора и подготовки продукции скважин на нефтяном промысле:*

1. *нефтяная скважина;*
2. *автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ);*
3. *дожимная насосная станция (ДНС);*
4. *установка очистки пластовой воды;*
5. *установка подготовки нефти;*
6. *газокомпрессорная станция;*
7. *7центральный пункт сбора нефти, газа и воды;*
8. *резервуарный парк*

Обезвоженная, обессоленная и дегазированная нефть после завершения окончательного контроля поступает в резервуары товарной нефти и затем на головную насосную станцию магистрального нефтепровода.

*Обезвоживание нефти затруднено тем, что нефть и вода образуют стойкие эмульсии типа "вода в нефти". В этом случае вода диспергирует в нефтяной среде на мельчайшие капли, образуя стойкую эмульсию. Следовательно, для обезвоживания и обессоливания нефти необходимо отделить от нее эти мельчайшие капли воды и удалить воду из нефти. Для обезвоживания и обессоливания нефти используют следующие технологические процессы:*

* *гравитационный отстой нефти,*
* *горячий отстой нефти,*
* *термохимические методы,*
* *электрообессоливание и электрообезвоживание нефти.*

*Наиболее прост по технологии процесс гравитационного отстоя. В этом случае нефтью заполняют резервуары и выдерживают определенное время (48 ч и более). Во время выдержки происходят процессы коагуляции капель воды, и более крупные и тяжелые капли воды под действием сил тяжести (гравитации) оседают на дно и скапливаются в виде слоя подтоварной воды.*

*Однако гравитационный процесс отстоя холодной нефти малопроизводительный и недостаточно эффективный метод обезвоживания нефти. Более эффективен горячий отстой обводненной нефти, когда за счет предварительного нагрева нефти до температуры 50 70°С значительно облегчаются процессы коагуляции капель воды и ускоряется обезвоживание нефти при отстое. Недостатком гравитационных методов обезвоживания является его малая эффективность.*

*Более эффективны методы химические, термохимические, а также электрообезвоживание и обессоливание. При химических методах в обводненную нефть вводят специальные вещества, называемые деэмульгаторами. В качестве деэмульгаторов используют ПАВ. Их вводят в состав нефти в небольших количествах от 5 10 до 50 60 г на 1 т нефти. Наилучшие результаты показывают так называемые неионогенные ПАВ, которые в нефти не распадаются на анионы и катионы.*

 *Деэмульгаторы адсорбируются на поверхности раздела фаз "нефть вода" и вытесняют или заменяют поверхностно активные природные эмульгаторы, содержащиеся в жидкости. Причем пленка, образующаяся на поверхности капель воды, непрочная, что отмечает слияние мелких капель в крупные, т.е. процесс коалесценции. Крупные капли влаги легко оседают на дно резервуара. Эффективность и скорость химического обезвоживания значительно повышается за счет нагрева нефти, т.е. при термохимических методах, за счет снижения вязкости нефти при нагреве и облегчения процесса коалесценции капель воды.*

*Освобождение от остаточного содержание воды достигается при использовании электрических методов обезвоживания и обессоливания. Электрообезвоживание и электро обессоливание нефти связаны с пропусканием нефти через специальные аппараты электродегидраторы, где нефть проходит между электродами, создающими электрическое поле высокого напряжения (20 30 кВ). Для повышения скорости электрообезвоживания нефть предварительно подогревают до температуры 50 70°С. При хранении такой нефти в резервуарах, при ее транспортировке по трубопроводам и в цистернах по железной дороге значительная часть углеводородов теряется за счет испарения. Легкие углеводороды являются ценным сырьем и топливом (легкие бензины). Поэтому перед подачей нефти из нее извлекают легкие низкокипящие углеводороды. Эта технологическая операция и называется стабилизацией нефти. Для стабилизации нефти ее подвергают ректификации или горячей сепарации. Наиболее простой и более широко применяемой в промысловой подготовке нефти является горячая сепарация, выполняемая на специальной стабилизационной установке. При горячей сепарации нефть предварительно подогревают в специальных нагревателях и подают в сепаратор, обычно горизонтальный. В сепараторе нефть подогревается до 40 80°С и из нее активно испаряются легкие углеводороды, которые отсасываются компрессором и через холодильную установку направляются в сборный газопровод.*

*Вместе с очищенной пластовой водой в продуктивные пласты для поддержания пластового давления закачивают пресную воду, полученную из двух источников: подземных (артезианских скважин) и открытых водоемов (рек). Грунтовые воды, добываемые из артезианских скважин, отличаются высокой степенью чистоты и во многих случаях не требуют глубокой очистки перед закачкой в пласты. В то же время вода открытых водоемов значительно загрязнена глинистыми частицами, соединениями железа, микроорганизмами и требует дополнительной очистки. В настоящее время применяют два вида забора воды из открытых водоемов: подрусловый и открытый. При подрусловом методе воду забирают ниже дна реки "под руслом". Для этого в пойме реки пробуривают скважины глубиной 20 30 м диаметром 300 мм. Эти скважины обязательно проходят через слой песчаного грунта. Скважину укрепляют обсадными трубами с отверстиями на спицах и в них опускают водозаборные трубы диаметром 200 мм. В каждом случае получают как бы два сообщающихся сосуда "река скважина", разделенных естественным фильтром (слоем песчаного грунта). Вода из реки проходит через песок и накапливается в скважине. Приток воды из скважины форсируется вакуум насосом или водоподъемным насосом и подается на кустовую насосную станцию (КНС). При открытом методе воду с помощью насосов откачивают из реки и подают на водоочистную станцию, где она проходит цикл очистки и попадает в отстойник. В отстойнике с помощью реагентов коагуляторов частицы механических примесей и соединений железа выводятся в осадок. Окончательная очистка воды происходит в фильтрах, где в качестве фильтрирующих материалов используют чистый песок или мелкий уголь.*

**11 Техника безопасности, охрана труда и окружающей среды**

На предприятиях нефтепродуктообеспечения проводятся операции по хранению, отпуску и приему нефтепродуктов, многие из которых токсичны, хорошо испаряются, способны электризоваться, пожаро и взрывоопасны. При работе на предприятиях отрасли возможны следующие основные опасности: возникновение пожара и взрыва при разгерметизации технологического оборудования или трубопроводов, а также при нарушении правил их безопасной эксплуатации и ремонта; отравление работников вследствие токсичности многих нефтепродуктов и их паров, особенно этилированных бензинов; травмирование работников вращающимися и движущимися частями насосов, компрессоров и других механизмов в случае отсутствия или неисправности ограждения; поражение электрическим током в случае нарушения изоляции токоведущих частей электрооборудования, неисправности заземления, неприменения средств индивидуальной защиты; повышенная или пониженная температура поверхности оборудования или воздуха рабочей зоны; повышенный уровень вибрации; недостаточная освещенность рабочей зоны; возможность падения при обслуживании оборудования, расположенного на высоте. При обслуживании оборудования и проведении его ремонта запрещается: применение открытого огня для подогрева нефтепродуктов, отогревания арматуры и т. п.; эксплуатация неисправного оборудования; эксплуатация и ремонт оборудования, трубопроводов и арматуры с нарушением правил техники безопасности, при наличии утечек нефтепродуктов через неплотности в соединениях и уплотнениях или в результате износа металла; применение для открытия и закрытия запорной арматуры каких либо рычагов (ломов, труб и т. п.); ремонт электрооборудования, не отключенного от электросети; чистка оборудования и деталей машин горючими легковоспламеняющимися жидкостями; работа без соответствующих индивидуальных средств защиты и спецодежды. При разливе нефтепродуктов место разлива следует засыпать песком с последующим удалением его в безопасное место. При необходимости убрать загрязненный нефтепродуктами грунт. В помещениях, где произошел разлив производится дегазация дихлорамином (3% ный раствор в воде) или хлорной известью в виде кашицы (одна часть сухой хлорной извести на две пять частей воды). Во избежание воспламенения запрещается дегазация сухой хлорной известью. Курение на территории и в производственных помещениях предприятия запрещается за исключением специально отведенных для этого мест (по согласованию с пожарной охраной), где вывешиваются надписи "Место для курения". Подъезды к пожарным гидрантам и другим источникам водоснабжения должны быть всегда свободными для беспрепятственного проезда пожарных машин.

 *В зимнее время необходимо: очищать от снега и льда, посыпать песком, чтобы исключить скольжение: настилы, лестницы, переходы, тротуары, пешеходные дорожки и дороги; своевременно удалять сосульки и корки льда, образующиеся на оборудовании, крышах зданий, металлоконструкциях.*

*Вначале человек не задумывался о том, что таит в себе интенсивная добыча нефти и газа. Главным было выкачать их как можно больше. Так и поступали. Поначалу казалось, что нефть приносит людям только выгоду, но постепенно выяснилось, что использование ее имеет и оборотную сторону. Нефтяное загрязнение создает новую экологическую обстановку, что приводит к глубокому изменению или их полной трансформации естественных ресурсов и их микрофлоры. Загрязнения почв нефтью приводит к резкому возрастанию величины соотношения углерод – азот. Это соотношение ухудшает азотный режим почв и нарушает корневое питание растений. Почва путем биологического разложения нефти самоочищается очень медленно. Из за этого некоторыми организациям после загрязнения приходится производить рекультивацию почв.*

*Одним из наиболее перспективных путей ограждения среды от загрязнения является создание комплексной автоматизации процессов добычи, транспорта и хранения нефти. Раньше, например, на промыслах не умели транспортировать нефть и попутный газ совместно по одной системе трубопроводов. С этой целью сооружались специальные нефтяные и газовые коммуникации с большим количеством объектов, рассредоточенных на обширных территориях. Промыслы состояли из сотен объектов, причем в каждом нефтяном районе их строили по своему, это не позволяло связать их единой системой телеуправления. Естественно, что при такой технологии добычи и транспорта много продукта терялось за счет испарения и утечки. Специалистам удалось, используя энергию недр и глубинных насосов, обеспечить подачу нефти от скважины к центральным нефтесборным пунктам без промежуточных технологических операций. Число промысловых объектов сократилось в 12- 15 раз.*

*В районах обустройства, особенно при строительстве трубопроводов, временных дорог, линий электропередач, площадок под будущие поселки, нарушается природное равновесие всех экосистем. Такие перемены сказываются на окружающей среде.*

*Основными источниками загрязнения наземных и подземных вод в районах добычи нефти являются сброс промысловых сточных вод в поверхностные водоемы и водостоки. Также загрязнения происходят: при разливах промысловых сточных вод; при прорывах водопроводов; при попадание поверхностных стоков нефтепромыслов в наземные воды; при перитоках высокоминерализованных вод глубинных горизонтов в пресноводные горизонты, из за нарушения герметичности в нагнетательных и добывающих скважинах.*

*В нефтяной промышленности широко применяют различные химреагенты при различных технологических процессах. Все реагенты при попадании в окружающую среду оказывают отрицательное воздействие. Основные причины загрязнения окружающей среды при закачивании в пласт различных химреагентов заключаются в следующих факторах: в не герметичности систем и оборудования и нарушении в технике безопасности при проведении технологических операций.*

*В природоохранной деятельности на предприятии, кроме традиционных направлений мониторинга состояния окружающей среды, рационального использования водных и рекультивированных земельных ресурсов, охраны воздушного бассейна, капитального ремонта и замены аварийных участков нефтесборных сетей, водоводов, емкостей, активно внедряются новейшие технологии охраны окружающей среды.*

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

*1. Акульшин А. И. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений М., Недра, 1989.*

*2. Гиматутдинова Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. М., Недра, 1974.*

*3.Истомин А. З., Юрчук А. М. Расчеты в добыче нефти. М.,: Недра, 1979.*

*4.Инструкции по охране труда для рабочих цеха добычи нефти и газа. Уфа, 1998.*

*5.Мищенко И. Т. Расчеты в добыче нефти. М., Недра, 1989.*

*6.Муравьев В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1978.*

*7.Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. М., Недра, 1974*

*8. Производственный материал ООО НГДУ « Октябрьскнефть» .2009 2010.*

*9.Справочник по нефтепромысловому оборудованию. М., Недра, 1979.*

*10. Шматов В.Ф. , Малышев Ю.М. Экономика, организация и планирование производства на предприятиях нефтяной и газовой промышленности М., Недра, 1990 .*