**Содержание**

Введение…………………………………………………………... 1

1. Литературный обзор
   1. История предприятия…………………………….… 3
   2. Охрана труда и техника безопасности………......... 6
   3. Охрана окружающей среды……………………….. 10
2. Получение рабочей профессии
   1. Нефть как многокомпонентная система…………... 16
   2. Электрообессоливающая установка…………..…. 22

Заключение………………………………………………………... 26

Список литературы……………………………………………….. 27

**Введение**

Двадцатый век насыщен многими событиями, которые будоражили и потрясали земную цивилизацию. Шла борьба за передел мира, за сферы экономического и политического влияния, за источники минерального сырья. Среди этого клокочущего страстями человеческого общества выделяется стремление обладать ресурсами «черного золота» и газа, столь необходимых для прогрессивного развития промышленности

Ни одна проблема, пожалуй, не волнует сегодня человечество так, как топливо. Топливо — основа энергетики, промышленности, сельского хозяйства, транспорта. Без топлива немыслима жизнь людей.

Нефть известна давно. Археологи установили, что ее добывали и использовали уже за 5–6 тыс. лет до н.э. Наиболее древние промыслы известны на берегах Евфрата, в Керчи, в китайской провинции Сычуань.

Считают, что современный термин «нефть» произошел от слова «нафата», что на языке народов Малой Азии означает "просачиваться". Упоминание о нефти встречается во многих древних рукописях и книгах. В частности, уже в Библии говорится о смоляных ключах в окрестностях Мертвого моря. Добыча нефти ведется человечеством с древних времен. Сначала применялись примитивные способы: сбор нефти с поверхности водоемов, обработка песчаника или известняка, пропитанного нефтью, при помощи колодцев. Первый способ применялся еще в 1 веке в Мидии и Сирии, второй — в 15 веке в Италии. Но началом развития нефтяной промышленности принято считать время появления механического бурения скважин на нефть в 1859 году в США, и сейчас практически вся добываемая в мире нефть извлекается посредством буровых скважин. За сотню с лишним лет развития истощились одни месторождения, были открыты другие, повысилась эффективность добычи нефти, увеличилась нефтеотдача, т.е. полнота извлечения нефти из пласта. Но изменилась структура добычи топлива. Долгое время находившуюся на первом месте нефтяную промышленность обогнала перспективная газовая (сейчас на уголь приходится только 15% тонн условного топлива, на газ — 45%, на нефть — 40%).

В России первые скважины были пробурены на Кубани в 1864 г. и в 1866 г. одна из них дала нефтяной фонтан с дебитом более 190 т в сутки. Тогда добыча нефти велась в основном монополиями, зависевшими от иностранного капитала. В начале 20 века Россия занимала первое место по добычи нефти. В 1901–1913 гг. страна добывала приблизительно 11 млн. тонн нефти. Сильный спад произошел во время Гражданской войны. К 1928 году добыча нефти была снова доведена до 11,6 млн. тонн. В первые годы советской власти основными районами нефтедобычи были Бакинский и Северного Кавказа (Грозный, Майкоп). Также велась добыча на Западной Украине в Голиции. Закавказье и Северный Кавказ давали в 1940 г. около 87% нефти в Советском Союзе.

С тех пор изменилось многое. В каждой стране, в каждом городе установлены десятки, сотни как вертикальных резервуаров, так и горизонтальных, предназначенных для хранения нефти, их объемы уже увеличились до 50000 м3. Нефтяная промышленность развивается, производится и продается резервуарное и теплообменное оборудование, а это свидетельствует лишь об одном: нефть по прежнему — важнейший источник денег для страны.

**Литературный обзор**

**1.1 История предприятия**

Карачаганакское месторождение, открытое в 1979 году, является одним из крупнейших газоконденсатных месторождений в мире. Оно расположено на северо-западе Казахстана и занимает территорию более 280 квадратных километров. Его расчетные начальные балансовые запасы углеводородов составляют 9 миллиардов баррелей конденсата и 48 триллионов кубических футов газа, а общие оценочные запасы превышают 2.4 миллиарда баррелей конденсата и 16 триллионов кубических футов газа.

Успешная работа Карачаганакского предприятия зависит от профессиональных знаний и огромного производственного опыта специалистов четырех нефтегазодобывающих иностранных компаний: “Би Джи Груп” (32.5 процента), “Эни” (32.5 процента), “Шеврон” (20 процентов) и “ЛУКОЙЛ” (15 процентов). Партнеры по Карачаганаку передают свои знания и опыт Республике Казахстан, стараясь наиболее рационально использовать как внутренние, так и внешние возможности, с целью максимального освоения ресурсов месторождения.

В 1997 году партнеры по совместному предприятию и Полномочный орган, представляющий правительство Республики Казахстан, учредили компанию в целях освоения Карачаганакского месторождения. Было подписано Окончательное соглашение о разделе продукции (ОСРП), определившее условия совместного развития Карачаганака до 2038 года. С момента подписания этого соглашения в освоение месторождения было инвестировано почти 14 миллиардов долл. США. В ходе освоения Карачаганака, являющегося одним из самых сложных с технической точки зрения месторождений в мире, применялась самая передовая технология добычи углеводородов.

**Производственные показатели**

Сегодня на Карачаганаке достигнут рекордный уровень добычи. Месторождение является крупнейшим газодобывающим предприятием в Казахстане, показатели добычи которого составляют примерно 45 процентов всей добычи газа в Республике и около 16 процентов общего производства жидких углеводородов. В 2009 году на Карачаганаке было добыто примерно 139,4 миллионов баррелей нефтяного эквивалента.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Объемы добычи и продаж в 2009 году**   |  |  | | --- | --- | | *Общие объемы производства* | 139.4 млн. б.н.э | | Нестабильный конденсат  (конденсат на ОГПЗ и МТУ-400) | 2,295 кт  (19,1177 тыс.б.н.э.) | | Стабильный конденсат (нефть и стабильный конденсат на КТК и КТО-Самару) | 8,607 кт  (67,651 тыс.б.н.э) | | Сырой газ на Оренбург | 8,266 млн куб.м  (48,645 тыс.б.н.э ) | | Добыча очищенного газа | 686 млн куб.м  (4,037 тыс.б.н.э) | | Закачка газа \* | 6,589 млн куб.м | |

Единицы измерения:  
млн = миллионов   
тыс = тысяч   
т = тонна   
б.н.э. = баррели нефтяного эквивалента

**Экспортные маршруты**

*Транспортная система «Карачаганак – Атырау» (KATS)*

Система KATS является главным маршрутом транспортировки стабилизированных жидких углеводородов, добытых на Карачаганакском месторождении, и эксплуатируется с 2003 года. Трубопровод диаметром 24 дюйма соединяет Карачаганакский перерабатывающий комплекс (КПК) и терминал в Атырау на Каспийском море. Кроме этого, имеются две насосные станции – одна находится на КПК, а другая - в Большом Чагане, приемное оборудование и емкости для хранения продукции в Атырау. Эксплуатацией и обслуживанием этих объектов занимается КПО. В Атырау трубопровод соединяется с системой Каспийского трубопроводного консорциума, по которой нефть транспортируется до Новороссийска, где грузится на танкеры и идет на экспорт

*Каспийский трубопроводный консорциум (КПК)*

Участниками Каспийского трубопроводного консорциума являются несколько международных энергетических компаний, а также правительства России и Казахстана. Трубопровод, который эксплуатируется с 2001 года, протянулся от Тенгизского месторождения в Казахстане до Новороссийска на Черном море. Длина трубопровода составляет 1510 километров, а диаметр на разных участках равен 40 и 42 дюймам. Также имеется пять насосных станций, морской терминал и резервуарный парк. КТК обеспечивает жизненно важное связующее звено в системе транспортировки карачаганакских жидких углеводородов на мировые рынки.

*Транспортная система «Карачаганак-Оренбург» (KOTS)*.

Система KOTS включает в себя пять трубопроводов протяженностью 140 километров для транспортировки углеводородов на Оренбургский газоперерабатывающий завод (OГПЗ) в Российской Федерации. Эти трубопроводы существовали до начала второго этапа развития Карачаганака. Два трубопровода диаметром 28 дюймов транспортируют сырой газ на ОГПЗ для дальнейшей переработки. Кроме этого, имеется три 14-дюймовых трубопровода, один из которых служит для экспорта жидких углеводородов, а два других являются трубопроводами двойного назначения и используются для транспортировки как сырого газа, так и нестабильного конденсата.

*Трубопровод Атырау – Самара.*

В Большом Чагане трубопровод KATS соединяется также с трубопроводом компании «КазТрансОйл» (КТО), который идет до города Самара в Российской Федерации, обеспечивая дальнейший экспорт карачаганакскому углеводородному сырью по трубопроводным системам компании «Транснефть».

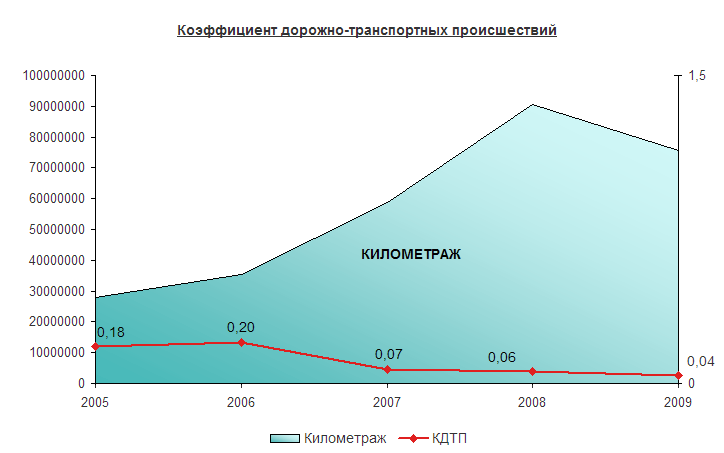
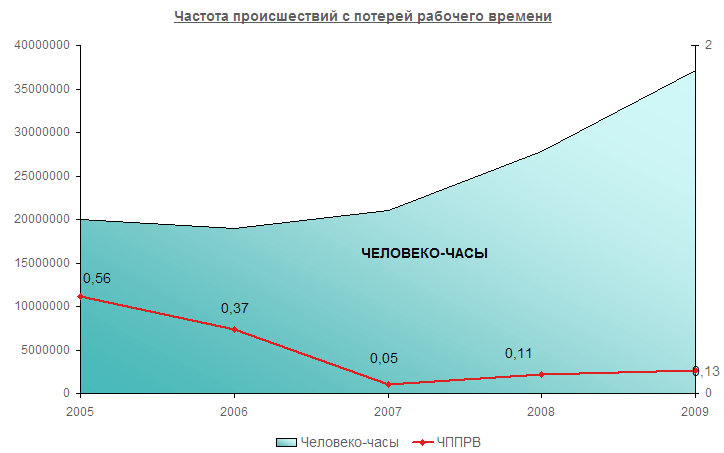
**1.2 Охрана труда и техника безопасности**

В KПO уверены, что все несчастные случаи можно предотвратить, а каждый сотрудник компании после окончания работы должен всегда возвращаться домой здоровым и невредимым без какого-либо вреда своему здоровью, который может быть нанесен ему на рабочем месте. Безопасные условия труда и высокие показатели по технике безопасности являются важными составляющими деятельности компании КПО, которым уделяется первостепенное значение. Компания подтвердила соответствие требованиям международных стандартов ИСО 14001 и OHSAS 18001. В настоящий момент мы работаем над разработкой интегрированной системы управления ОТ, ТБ и ООС, которая распространится на деятельность всей компании. КПО признает, что не должна останавливаться на достигнутом, и будет продолжать следовать принятым на себя обязательствам по обеспечению безопасных условий труда для своего персонала.

Требования КПО в области ОТ, ТБ и ООС широко распространены и изложены в специальном приложении ко всем контрактам, заключаемым компанией. С целью снижения возможных рисков и обеспечения безопасного осуществления деятельности, в KПO были внедрены соответствующие процедуры. В случае возникновения происшествия предусмотрена четкая процедура, включающая требования своевременного оповещения. "Процедура оповещения о происшествии". КПО понимает, что прививая высокую культуру охраны труда и техники безопасности нашему персоналу, можно предотвратить несчастные случаи и случаи заболеваний на производстве. Для дальнейшего развития и повышения культуры производственной безопасности в КПО каждый год организуются и проводятся различные обучающие курсы, семинары и тренинги, разрабатываются соответствующие обучающие программы и инициативы. Сюда входит проведение инструктажей по ТБ на рабочих местах, ознакомление сотрудников компании с положениями «Золотых правил КПО» и памяток по технике безопасности, оценка рисков и реализация программы безопасного поведения на рабочем месте. Также разрабатываются и реализуются программы по безопасности и охране труда и здоровья для подрядных организаций и местного населения с целью улучшения общей ситуации и создания безопасных условий повседневной жизнедеятельности в обществе, в котором мы живем и работаем.

**Показатели по технике безопасности**

За последние годы имело место значительное улучшение наших показателей по технике безопасности, охране труда и экологии. В 2007- 2008 годах, КПО достигала рекордного показателя по количеству отработанных человеко-часов без происшествий с потерей рабочего времени (LTI), который превысил даже самые лучшие показатели по безопасности среди всех нефтегазодобывающих компаний и организаций. Реализуя новые проекты расширения производства и руководствуясь строгими критериями при производстве буровых работ, KПO признает, что еще существуют области, требующие улучшения.



|  |
| --- |
| **Ключевые события 2008-2009 гг.** |
| * В 2008 году общее количество человеко-часов, отработанных без происшествий с потерей рабочего времени за период восьми месяцев, превысило 20 миллионов. * В 2008 и 2009 гг. некоторые основные подрядчики КПО также добились высоких показателей в области техники безопасности и охраны труда. Достижение группы строительства четвертой технологической линии, работающей без происшествий с потерей рабочего времени, выглядит особенно впечатляюще с учетом того факта, что на данном участке активно ведутся строительные работы. * Во втором полугодии 2008 года в городе Аксай проводилась кампания по безопасности на дорогах, что привело к значительному снижению дорожно-транспортных происшествий с участием детей и подростков. Хотя в первую очередь, основное внимание уделялось детям школьного возраста, в целом эта кампания была направлена на информирование всего населения города о необходимости соблюдения безопасности на дорогах. Эта кампания была продолжена и в 2009 году с целью охвата более широкой аудитории. * В 2009 году KПO получила сертификат OHSAS 18001, наличие которого свидетельствует о том, что предприятие осуществляет строгий контроль факторов производственного и профессионального рисков и заботится о безопасности своего персонала. Используя структурный подход OHSAS, компания KПO может обеспечить надлежащее управление и контроль над системами управления охраной здоровья и безопасностью персонала во всех подразделениях компании. KПO приступила к закладке прочных фундаментов для существующих систем, процедур и методик. Было разработано и принято руководство по интегрированной системе управления ОТ, ТБ и ООС, которое также включает в себя требования уже сертифицированной системы экологического менеджмента. В 2009 году была принята программа проведения сравнительного анализа, обучения и усовершенствования, и КПО будет стремиться соответствовать требованиям данного сертификата в будущем. * В 2009 году KПO завершила мероприятия по программе совершенствования управления аварийным реагированием. Наиболее важным пунктом этой программы было создание нового центра аварийного управления. Этот центр имеет все необходимое оборудование, которое позволяет персоналу КПО эффективно управлять любой аварийной ситуацией. Здесь имеется аварийно-координационный центр, узел связи, информационная служба по работе со СМИ и родственниками пострадавших, другое необходимое оборудование. * В октябре 2008 года KПO была удостоена международной премии по безопасности DuPont Safety Award за 2008 год в номинации «Улучшение производственной деятельности». Церемония награждения проходила в Женеве, Швейцария. Премия по безопасности DuPont является одной из самых известных в мире в области производственной безопасности. Ею награждаются компании, добившиеся выдающихся результатов в снижении травматизма на производстве и улучшении безопасности на рабочих местах и в условиях повседневной жизнедеятельности. * В ноябре 2008 года, по инициативе KПO в Аксае была проведена первая конференция по промышленной безопасности и обеспечению целостности оборудования. Эта уникальная конференция собрала вместе представителей министерства по чрезвычайным ситуациям, комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью, а также компаний-операторов месторождений для обсуждения проблем, существующих на опасных промышленных объектах нефтегазовой промышленности. В 2009 году компания КПО продолжила ведущую роль в работе новой Ассоциации операторов нефтегазового сектора Республики Казахстан (АОНСК), созданной с целью обсуждения и продвижения актуальных вопросов обеспечения безопасной эксплуатации производственных объектов нефтегазовой отрасли. |

**1.3 Охрана окружающей среды**

В процессе эксплуатации такого сложного технологического объекта, как Карачаганакское месторождение, решение сложных технических задач стало нормой нашей повседневной деятельности. Компания KПO продолжает внедрять инновационные экологические технологии и применять самые совершенные методы охраны окружающей среды в этом регионе, тем самым внося свой вклад в общие усилия мирового сообщества в борьбу против глобального изменения климата. Для реализации этих задач KПO приняла на себя обязательства по сокращению выбросов парниковых газов за счет внедрения инновационных технологий и применения самых современных методов работы. Обязательства КПО в области охраны окружающей среды реализуются посредством системы экологического менеджмента (СЭМ), интегрированной с комплексной системой управления ОТ, ТБ и ООС. В сентябре 2008 года KПO получила сертификат ИСО 14001, который обязует нас постоянно снижать вредное воздействие на окружающую среду в границах вверенной нам территории. Система управления ОТ, ТБ и ООС, действующая в компании, основана на принципе определения ключевых элементов в границах установленного непрерывного цикла усовершенствования ‘ПЛАНИРОВАНИЕ - ИСПОЛНЕНИЕ - ПРОВЕРКА - ДЕЙСТВИЕ’. Это является важным шагом в разработке высококлассной системы управления воздействия деятельности КПО на окружающую среду.

**Деятельность КПО в области охраны окружающей среды**

*Управление выбросами загрязняющих веществ в атмосферу*

* Управление парниковыми газами
* Управление промышленными выбросами
* Мониторинг атмосферного воздуха

*Управление водными ресурсами*

* Контроль объемов потребления и целевого использования технической воды и воды питьевого качества
* Мониторинг качества очистки хозяйственно-бытовых и нефтесодержащих сточных вод
* Мониторинг объемов сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду
* Контроль выполнения технологического регламента повторного использования очищенных хозяйственно-бытовых и нефтесодержащих сточных вод

*Контроль состояния почвы*

* Мониторинг почвы
* Посадка деревьев на территории санитарно-защитной зоны (СЗЗ) и месторождения
* Восстановление Грифонной зоны

*Контроль отходов*

* Учет, контроль и отчетность по отходам производства и потребления
* Управление документацией по отходам
* Мониторинг объектов размещения отходов

*Система экологического менеджмента (СЭМ)*

* Цели и задачи в области ООС
* Обучение и осведомленность персонала в области ООС
* Обмен экологической информацией
* Ведение документации системы управления ОТ, ТБ и ООС
* Программа внутренних аудитов системы управления ОТ, ТБ и ООС

*Биологическое разнообразие*

* Базисные экологические и социально-экономические исследования Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения, 2008
* Посадка деревьев на Карачаганакском месторождении и санитарно-защитной зоне (СЗЗ)

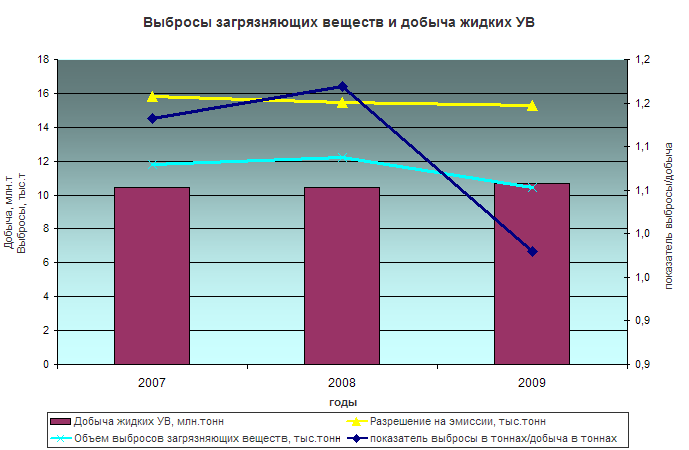
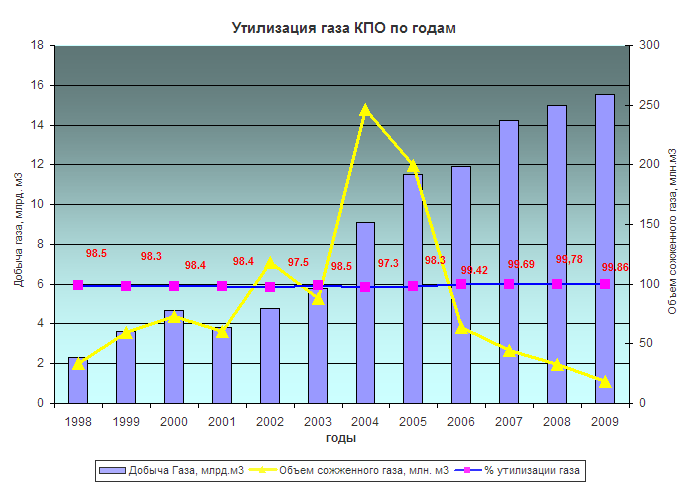
*Исследования в области ООС*

* Исследование гидрологических условий и условий растительности и обитания рыб в реке Березовка, балках Кончубай и Калминовка, проводимое Западно-Казахстанским агротехническим университетом им.Жангир-хана в 2007–2009 гг.
* Производственное испытание интенсификации полеводства и экологически безопасных технологий возделывания сельскохозяйственных культур в зоне влияния Карачаганакского месторождения, проводимое Западно-Казахстанским Государственным университетом им. М.Утемисова в 2008–2010 гг.
* Изучение состояния почвы и воды, качества участков для садоводства и овощеводства, условий для разведения домашнего скота и качества животноводческой продукции в населенных пунктах Березовка и Приуральное, проводимое TOO “НИВС” в 2008–2010 гг.

**Производственная деятельность KПO и выбросы в атмосферу.**

Компания KПO строго следует взятым на себя обязательствам в области реализации экологических проектов. И поэтому, размеры инвестиции компании на проведение природоохранной деятельности увеличивается из года в год. Внедрение новых экологически безопасных и высокоэффективных технологий позволило значительно снизить количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. За последние четыре года объемы выбросов загрязняющих веществ уменьшились на 39 процентов, тогда как уровень добычи поддерживался на заданном уровне (см. график).

Утилизация газа на КПО осуществляется посредством экспорта добытого газа, использованием его для, внутренних нужд компании, закачки обратно в пласты, минимизируя объемы отжига газа. В последние годы наблюдается тенденция к улучшению показателей утилизации газа.  В 2009 году KПO утилизировала 99.86 процентов добытого попутного газа, тогда как средний показатель утилизации газа в Казахстане за 2008 год составил 94.6 процента.



|  |
| --- |
| **Ключевые события 2008-2009 гг.** |
| * В начале 2008 года природоохранная деятельность компании была высоко оценена Министерством охраны окружающей среды РК с вручением трехлетнего разрешения на эмиссии. Компания впервые получила такое разрешение на более длительный срок. * В течение 2008 года на Карачаганаке проводилось опробование новой технологии испытания скважин без применения отжигов, которая была разработана британской компанией «Экспро», Впервые в Казахстане, на Карачаганакском месторождении был применен сепаратор «Mega Flow». Использование этого сепаратора дает не только значительную пользу для окружающей среды за счет уменьшения выбросов парниковых газов, но и повышает эффективность производства, возвращая ценное углеводородное сырье обратно в технологический процесс. * В мае 2008 года в KПO проводился семинар по вопросам утилизации отходов, на котором особое внимание уделялось трем ключевым вопросам, включая управление буровыми отходами, водопотребление и водотведение, а также утилизацию коммунальных отходов. * В сентябре KПO был вручен сертификат ИСО 14001, подтверждающий, что на предприятии внедрена система экологического менеджмента, соответствующая требованиям этого стандарта. Сертификация подтверждает наличие надежной и эффективной системы, посредством которой осуществляется контроль воздействия на окружающую среду и и улучшение экологических показателей. Это большой шаг в развитии интегрированной системы управления ОТ, ТБ и ООС КПО. В сентябре 2009 года подразделение КПО по развитию проекта в Лондоне «Karachaganak Projects Development Ltd» также было включено в область сертификации. * В декабре 2008 года KПO начала испытания установки термомеханической очистки бурового шлама в рамках пуско-наладочного процесса. Данная установка обеспечивает безопасную и эффективную очистку шлама бурового раствора на нефтяной основе. Кроме этого, начаты пред проектные изыскания для строительства постоянной площадки для хранения и утилизации переработанных отходов бурения. * В 2008 году в рамках пятилетнего стратегического плана по охране труда, технике безопасности и охране окружающей среды, КПО разработала стратегию по управлению выбросами парниковых газов, в которой мы выразилисвое стремление к достижению сокращения объемов парниковых газов на один миллион тонн СО2-экв. в течение пяти лет путем определения и достижения конкретных целей и задач. * В 2009 году KПO утилизировала около 99.86 процентов всего добытого газа – он был экспортирован, закачан в пласт или был использован в качестве топлива. Из всех действующих нефтегазоконденсатных месторождений Казахстана Карачаганак является ведущим предприятием в области утилизации добываемого газа. В 2006 году показатель утилизации газа равнялся 99.41 процентам; в 2007 и 2008 годах благодаря дальнейшим улучшениям эта цифра достигла уже 99.69 и 99,78 процентов соответственно. * В 2009 году КПО достигла сокращения парниковых газов на 171.4 тыс.тонн СО2-эквивалента, превышая свои установленные показатели на 56%, и добилась 33% от поставленной цели по снижению объемов выбросов парниковых газов на один миллион тонн СО2-эквивалента. * В мае 2009 года КПО получила поощрительную награду председателя правления «Би Джи Групп» в категории «Инициатива в области ООС» за проделанную работу по снижению выбросов парниковых газов. * В октябре 2009 года в КПО прошло торжественное открытие экологического центра мирового класса. Экоцентр обеспечивает безопасную переработку и захоронение жидких и твердых отходов бурения. Применяющиеcя при этом современные технологии позволили КПО перейти к использованию бурового раствора на нефтяной основе, что более эффективно из-за уменьшения уровня потребления воды и объема шлама, образующегося при бурении скважин, а также снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. |

**II часть практики**

**Получение рабочей профессии**

**2.1 Нефть как многокомпонентная система**

**Основные примеси, содержащиеся в нефтях и газах**

На нефтяных промыслах в сырой нефти содержится разное количество газов, соленой воды и механических примесей. По мере эксплуатации нефтяных месторождений содержание нефти в продукции скважин снижается, а воды возрастает (до 95—98%). Даже отстоявшаяся нефть содержит большое количество солей (до 6 г/л нефти). В процессе подготовки нефти на промыслах из нее вследствие снижения давления выделяется газ (растворенный в ней в пластовых условиях – попутный нефтяной газ); он поступает для дальнейшей переработки на соответствующее предприятие.

Обычно из скважин добывают не нефть, а ее смесь с водой в виде слабой неустойчивой эмульсии. Однако в дальнейшем, особенно при перекачке, она превращается в устойчивую и трудно разделяемую эмульсию. Потребителю нужна нефть с минимальным содержанием солей и воды, поэтому уже на месте добычи или на ближайших нефтесборных пунктах ее необходимо подвергать соответствующей очистке. В зависимости от качественной характеристики нефти и газа степень полноты технологического процесса бывает различной. Сейчас на ряде промыслов в основном производят обезвоживание (до 1—2%) и только частично обессоливание. На промыслах должна быть достигнута такая подготовка нефти, чтобы содержание в ней воды не превышало 0,1—0,3% и солей 100 мг/л (для западносибирских нефтей 300 мг/л). При этом все нефти должны быть обработаны деэмульгатором, что облегчает их переработку.

Для обеспечения высокой эффективности работы установок по переработке нефти на них необходимо подавать нефть с содержанием солей не более 2 мг/л и воды 0,2%. Поэтому получаемую с промыслов нефть подвергают доочистке на нефтеперерабатывающих заводах. Необходимость такой тщательной подготовки нефти к переработке диктуется следующими обстоятельствами. Наличие воды в нефти приводит к резкому снижению производительности установок, повышенному расходу энергии для ее испарения и конденсации. При этом ухудшается четкость ректификации. Наличие солей и механических примесей вызывает эрозию и засорение труб печей и теплообменников, понижает коэффициент теплопередачи и повышает зольность мазутов и гудронов. Кроме того, наличие в нефти растворенных солей вызывает коррозию аппаратуры и оборудования из-за образования соляной кислоты, которая выделяется при гидролизе некоторых хлористых солей, особенно хлорида магния:

MgCl2 + H2O → MgOHCl + НС1.

Коррозия бензиновых конденсаторов и холодильников усиливается при переработке сернистых нефтей, особенно в присутствии водяных паров. Вначале в присутствии влаги образуется сульфид железа (ΙΙ) в виде защитной пленки:

Fe + H2S → FeS + H2 ,

в присутствии соляной кислоты он превращается в хлорид железа (ΙΙ):

FeS +2HCl → FeCl2 + H2S ,

который растворяется в воде, оголяя поверхность железа, вступает в реакцию с сероводородом, и т. д.

**Нефтяные эмульсии и способы их разрушения**

Эмульсии представляют собой дисперсные системы из двух жидкостей, не растворимых или малорастворимых друг в друге, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капелек (глобул). Нефтяные эмульсии бывают двух типов: «нефть в воде» (гидрофильная) и «вода в нефти» (гидрофобная). Цвет эмульсии — от желтого до темно-коричневого, консистенция — от сметано- до мазеподобной. Вязкость нефтяных эмульсий возрастает с увеличением содержания воды (до 60—80%), а затем падает.

Стойкость эмульсии зависит от наличия в ней эмульгаторов — веществ, растворимых в одной из жидкостей и образующих как бы пленку, обволакивающую капельки и препятствующую их слиянию. Эмульгаторы бывают гидрофильные и гидрофобные. К гидрофильным эмульгаторам, хорошо растворимым в воде и не растворимым в нефти, относятся натриевые соли нафтеновых кислот, сульфокислоты и др.; к гидрофобным эмульгаторам, хорошо растворимым в нефти и не растворимым в воде,— нафтенаты, тонкоизмельченные частицы глины, окислы металлов (особенно Са, Mg, Fe, A1), смолисто-асфальтеновые вещества и др. Наличие эмульгаторов способствует образованию эмульсии, отвечающей по типу названию эмульгатора. Другая причина стойкости эмульсии — накопление зарядов статического электричества на каплях воды и твердых частицах. Под влиянием этих зарядов происходит взаимное отталкивание частиц воды.

Тип эмульсии определяют двумя способами. Первый — растворение ее в воде и бензине. Гидрофильная эмульсия («нефть в воде») растворяется в воде и опускается на дно в бензине, обратное явление наблюдается для гидрофобной эмульсии («вода в нефти»). Второй способ основан на определении проводимости электрического тока: его проводят только гидрофильные эмульсии.

Перерабатывать нефть с эмульсией нельзя, поэтому ее предварительно разрушают — деэмульгируют. Деэмульгирование нефти нужно проводить возможно раньше (свежие эмульсии разрушаются легче) с использованием высокоэффективных деэмульгаторов. На НПЗ их расход в зависимости от подготовки нефти на промыслах составляет 20—50 г/т нефти (0,002—0,005%). Существуют различные способы удаления воды из нефти и разрушения эмульсий: механический, термический, химический, термохимический и электрический.

Механический способ разрушения эмульсий основан на применении отстаивания, центрифугирования и фильтрования. Процесс отстаивания в большинстве случаев является первой стадией разрушения эмульсий. Центрифугирование и фильтрование применяют в лабораторных условиях для определения содержания воды в нефти. В промышленности центрифугирование из-за малой производительности центрифуг и большого расхода электроэнергии не нашло применения. Практически не применяют и фильтрование, так как оно требует частой смены фильтров, что связано с большими трудовыми затратами.

Термический способ разрушения нефтяных эмульсий основан на применении тепла. При нагревании эмульсии пленка эмульгатора расширяется и разрушается, а капельки жидкости сливаются друг с другом. Внизу отстаивается вода, наверху — нефть. Обычно отстаивают и нагревают нефть в резервуарах-отстойниках при температуре до 70°С. Но встречаются эмульсии, которые не разрушаются даже при 120°С. В этом случае прибегают к другим методам разрушения эмульсии или проводят процесс при более высоких температурах и с большей герметизацией во избежание потерь легких фракций.

Химический способ разрушения эмульсий применяют сейчас все чаще. Используемые для этого вещества — деэмульгаторы вытесняют действующий эмульгатор, либо растворяют его, благодаря чему эмульсия разрушается. В последнее время наиболее широко применяют деэмульгаторы типа неионогенных поверхностно-активных веществ (на основе окисей этилена и пропилена), которые способствуют образованию эмульсий, противоположных по типу разрушаемым. При соприкосновении таких эмульсий их эмульгирующая способность парализуется, и эмульсия расслаивается.

Термохимический способ заключается во введении в подогретую нефть деэмульгатора. Он эффективен при использовании высококачественных деэмульгаторов. Более совершенный термохимический способ — обезвоживание нефти в герметизированной аппаратуре, где в присутствии деэмульгатора под давлением до 0,9 МПа (9 кгс/см2) нефть, предварительно нагретая в теплообменниках или печах до 150—155°С, отстаивается от воды. Этот способ применяют при разрушении стойких эмульсий тяжелых нефтей.

Электрический способ нашел применение на промыслах и особенно на нефтеперерабатывающих заводах. Сущность его заключается в том, что под действием на эмульсию электрического поля, созданного высоким напряжением переменного тока, пленка разрывается и эмульсия разрушается.

**Вода в нефти и нефтепродуктах**

Вода может содержаться в нефти и нефтепродуктах или в виде простой взвеси, которая легко отстаивается при хранении, или в виде эмульсии. На­личие воды в нефтепродуктах нежелательно, в особенности в нефте­продуктах, применяемых при очень низких температурах. При этих температурах растворенная влага начинает выпадать в виде кристаллов льда, что может вызвать серьезные осложнения при применении таких нефтепродуктов. Максимальная растворимость воды в граммах на 100 г нефтепродукта приведена в таблице:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Растворимость воды, г на 100 г | | | |
| Температура, °С | бензола | бензина | трансформаторного масла |
| 5 | 0,034 | 0,003 | 0,011 |
| 25 | 0,072 | 0,007 | 0,024 |
| 50 | 0,161 | 0,025 | 0,054 |
| 75 | 0,318 | 0,057 | 0,105 |

**Сернистые соединения в нефти и нефтепродуктах**

В сырых нефтях сера содержится главным образом в виде органиче­ских сернистых соединений, а в дистиллятах и в готовых нефтепродуктах она присутствует как в чистом виде, так и в виде сероводорода и органических соединений. Появление сероводорода и серы в нефтепродуктах объясняется частичным разложением органических сернистых соединений при термическом воздействии в процессе переработки, причем основную массу продуктов распада составляет сероводород, в результате окисления которого образуется сера.

В нефтепродуктах могут содержаться сернистые соединения, появ­ляющиеся в результате очистки нефтяных дистиллятов. К ним относят кислые и средние эфиры серной кислоты и сульфокислот. Сернистые соединения являются нежелательными компонентами нефти; в результате их распада выделяется элементарная сера, сильно коррозирующая и разрушающая аппаратуру. Сернистые соединения нежелательны и в готовых нефтепродуктах, так как некоторые из них обладают высокой коррозирующей способностью даже при низких температурах. Поэтому необходимо проводить систематический контроль нефтепродуктов на содержание серы.

Способы анализа нефти и нефтепродуктов на содержание сернистых соединений можно разбить на три группы: качественные способы определения содержания активных сернистых соединений, количественные способы определения суммарного содержания сернистых соединений, количественные способы определения отдельных классов сернистых соединений. Качественные способы определения активных сернистых соединений широко используют в практике производства и применения нефтепродуктов. Наиболее распространенными способами качественного определения активных соединений серы являются проба на медную пластинку и ртутная проба.

Количественные способы определения серы делят на две группы. Способы первой группы служат для определения содержания серы в светлых нефтепродуктах: бензине, лигроине, керосине, реактивных и дизельных топливах. Способы второй группы служат для определения содержания серы в смазочных маслах, котельных топливах, гудронах и других нефтепродуктах.

**Присутствие минеральных кислот, щелочей и солей в нефтепродуктах**

Кислотность нефтепродуктов почти всегда обусловлена присутствием

серной кислоты или ее производных (сульфокислоты, кислые эфиры серной кислоты). Щелочность в основном обусловливается присутствием NaOH и Nа2СО3.

Свободные кислоты и щелочи могут образоваться и при применении нефтепродуктов. Если в нефтепродукте содержатся соли сульфокислот, кислых эфиров, нафтеновых кислот и подобных соединений, то при действии высоких температур или влаги (гидролиз) могут образоваться кислые и щелочные вещества минерального характера. Кислоты, щелочи и минеральные соли в нефтепродуктах являются нежелательными примесями, так как они вызывают коррозию аппаратуры. Поэтому нефтепродукты должны периодически контролироваться на содержание кислот, щелочей и солей.

Количественное содержание в нефтепродуктах кислот характеризуется кислотным числом, а щелочей — щелочным числом.

Кислотное число. Для количественной характеристики смеси кислот, имеющих незначительную разницу в физических и химических свойствах, а также в тех случаях, когда неизвестен точный молекулярный вес определяемой кислоты, применяют условный химический показатель — кислотное число (к.ч.). Этот показатель иногда называют числом нейтрализации или коэффициентом нейтральности.

Кислотным числом называют количество миллиграммов едкого кали, необходимое для нейтрализации свободных кислот, содержащихся в 1 г анализируемого вещества. Кислотное число обычно определяют для жиров, масел, смол и других веществ и оно служит характеристикой качества готовой продукции.

**Механические примеси в нефти**

Механические примеси в нефтях состоят в основном из песка, глины, мельчайших частиц железа и минеральных солей. В готовых очищенных нефтепродуктах механическими примесями могут быть частицы адсорбента (белая глина), железной окалины, минеральных солей и других веществ. Светлые маловязкие нефтепродукты почти не содержат механических примесей вследствие их быстрого оседания. Твердые механические примеси (песок и др.) в смазочных маслах очень вредны, так как царапают и истирают трущиеся поверхности.

**Степень ненасыщенности нефтей и нефтепродуктов**

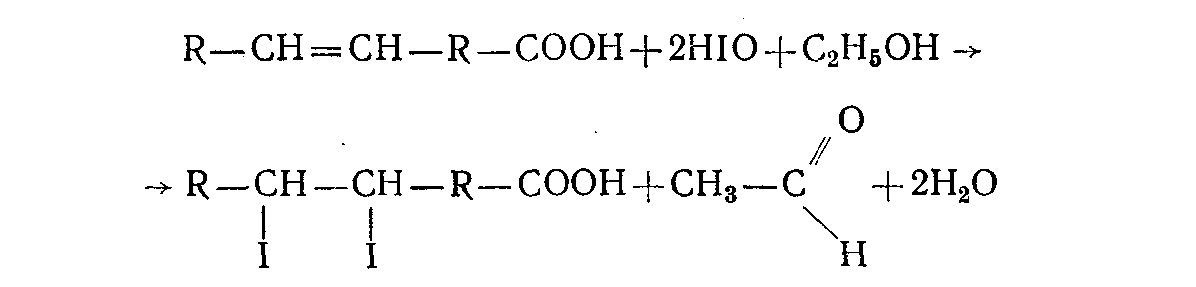
Наличие ненасыщенных соединений в нефти незначительно, но в продуктах нефтепереработки может быть значительным. Содержание ненасыщенных соединений в жирах и смолах и является одним из важнейших показателей их качества. Ненасыщенность характеризуется йодным или бромным числами.

Йодное число. Йодное число показывает, сколько граммов галоида в пересчете на йод может присоединиться к 100 г данного вещества. Определение йодного числа основано на том, что ненасыщенные алифатические соединения легко присоединяют по месту разрыва двойной связи молекулу галоида. При этом хлор и бром частично вступают в реакцию замеще­ния. Йод же вступает в реакцию присоединения очень медленно. Поэ­тому для определения степени ненасыщенности применяют смесь галоидов: хлор — йод, бром — йод или йодноватистую кислоту.

Спиртовой раствор йода образует с водой йодноватистую кислоту:

I2 + H2O → HIO + HI .

Йодноватистая кислота вступает в реакцию с непредельными кис­лотами быстрее, чем свободный йод:



Бромное число. Для определения двойных связей в непредельных соединениях используют реакцию присоединения брома:

R—CH=CH—R1 + Br2 → R—CH—CH—R1

│ │

Вr Br

К испытуемому веществу приливают определенное количество раствора брома и по окончании реакции определяют остаток брома йодометрическим титрованием по реакциям

Вr2 + 2КI → I2 + 2KBr

I2 + 2Na2S2O3 → 2NaI + Na2S4O6

По количеству брома, затраченному на бромирование, вычисляют содержание непредельного соединения. Для смеси нескольких непредельных соединений или смеси неизвестного состава и молекулярного веса результаты выражают в виде условной величины — бромного числа.

Бромное число — это количество граммов брома, которое присое­диняется к 100 г вещества. Так как чистый бром легколетучий и частично вступает в реакцию замещения, то для бромирования применяют бромид-броматный раствор (5 КВr + КВrО3) или раствор брома в метиловом спирте, насыщенном бромистым натрием. В этом растворе бром находится в виде молекулярного соединения с бромистым натрием (NaBr•Br2) и поэтому не вызывает никаких побочных реакций замещения или окисления, наблюдающихся для растворов свободного брома.

Метод бромирования пригоден для определения двойных связей в спиртах, альдегидах, кетонах, простых и сложных эфирах и кислотах. Присутствие фенолов мешает определению.

**2.2 Электро-обезвоживающая установка**

Обезвоживание и обессоливание – подготовка нефти к переработке путем удаления из нее воды, минеральных солей и механических примесей. При добыче нефти неизбежный ее спутник - пластовая вода (от < 1 до 80-90% по массе), которая, диспергируясь в нефти, образует с ней эмульсии типа "вода в нефти" (дисперсионная фаза - нефть, дисперсная - вода). Их формированию и стабилизации способствуют присутствующие в нефти природные эмульгаторы (асфальтены, нафтены, смолы) и диспергированные механические примеси (частицы глины, песка, известняка, металлов). Пластовая вода, как правило, в значительной степени минерализована хлоридами Na, Mg и Са (до 2500 мг/л солей даже при наличии в нефти всего 1% воды), а также сульфатами и гидрокарбонатами и содержит механические примеси.

Наличие в нефти указанных веществ и механических примесей оказывает вредное влияние на работу оборудования нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ):

1) при большом содержании воды повышается давление в аппаратуре установок перегонки нефти, снижается их производительность, возрастает расход энергии;

2) отложение солей в трубах печей и теплообменников требует их частой очистки, уменьшает коэффициент теплопередачи, вызывает сильную коррозию (хлориды Са и Mg гидролизуются с образованием НСl); кроме того, соли и механические примеси, накапливаясь в остаточных нефтепродуктах — мазуте и гудроне, ухудшают их качество.

Обезвоживание нефти проводят путем разрушения (расслоения) водно-нефтяной эмульсии с применением деэмульгаторов - различных ПАВ, которые, адсорбируясь на границе раздела фаз, способствуют разрушению капель (глобул) диспергированной в нефти воды. Однако даже при глубоком обезвоживании нефти до содержания пластовой воды 0,1-0,3% (что технологически затруднительно) из-за ее высокой минерализации остаточное содержание хлоридов довольно велико: 100-300 мг/л (в пересчете на NaCl), а при наличии в нефти кристаллических солей - еще выше. Поэтому одного только обезвоживания для подготовки к переработке нефтей большинства месторождений недостаточно. Оставшиеся в нефти соли и воду удаляют с помощью принципиально мало отличающейся от обезвоживания операции, называется обессоливанием. Последнее заключается в смешении нефти со свежей пресной водой, разрушении образовавшейся эмульсии и последовательное отделении от нефти промывной воды с перешедшими в нее солями и механическими примесями.

Первичную подготовку нефти осуществляют на нефтепромыслах обычно термохимическим обезвоживанием в присутствии деэмульгатора при 50-80° С и атмосферном давлении или при 120-160 °С и давлении до 1,5 МПа. После такой обработки нефть содержит, как правило, до 1800 мг/л хлоридов, до 0,5-1,0 и 0,05% по массе соответствующей воды и механических примесей.

В соответствии с требованиями нефтеперерабатывающей промышленности нефть, направляемая на первичную перегонку, должна содержать не более 3 мг/л солей, 0,2 и 0,005% по массе воды и механических примесей (в связи с тенденцией углубления переработки нефти эти показатели могут быть ужесточены). Дополнительную очистку на НПЗ нефти, поступающей с нефтепромыслов, проводят электротермохимическим методом, сочетающим термохимическое отстаивание с электрической обработкой водно-нефтяной эмульсии. Разрушение ее основано на том, что при попадании в переменное электрическое поле капли воды поляризуются и взаимодействуют между собой как крупные диполи. При достаточно близком расстоянии между каплями силы взаимодействия настолько велики, что происходит сближение капель и их коалесценция. Кроме того, вероятность столкновения и слияния капель значительно возрастает из-за броуновского движения и синхронной вибрации их с электрическим полем. Установки для удаления из нефти примесей этим методом называются электрообессоливающими (ЭЛОУ) и, наряду с НПЗ, сооружаются иногда на нефтепромыслах; в последнем случае нефть кроме обезвоживания подвергается также обессоливанию.

На НПЗ нефть очищают в нескольких ступенях ЭЛОУ (обычно в двух, реже в одной или трех). Главный элемент технологической схемы - электродегидратор, в котором водно-нефтяная эмульсия разрушается в электрическом поле напряженностью 1-3 кВ/см, создаваемом между двумя горизонтальными электродами, которые подвешены на изоляторах на середине высоты аппарата. Эмульсия вводится в меж- или подэлектродную зону либо одновременно в обе (в этом случае используют третий электрод). На ЭЛОУ эксплуатируются электродегидраторы трех типов: вертикальные (объем 30 м3) на отдельных малотоннажных установках мощностью 0,6-1,2 млн. т/год обессоленной нефти; шаровые (600 м3) на установках мощностью 2-3 млн. т/год, совмещенных, как правило, с атмосферной. либо атмосферно-вакуумными установками (AT или АВТ); горизонтальные в крупнотоннажных блоках (6-9 млн. т/год), встроенных в AT и АВТ.

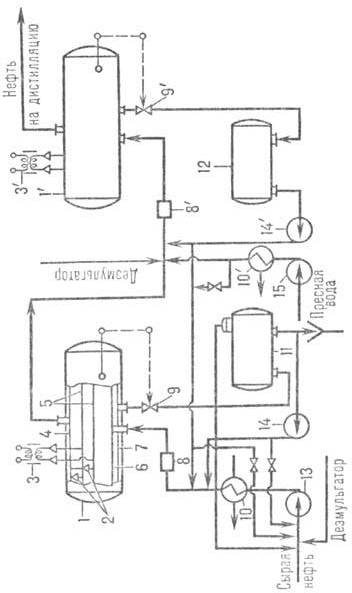


Рисунок-1. Принципиальная схема электрообессоливающей установки (позиции со штрихом - оборудование 2-й ступени): 1, 1'-электродегидраторы; 2-подвесные изоляторы; 3, 3'-высоковольтные трансформаторы; 4, 7-коллекторы обессоленной нефти и дренажной воды; 5-электроды; 6 - распредели гель ввода сырья; 8, 8'- смесители; 9, 9'-клапаны автоматического отвода дренажной воды; 10, 10'-теплообменники; 11, 12-отстойник и промежуточная емкость дренажной воды; 13, 15-насосы сырья и пресной воды; 14, 14'- насосы дренажной воды.

Очистка нефти в двухступенчатых ЭЛОУ осуществляется следующим образом: На 1-й ступени сырая нефть подается насосом 13 через теплообменник 10, где она нагревается, в смеситель 8, в котором смешивается с промывной водой и деэмульгатором; в электродегидраторе 1 образовавшаяся водно-нефтяная эмульсия разделяется на две фазы. Обезвоженная и частично обессоленная нефть поступает во 2-ю ступень; сначала в смеситель 8', а затем в виде эмульсии с водой - на окончательную очистку в электродегидратор 1'; обезвоженная и обессоленная нефть направляется на дистилляционную установку. Пресная промывная вода насосом 15 подается в теплообменник 10', подогревается до 60-70 °С и смешивается с нефтью перед смесителем 8'. Отстоявшаяся в электродегидраторе 1' дренажная вода с помощью клапана 9' поступает в емкость 12, откуда насосом 14' направляется для смешения с нефтью перед 1-й и частично перед 2-й ступенями. Дренажная вода, отстоявшаяся в электродегидраторе 1, через клапан 9 подается в отстойник 11, из которого после отстаивания и отделения от эмульгированной нефти частично отводится в канализацию, а частично используется для промывки нефти в 1-й ступени. Нефть, отстоявшаяся в емкости 11, смешивается с сырой нефтью на приеме сырьевого насоса 13. В схеме предусмотрены две возможные точки ввода промывной воды в нефть перед 1-й ступенью: на приеме насоса 13 и после насоса 10 перед смесителем 8.

Применяемые на ЭЛОУ деэмульгаторы (преимущественно неионогенные, например: блоксополимеры пропилен- и этиленоксидов с пропиленгликолем) подают в нефть в виде 1-2%-ных водных растворов перед 1-й ступенью или раздельно по ступеням либо без разбавления (нефтерастворимые) только перед 1-й ступенью. При обессоливании ряда нефтей наряду с деэмульгатором используют щелочь в количестве, необходимом до доведения рН дренажной воды до 7. Глубокое обессоливание нефти обеспечивается добавлением в каждой ступени 4-10% по объему промывной воды. На многих ЭЛОУ сокращение расхода пресной воды достигают ее подачей только на последнюю ступень и повторным использованием отстоявшейся воды: со ступени на ступень и внутри их. Полнота вымывания солей из нефти в значительной мере зависит от степени ее смешения с промывной водой и деэмульгатором. Применительно к технологическому режиму обессоливания каждой нефти существуют оптимальные условия смешения, регулируемого перепадом давления (от 0,05 до 0,2 МПа) на смесительном устройстве.

Затраты на обессоливание относительно невелики и составляют в зависимости от вида сырья, расход электроэнергии 0,2-0,8 кВт•ч/т нефти.

**Заключение**

Знания, полученные мной на практике, очень пригодятся мне в профессиональной деятельности. Рассматриваемые темы очень актуальны и интересны. Я значительно повысил уровень своей компетентности. В результате я получил много полезной информации, которая пригодится для моего будущего бизнеса.

Сложилось очень благоприятное впечатление о Карачаганаке в целом. Ведь Карачаганак играет важную роль для будущего Казахстана. Для всех, кто смел и решителен, Карачаганак предоставляет возможность участвовать в разработке крупнейшего месторождения в мире, и под руководством наставников - ведущих экспертов получить опыт работы в международной компании с многонациональной культурой.

Одним из приоритетов в деятельности КПО является обеспечение техники безопасности, охраны труда и окружающей среды. Цель КПО – стать признанным лидером в данной сфере.

Отличное качество работы при безусловном соблюдении норм безопасности присуще не только работникам КПО,- подрядчики, поставщики услуг и все, кто имеет отношение к работам на Карачаганаке, также придерживаются единых стандартов техники безопасности и охраны окружающей среды.

В основу принципов материально-технического обеспечения компании КПО заложено эффективное и экономичное использование рабочей силы и финансовых средств.

Компании-партнеры КПО со всей серьезностью подходят к проблеме биоресурсов и осознают возможность воздействия деятельности КПО на биологические ресурсы. Воздействия могут быть непосредственными - в виде потерь мест естественного обитания биологических видов в период строительных работ или сбросов загрязняющих веществ, либо косвенными - вследствие влияния на качество воздуха или загрязнение земли во время эксплуатации. Поэтому, КПО стремится свести к минимуму неблагоприятные воздействия на окружающую среду.

Инвестиции в развитие Карачаганакского месторождения - это не только строительство современных производственных объектов, но также и вклад в будущее Казахстана и его народа.

**Список литературы**

1. Российский энциклопедический словарь. Москва. Научное издание «Большая Российская энциклопедия.» 2000 г. Книга 1 и Книга 2.
2. Габриэлянц Г. А. Геология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2003. – 285 с.
3. Еременко Н. А. Справочник по геологии нефти и газа. – М.: Недра, 2002. – 485 с.
4. Соколов В. Л., Фурсов А. Я. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2000. – 296 с.
5. Справочник нефтепромысловой геологии/Под ред. Н. Е. Быкова. – М.: Недра, 2001. – 525 с.
6. Спутник нефтегазопромыслового геолога: Справочник/Под ред. И. П. Чаловского. – М.: Недра, 2000. – 376 с.