

**Отчет**  
**по производственной практике**  
по специальности 21.02.01 «Оператор по добычи нефти и газа»  
по профессиональным модулям  
**ПМ01. Ведение технологического процесса при всех способах добычи нефти, газа и  
газового конденсата**  
**ПМ 02 Выполнение работ по исследованию скважин**  
**ПМ 03. Выполнение работ по поддержанию пластового давления**  
**ПМ 04. Ведение процесса гидроразрыва пласта и гидропескоструйной перфорации**

Группа: \_\_\_\_\_

Отчет выполнил студент: Тимирканов А.Н. \_\_\_\_\_

Руководитель практики: \_\_\_\_\_

Проверил руководитель практики от образовательной организации:

Волохин В.А. \_\_\_\_\_ Дата рецензирования: «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

(подпись руководителя практики)

В результате рецензирования получил оценку (зачет, не зачет): \_\_\_\_\_, имеются  
замечания: \_\_\_\_\_

---

---

---

---

---

---

Отчет о практике принял(а)

Дата принятия: «\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

Рег. № \_\_\_\_\_

**Ижевск**  
**2021 г.**

## Содержание

Введение.....	3
Основная часть.....	5
1. Роль и значение производственной практики.....	5
2. Актуальность, цели и задачи производственной практики.....	6
3. О предприятии.....	7
4. Общие сведения о месторождении.....	13
5. Описание практики по темам.....	15
Заключение.....	36
Литература.....	37

## **Введение**

Я, Кузнецов Евгений Вадимович, проходил практику в АО «Черномортранснефть»

Основные направления деятельности компании:

-оказание услуг в области транспортировки нефти и нефтепродуктов по системе магистральных трубопроводов в Российской Федерации и за ее пределы;

-проведение профилактических, диагностических и аварийно-восстановительных работ на магистральных трубопроводах;

-организация работы по обеспечению охраны окружающей среды в районах размещения объектов трубопроводного транспорта.

Целями практики является закрепление и углубление теоретической подготовки обучающегося, а также приобретение им общекультурных, общепрофессиональных и профессиональных компетенций в области профессиональной деятельности.

Задачами первой учебной практики (п получению первичных профессиональных умений и навыков) являются:

-закрепление теоретических знаний, полученных при изучении базовых дисциплин;

-освоение приемов и методов восприятия, обобщения и анализа информации в области профессиональной деятельности;

-изучение основных практических навыков в будущей профессиональной деятельности

-ознакомление с буровой организацией, задачами, функционированием и технологическим оснащением основных звеньев этого производства

Во время практики преимущественно занималась систематизацией рабочей и отчетной документации.

За время практики изучила структуру предприятия и координацию отделов, освоила основные принципы документооборота, составления отчетности и договоров.

## **Основная часть**

### **1. Роль и значение производственной практики.**

Производственная практика является составной частью основной образовательной программы высшего профессионального образования при подготовке специалистов по направлению 130500 «Нефтегазовое дело» (специальность 21.02.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»).

В соответствии с учебным планом практика проводится после окончания теоретического обучения студентов на 4-ом курсе, в течении которого изучаются дисциплины геология нефти и газа, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ, физика пласта, бурение нефтяных и газовых скважин, гидромашины и компрессоры. При изучении данных дисциплин студенты получают определенные знания о разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, о применяемом при этом оборудовании и др. Задача практики – закрепить полученные знания и систематизировать их в практическом отношении, создать необходимую основу для более полного и качественного усвоения основных специальных дисциплин при обучении на последующих курсах.

## **1. Актуальность, цели и задачи производственной практики**

Актуальность производственной практики заключается в умении применить теоретические знания, полученные ранее, а так же приобрести практический опыт по избранной специальности.

Цель практики – повышение качества подготовки выпускников за счет ознакомления с профессией, закрепления навыков, полученных на лекциях. Студент знакомится с реальной практической деятельностью организации, что позволяет ему лучше ориентироваться в профессии. Производственная практики является отличной основой для будущей работы по специальности.

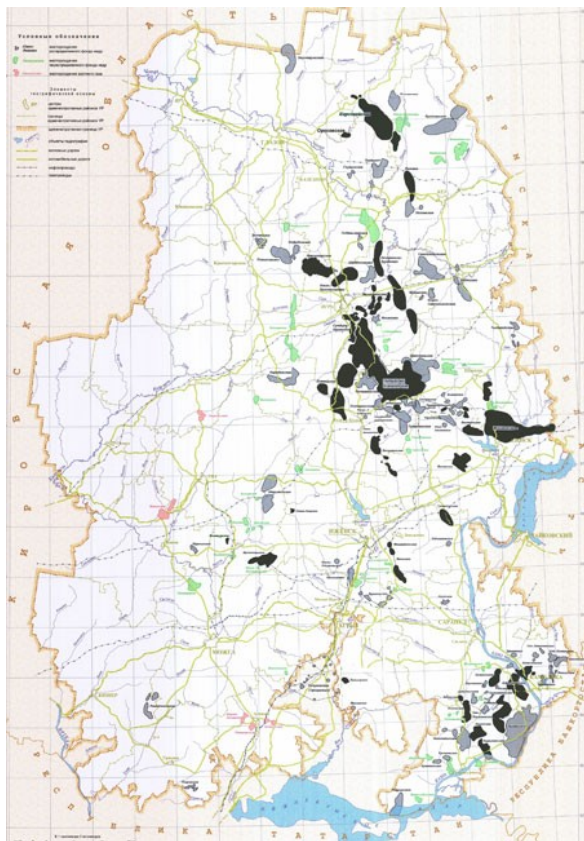
Задачи практики – это ряд вопросов, с которыми студент сталкивается на производстве.

Достижению основной цели практики способствуют следующие задачи:

- изучение специфики деятельности организации;
- знакомство с графиком работы организации, ее структурными подразделениями;
- знакомство с инструкцией по технике безопасности;
- формирование профессиональных навыков в конкретной профессиональной области;
- приобретение опыта работы по специальности;
- приобретение опыта работы в коллективе;
- выполнение требований и действий, предусмотренных программой производственной практики и заданий руководителя;
- выявление недостатков в работе организации и перспектив ее функционирования;
- разработка предложений по устранению недостатков и совершенствованию деятельности организации.

### 3. О предприятии

За годы своей производственной деятельности «Удмуртнефть» извлекла из недр свыше 300 миллионов тонн нефти. Это самый значительный вклад в общую нефтедобычу Удмуртской Республики.



ОАО «Удмуртнефть» разрабатывает 29 нефтяных месторождений, находящихся на территории 14 районов республики. Оперативное управление производственным процессом разработки месторождений ОАО «Удмуртнефть» осуществляется тремя региональными инженерно-технологическими службами (РИТС) – «Юг», «Север» и «Центр».

Предприятие ежегодно добывает более 6 миллионов тонн нефти, что составляет около 60 % от общего объема добычи нефти в Удмуртии. Удмуртская нефть считается трудной: она высоковязкая, с большим содержанием смолы, парафина и воды. Специалистами компании наработан огромный опыт разработки месторождений, в том числе и со сложным

геологическим строением. «Удмуртнефть» является одним из отраслевых полигонов по испытанию и внедрению принципиально новых высокоэффективных методов разработки месторождений нефти с высокой и повышенной вязкостью, не имеющих аналогов в мировой практике. Для разработки многопластовых залежей с различными физико-химическими свойствами флюидов и различными характеристиками коллекторов применяются экспериментальные виды внутрискважинного оборудования, позволяющего вести одновременно-раздельную эксплуатацию объектов с целью повышения эффективности процесса выработки запасов.

Ноу-хау удмуртских нефтяников получили высокую оценку в Удмуртии и России. Авторский коллектив специалистов ОАО «Удмуртнефть» отмечен Государственной премией Российской Федерации в области науки и техники, а также премиями правительств России и Удмуртии.

Акционерное общество «Удмуртнефть» обладает сегодня значительной сырьевой базой, современными производственными мощностями, высококвалифицированными кадрами, уникальным опытом разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Запасы ОАО «Удмуртнефть» (100%, на 31.12.2018, по классификации PRMS, DeGolyer & MacNaughton)

Доказанные запасы углеводородов, млн барр. н.э.	721
Доказанные запасы нефти, млн барр.	721
Доказанные запасы газа, млрд куб. м	0
Вероятные запасы углеводородов, млн барр. н.э.	447
Вероятные запасы нефти, млн барр.	447

Вероятные запасы газа, млрд куб. м	0
Возможные запасы углеводородов, млн барр. н.э.	228
Возможные запасы нефти, млн барр.	228
Возможные запасы газа, млрд куб. м	0

### Добыча нефти и газа

Начиная с 2002 года, после двух десятилетий естественного снижения объемов нефтеизвлечения, «Удмуртнефть» к 2007 году нарастила добычу на 1 млн тонн, или почти на 20%. С тех пор планка годовой добычи не опускалась ниже 6 млн тонн. В 2012 году были достигнуты рекордные показатели — 6472 тысячи тонн нефти. Такого результата удалось добиться за счет интенсификации производственных процессов, увеличения эффективности работы, внедрения новых, более прогрессивных технологий. С 2012 года годовой объем добычи составляет более 6 млн тонн - около 60 % от общего объёма добычи нефти в Удмуртской Республике.

ОАО «Удмуртнефть» по праву считается одним из отраслевых полигонов по испытанию и внедрению принципиально новых высокоэффективных методов разработки месторождений нефти с высокой и повышенной вязкостью, не имеющих аналогов в мировой практике.

Нефти Удмуртии характеризуются как трудноизвлекаемые, с повышенной и высокой вязкостью, с высоким содержанием парафина и смол. В «Удмуртнефти» активно ведутся поиски, промысловые испытания и внедрение наиболее экономически привлекательных и экологически безопасных методов. Особое внимание уделяется выбору наименее затратных геолого-технических мероприятий с высокой технологической эффективностью.



Предприятие уверенно демонстрирует грамотное управление технологиями, которое позволяет внедрять новые подходы к работе и помогает избавиться от привычных стереотипов мышления.

Ноу-хау удмуртских нефтяников получили высокую оценку в Удмуртии и России. Авторский коллектив специалистов ОАО «Удмуртнефть» отмечен премиями правительств России и Удмуртии, а также Государственной премией Российской Федерации в области науки и техники, которую в 2000 году вручил лауреатам В. В. Путин.

Отложения парафинов, смол и коррозия внутрискважинного оборудования являются основными проблемами, снижающими межремонтный период работы скважин и осложняющими процесс нефтедобычи. Способы борьбы с этими осложнениями достаточно дороги и трудоемки. Для решения задач по предотвращению АСПО, снижению вязкости эмульсий и коррозии в системе сбора специалисты ОАО «Удмуртнефть» ведут поиски наиболее привлекательных, экологически безопасных, требующих минимальных затрат методов. В соответствии с геологическими и технологическими параметрами работы добывающих скважин на разных месторождениях принимается решение об использовании определенной технологии.

Широкое внедрение различных методов интенсификации добычи нефти влечет за собой, как правило, увеличение агрессивности нефтепромысловых сред и рост коррозионных процессов. Для улучшения коррозионной ситуации продолжается реализация программы по антикоррозионной защите трубопроводов на Чутырском, Мишкинском, Гремихинском, Киенгопском месторождениях нефти. Программа охватывает защиту всего технологического цикла: добывающая скважина — выкидная линия — ГЗУ — нефтесборный трубопровод — ДНС — напорный трубопровод — УПН — КНС — БГ — высоконапорный водовод — нагнетательная скважина. По результатам работы скорость коррозии оказалась в 10-100 раз ниже, чем до реализации проектов, остальные коррозионные факторы, такие, как концентрация сероводорода в водной фазе, содержание клеток сульфатовосстанавливающих бактерий, находятся в пределах, контролируемых проектами.

В 2010-2013 г.г. была успешно испытана и внедрена инновационная технология бурения многозабойных скважин. Дебит многозабойных скважин превышает дебит «традиционных» скважин, пробуренных в аналогичных геологических условиях. Всего за этот период пробурены 21 скважина с многозабойным окончанием (средний дебит составил 25 тонн в сутки на скважину, в то время как при обычной ЗБС – 15 тонн).

Затраты на проведение ГРП выросли со 123,1 млн руб. в 2007 г. до 239 млн руб. 2016 году.

В рамках инновационной деятельности Общества в 2016 году был реализовано 26 проектов по испытанию новых технологий, направленных на увеличение эффективности проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ) и повышения надежности работы оборудования. 9 проектов завершены, в том числе по 6 подведены результаты. По трем завершенным проектам получены положительные результаты:

- Капиллярная система для отвода газа из-под пакера производства ООО «Инжиниринговая компания «Инкомп-Нефть»;
- Системы контроля, защит и диагностики насосных агрегатов «Вектор-П»;
- Автоматизированной системы розжига с дежурной горелкой типа ДГК на факельной установке ДНС Карсовайского м/р производства ООО «Альбатрос».

Актуальными направлениями для поиска и реализации проектов новых технологий для ОАО «Удмуртнефть» являются:

- ремонтно-изоляционные работы попутно добываемой воды и газа;
- повышение надежности внутрискважинного оборудования для добычи нефти;
- интенсификация добычи нефти;
- повышение эффективности поддержания пластового давления;
- энергосберегающие технологии;
- одновременно-раздельная эксплуатация (ОРД, ОРЗиД, ОРЗ);
- внутрискважинная перекачка.

Дополнительная добыча нефти от ГТМ с применением новых технологий в рамках ОПИ и тиражирования составила 61,092 тыс. тн.

Инновационные идеи плюс деловой подход к их внедрению в производство лучше всего характеризует сотрудников предприятия.

К достижениям «Удмуртнефти» относится активное применение новых технологий по увеличению нефтеотдачи пластов, методов горизонтального бурения и зарезки боковых стволов, испытание и внедрение современного нефтепромыслового оборудования, тщательный подбор и выполнение геолого-технических мероприятий с высокой технологической эффективностью, внедрение одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), оптимизация всех бизнес-процессов.



Увеличение объемов добычи – стратегическая задача для коллектива «Удмуртнефти». И нефтяники задействуют в своей работе максимально эффективные разработки, которые помогают предприятию реализовать стратегию, направленную на увеличение добычи нефти с наименьшими затратами.

«Удмуртнефть» обладает репутацией одной из самых интеллектуальных компаний в нефтяном комплексе страны.

#### 4. Общие сведения о месторождении

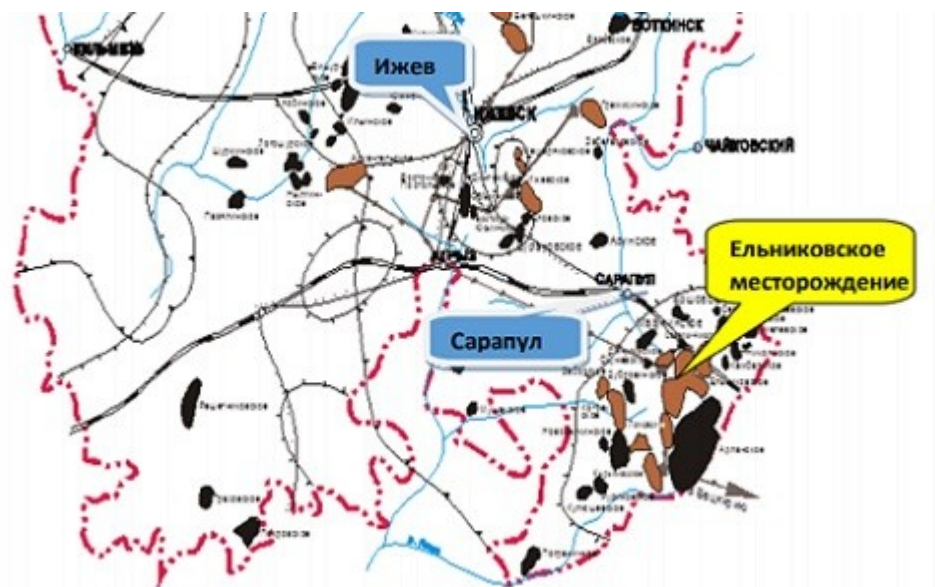


Рис. 1 Местонахождение месторождения на карте УР.

Открыто в 1972 г., введено в О-П эксплуатацию в 1977 г.

Это 1<sup>е</sup> из группы месторождений Сарапульского Прикамья: Ельниковское, Ончугинское, Котовское, Кырыкмасское, Заборское, Ломовское, Прикамское.

Вдоль восточной границы месторождения проходит железнодорожная линия Москва - Казань - Екатеринбург.

По территории месторождения проложено асфальтовое шоссе Ижевск - Сарапул - Камбарка.

Асфальтированное шоссе связывает Ельниковское, Вятское, Ончугинское, Котовское, Кырыкмасское, Ломовское месторождения.

По территории месторождения протекает река Кама, отделяющая Прикамский участок недр от Ельниковского месторождения.

С другими действующими нефтепромыслами месторождение связано нефтепроводами.

Также на территории месторождения расположены производственные базы сервисных организаций.

Электроснабжение обеспечивается ЛЭП-110 Воткинская ГЭС - Сарапул и ЛЭП-35 Сарапул - Мостовое - Каракулино.

К наиболее крупным населенным пунктам, расположенным неподалеку, относятся с. Мазунино, д. Соколовка, с. Тарасово.

Месторождения Сарапульского Прикамья разрабатывает Удмуртнефть.

Промышленно нефтеносными на Ельниковском месторождении являются карбонатные отложения турнейского яруса, терригенные отложения яснополянского и малиновского надгоризонтов нижнего карбона и карбонатные отложения каширо-подольского горизонта среднего карбона.

Нефтяные залежи визейского яруса: залежи нефти терригенной толщи нижнего карбона имеют сложное строение, они включают отложения тульского (пласты C<sub>II</sub>-C<sub>IV</sub>), бобриковского (пласт C<sub>V</sub>) горизонтов и малиновского (пласт C<sub>VI</sub>) надгоризонта.

Продуктивные пласты визейского яруса на Ельниковском месторождении приурочены к терригенным отложениям косьвинского (пласт C<sub>VIII</sub>), радаевского (C<sub>VII</sub>), бобриковского (пласты C<sub>V</sub>, C<sub>VI</sub>) горизонтов кожимского надгоризонта и тульского горизонта окского надгоризонта (пласты C<sub>II</sub>, C<sub>III</sub>, C<sub>IV</sub>).

Уровень водонефтяного контакта (далее ВНК) установлен по материалам геологических исследований скважин (далее ГИС) и эксплуатации скважин и гипсометрически залегает по поднятиям и залежам на абсолютных отметках минус 1198 - 1269,3 м.

Пласт C<sub>V</sub> залегает в кровле бобриковского горизонта.

Развит повсеместно, имеет линзовидное строение. Пласты песчаников и алевролитов повсеместно замещаются глинистыми породами.

Коэффициент песчаности изменяется по поднятиям незначительно (0,46-0,55).

Проницаемость определена по керну и ее значения по отдельным образцам изменяется в интервале 0,013 мкм<sup>2</sup> - 3,550 мкм<sup>2</sup>.

Пласт C<sub>IV</sub> залегает в подошве тульского горизонта окского надгоризонта.

Характеризуется фациальной неоднородностью, имеет многочисленные зоны замещения пластов коллекторов, представленных песчано-алевролитовыми фракциями на глинистые разности.

Общая толщина пласта составляет 0,7-15,2 м, в среднем по месторождению составляя 5,2 м.

По результатам интерпретации материалов ГИС по всем поднятиям коэффициент пористости равен 0,19 д.ед, проницаемость определена по керну и изменяется в интервале 0,193 мкм<sup>2</sup> - 0,416 мкм<sup>2</sup>.

Пласт С<sub>III</sub> имеет наибольшее распространение коллекторов как по площади, так и по разрезу.

Общая толщина пласта изменяется по отдельным поднятиям от 5,4 до 7,0 м, в среднем по месторождению составляя 6,5 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в интервале 2,1 м на Апалихинском поднятии, до 2,9 м на Ельниковском, в среднем по месторождению составляя 2,5 м.

Коэффициент песчаности по пласту С<sub>III</sub> в среднем равен 0,41, изменяясь по поднятиям от 0,38 (Соколовское поднятие) до 0,44 (Ельниковское поднятие).

Пласт С<sub>II</sub> залегает в верхней части тульского горизонта и отделяется от пласта С<sub>III</sub> пачкой аргиллитов толщиной 4,0-7,6 м.

Залежи нефти пласта С<sub>II</sub> литологически экранированные, почти повсеместно пласт-коллектор замещен на плотные разности.

Общая толщина пласта изменяется в интервале 1,9 м (Апалихинское поднятие) до 3,6 м (Ельниковское поднятие).

Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в интервале от 1,0 м на Соколовском и Ельниковском поднятиях до 1,3 м на Апалихинском поднятии, в среднем по месторождению составляя 1,1 м.

Коэффициент пористости по керну изменяется в интервале 0,16 до 0,20 д.ед., в среднем составляя 0,18 д.ед; по результатам интерпретации материалов ГИС - от 0,17 до 0,18, в среднем составляя 0,17.

Проницаемость определена по керну и изменяется в широком интервале 0,037 мкм<sup>2</sup> (Апалихинское поднятие) - 0,368 мкм<sup>2</sup> (Ельниковское поднятие).

Коэффициент нефтенасыщенности по керну определен лишь по Соколовскому поднятию и составляет 0,91.

Для пласта С<sub>II</sub> уровень ВНК принят на абсолютной отметке минус 1198,0 м.

В целом по месторождению визейские залежи имеют общую толщину в интервале 25,0 м - 119,2 м, в среднем - 31,5 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина при этом колеблется от 3,6 м до 17,3 м, в среднем составляя 4,2 м.

Ельниковское месторождение представляет собой приподнятую зону северо-восточного простирания и включает ряд мелких поднятий с амплитудами 15-20 м.

На общем фоне поднятий выделяется ряд осложняющих их средних и мелких куполов, контролирующих самостоятельные залежи нефти в пластах карбонатной толщи турнейского яруса, визейской терригенной толщи нижнего карбона и карбонатной толщи каширо-подольских отложений среднего карбона.

В структурном плане на месторождении выделяется 3 крупных поднятия:

- Соколовское,
- Ельниковское,
- Апалихинское.

Апалихинское и Ельниковское поднятия не отделяются друг от друга значительным прогибом.

По изогипсе минус 280 четко прослеживается 7 небольших структур.

Соколовское поднятие также представляет собой сеть небольших структур, разделенных узкими прогибами на 3 зоны.

Все поднятия имеют тектоно-седиментационное происхождение. Основу поднятий составляют рифогенные образования верхнетурнейско- франско-фаменского возраста.

Тектоника Ельниковского месторождение является типичной для месторождений, расположенных в прибортовой части Камско-Кинельской системы прогибов.

Наличие большой по площади приподнятой зоны, объединяющей целый ряд небольших поднятий, к которым приурочена основная залежь нефти, является их общим признаком. Контур залежи охватывает практически всю приподнятую зону. Структурное строение месторождения хорошо изучено по пермским отложениям. По кровле стерлитамакского горизонта в пределах изогипсы минус 280 м.

В целом по разрезу наблюдается хорошее соответствие структурных планов по пермским, средне и нижне-каменноугольным отложениям.

Коллекторские свойства продуктивных пластов изучены по керну, геофизическим и промысловым данным.

Для характеристики коллекторских свойств пород учитывались образцы с проницаемостью выше  $0,0001 \text{ мкм}^2$ .

В визейском ярусе породы имеют преимущественно мономинеральный кварцевый состав и отличаются значительной неоднородностью литолого-физических свойств по разрезу и по площади.

Количество цементирующего материала и размеры кварцевых зерен колеблются в широких пределах.

Породы представляют собой преимущественно мелкозернистые песчаники и крупно- и среднезернистые алевролиты с разной степенью глинистости, не превышающей 10%, что характеризует породы продуктивных пластов как слабоглинистые.

Пласты  $S_{II}$ ,  $S_{III}$ ,  $S_{IV}$  сложены мелкозернистыми, кварцевыми песчаниками и разнозернистыми алевролитами.

Примеси полевых шпатов и аксессуарных материалов составляют менее 1%.



По данным гранулометрического анализа выделяются песчаники с незначительным содержанием алевритовой и пелитовой составляющей, песчаники алевритистые, хорошо отсортированные.

Карбонатность пород низкая и в среднем для отдельных пластов не превышает 6%.

Цементация пород осуществляется, в основном, посредством уплотнения.

Участками песчаники цементируются мелко- и крупнозернистым кальцитом.

Тип цемента - поровый. Поры угловатые. Цементация обломочного материала осуществляется в результате уплотнения. Поры межзерновые, угловатые.

Алевролиты представлены крупнозернистыми разностями с различной примесью песчаного и глинистого материала. Состав их преимущественно кварцевый.

В качестве примесей (до 1%) присутствуют акцессорные материалы (цирконий, турмалин, титан) и полевые шпаты.

В небольшом количестве присутствует тонкочешуйчатое глинистое вещество. Цементация также осуществляется путем уплотнения зерен, поры угловатые.

В среднем карбоне продуктивные отложения представлены известняками, доломитами и переходными между ними разностями каширского и подольского горизонтов.

На основании исследований по керну принято, что нижний предел значения пористости принят на уровне 14,0 %. Нижний предел значения проницаемости для пород визейского яруса принят на уровне 0,0075 мкм<sup>2</sup>.

Нефть - тяжелая по плотности (0,8797 г/см<sup>3</sup>), высокосернистая (> 2%), парафинистая (< 6%), смолистая (< 15%), вязкая в пластовых условиях (10,3 мПа·с).

На визейских и турнейских отложениях нефти битуминозные (плотность  $> 0,895 \text{ г/см}^3$ ), имеют повышенную вязкость (16,85 мПа·с и 21,41 мПа·с, соответственно), высокосернистые, парафинистые, высокосмолистые.

Бензиновые дистилляты исследованной нефти имеют повышенное содержание серы.

Прямой перегонкой из нефти турнейского яруса и тульского горизонта Ельниковского месторождения могут быть получены высокосернистые компоненты автомобильного бензина в количестве соответственно 15,9% и 18,1%, а также высокосернистые компоненты дизельного топлива летних марок в количестве от 18% до 25% на нефть.

После проведения карбомидной депарафинизации можно получить из исследуемой нефти компоненты дизтоплива зимних марок.

Для данной нефти потенциал масел определен по ГОСТ 912-66 путем анализа остатков нефти после отбора светлых фракций до  $350^\circ \text{C}$ .

Выход газовых масел с индексом вязкости 85 составляет 10,2% и 18,0%, соответственно, для турнейской и тульской нефтей.

Нефть Ельниковского месторождения может быть использована для производства битумов.

Газ по всем залежам и поднятиям по своему составу является углеводородно-азотным (содержание азота  $< 50\%$ ), с высоким содержанием этана, пропана и нормального бутана.

По химическому составу подошвенные воды визейских отложений по 3м поднятиям месторождения представляют рассолы, по классификации В. Сулина эти воды относятся к хлоркальциевому типу.

Степень минерализации и плотность в среднем по пробам изменяется незначительно, соответственно, на Ельниковском - 275,1 г/л и  $1,178 \text{ г/см}^3$ , на Апалихинском - 272,7 г/л и  $1,177 \text{ г/см}^3$  и на Соколовском - 245,4 г/л и  $1,161 \text{ г/см}^3$ . Запасы нефти категории  $\text{C}_2$  сосредоточены в продуктивных пластах каширо-подольских залежей, причем 67% запасов категории приурочены к пласту К2+3 и 20% - к пласту К4.

По поднятиям запасы категории  $C_2$  среднего карбона распределены примерно равномерно.

Начальные извлекаемые запасы по категориям  $B+C_1$  на момент утверждения составили 38,0 млн т, по категории  $C_2$  - 6,5 млн т.

В декабре 2004 - январе 2005 гг. в Удмуртнефти был проведен гидроразрыв пласта на 9 скважинах Ельниковского месторождения (песчаники  $C_{III}$  Яснополянских отложений).

Среднесуточный дебит скважин после ГРП в течение 12 месяцев составил 22 т/сут, что составляет 150% прирост (13 тонн) от 9 т/сут дебита скважин до ГРП.

Фактические результаты оказались на 50% выше прогнозируемых.

#### **4. Описание практики по темам.**

В ходе производственной практики на предприятии ОАО “Удмуртнефть” меня ознакомили со следующими видами и этапами преддипломной практики:

ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

П/п 1:

Инструктаж по охране труда, технике безопасности, электро- и пожарной безопасности на предприятии.

П/п 2:

Работа в бригаде по добыче нефти и газа, согласно квалификационной характеристики оператора по добыче нефти и газа.

-введение технологического процесса при всех способах добычи нефти, газа, газового конденсата, закачки и отбора газа и обеспечение бесперебойной работы скважин (осуществление и поддержание заданных режимов работы скважин, набивка сальников на устьевое оборудование скважины, оборудованной штанговыми глубинными насосами; расшифровка показаний приборов контроля и автоматики; отбор проб для проведения анализа; профилактические работы против отложения парафина, смол, солей; пуск и остановку электромотора станка-качалки; устранение пропусков жидкости в коллекторах и через устьевые сальники);

-участие в работах по освоению скважин, выводу их на заданный режим, опрессовка трубопроводов, технологического оборудования под руководством оператора более высокой квалификации;

-проведение профилактических работ против гидратообразования, отложений парафина, смол, солей и подсчет реагентов для проведения этих работ;

-участие в работах при тепловых методах депарафинизации скважин;

-произведение измерений величин различных технологических параметров с помощью контрольно-измерительных приборов;

-осуществление снятий и передачи параметров работы скважин, контроль за работой средств автоматики и телемеханики;

-выполнение требований безопасности труда, производственной санитарии, пожарной безопасности и внутреннего распорядка.

Участие в работах при тепловых методах депарафинизации скважин:

Практически каждый подземный ремонт скважин предполагает поднятие труб на поверхность с целью удаления из них парафиновых отложений посредством пропаривания ППУ.

Скважины, оборудованные ШГН, очищают от парафиновых отложений посредством тепловой энергии пара, который закачивают в затрубное пространство скважины. Пар разогревает трубы, парафин внутри НКТ расплавляется и появляется возможность его выноса наружу. При этом нагретой струей нефти расплавляется парафин и в выкидных линиях.

Другой способ очистки предполагает закачку в скважину подогретой до 120°-150°С товарной нефти.

Для проведения тепловых обработок нефтяных скважин и другого нефтепромыслового оборудования используется специальная техника: парогенераторные установки (ППУА), предназначенные для выработки пара, и агрегаты АДПМ.

Установка ППУА предназначена для депарафинизации скважин, магистральных и промысловых нефтепроводов, а также для отогрева участков наземных коммуникаций, которые были заморожены в условиях умеренного климата. Также она может использоваться в процессе монтажа и демонтажа установок, применяемых при бурении скважин, и для любого другого оборудования, которое нуждается в отогреве.

Установка ППУА оснащена парогенератором, водяной, топливной и воздушной системой, приводом с трансмиссией, кузовом, электрооборудованием и вспомогательными узлами. Монтаж оборудования установки происходит на раме, которая закреплена на шасси высокой проходимости, и оборудована металлической кабиной, предохраняющей от природных осадков и пыли. Основное оборудование в качестве привода использует двигатель автомобиля, при этом управлять установкой можно из кабины.

### Основные узлы агрегата.

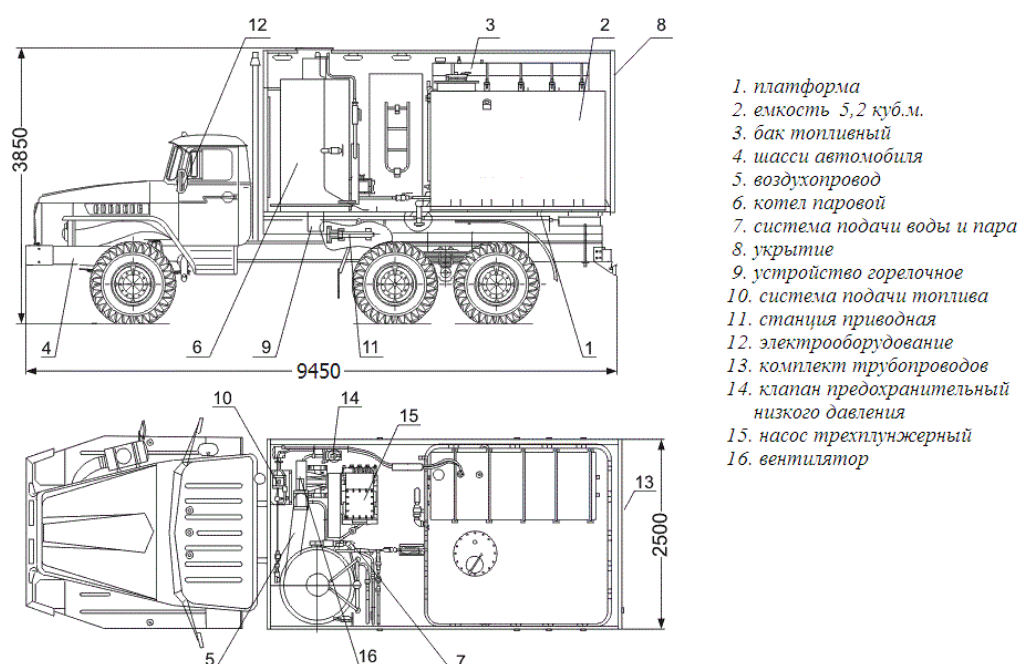


Рисунок 1. – Общая схема ППУА

Котловидные агрегаты установки способны работать от природного газа и жидкого топлива. Чтобы предупредить образование накипи, вода, которая попадает на нагревающие части, проходит очищение и обессоливание посредством специальных фильтров.

В существующих условиях передвижные генераторы, вырабатывающие пар, применяют достаточно редко. В основном их используют только там, где иные технологии не могут применяться по техническим причинам.

Агрегаты АДПМ предназначены для проведения депарафинизации скважин посредством закачки в скважину горячей нефти. Монтаж агрегата проводится на автомобильном шасси и оснащен нагревателем нефти, нагнетательным насосом, системами подачи воздуха и тепла, системой автоматического управления и контрольно-измерительными приборами, а также технологическими и вспомогательными трубопроводами.

Основное оборудование, с размещенными на нем основными контрольно-измерительными приборами, с помощью которых можно управлять работой агрегата, в качестве привода также использует двигатель автомобиля.

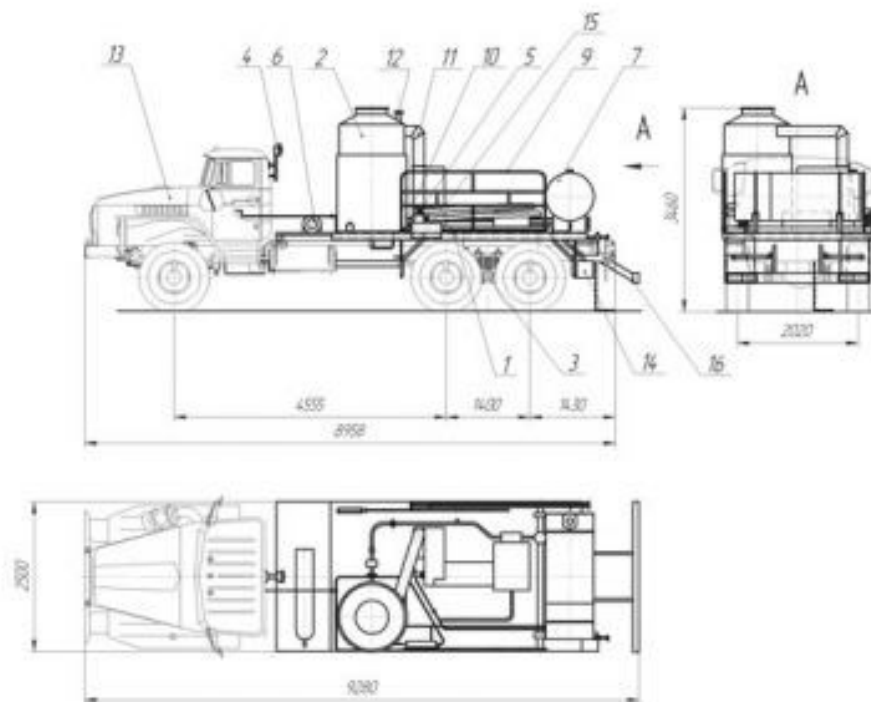


Рисунок 2. Схема АДПМ на шасси:

1 – Платформа; 2 – Нагреватель; 3 – Трубопроводы нефтяные; 4 – Электрооборудование КИП и А; 5 – Трансмиссия; 6 – Подвод инертного газа; 7 – Система топливная; 8 – ДЗК; 9 – Ограждение и лестница; 10 – Трубопроводы вспомогательные; 11 – Воздуховод; 12 – Система выхлопа; 13 – Шасси автомобиля; 14 – Система сбора утечек; 15 – Насос ПТ-50 или ЗПН-32; 16 – ЗЗУ.

Принцип работы АДПМ заключается в выкачивании насосом нефти из автоцистерн, и ее прокачки под давлением через систему нагревания и далее в скважину. После попадания в скважину горячая нефть расплавляет парафиновые отложения и переносит их в промышленную систему по сбору продукции.

Особенности и требования при тепловых обработках:

- Периодичность проведения тепловых обработок и необходимое количество ППУ / АДП определяет, как правило, старший технолог промысла;
- Проводить депарафинизацию скважин возможно как при работающем глубинном насосе, так и при его остановке в связи с затруднением удаления отложений парафина;

- Перед закачкой пара в затрубное пространство скважины, следует предварительно прогреть манифольд до температуры 100-150 градусов по Цельсию;

- Если во время чистки от парафиновых отложений скважину заклинило, полированный шток следует установить в верхнее положение, при этом головка балансира должна находиться в нижнем положении. После погружения штока, следует попытаться расшатать штанговую колонну.

Выполнение требований безопасности труда, производственной санитарии, пожарной безопасности и внутреннего распорядка:

В соответствии с предусмотренными правилами контроля над безопасностью труда, производственной санитарией, пожарной безопасностью и внутренним распорядком, производилось соблюдение следующей системы.

Система по предотвращению профессиональных заболеваний:

1. Технические

- борьба с пылеобразованием (предварительное увлажнение рабочей площадки, орошение, сухое пылеулавливание)

- применение средств индивидуальной защиты

- обеспыливание и стирка спецодежды

- нормализация теплового режима

- снижение влажности

- применение спецодежды для снижения охлаждающего влияния воздуха

- применение глушителей для снижения неблагоприятного воздействия шумов при эксплуатации оборудования, являющегося источником повышения шума

- использование противозумовых индивидуальных средств

2. Нормативные

3. Медико-профилактические

4. Организационно-правовые

П/п 3



Работа в бригаде по добыче нефти и газа, согласно квалификационной характеристики оператора по исследованию скважин:

- выполнение технологии наладки и тарировки приборов для исследования скважин

- отбивка статического и динамического уровней жидкости в добывающих скважинах

- инструментальный замер пластового и забойного давлений

- обработка данных исследований с помощью компьютерных программ

- замер дебира скважин

- выполнение технологии динамометрирования ШГНУ и расшифровка динамограмм

- определение технологического режима эксплуатации добывающих скважин, типа и размера ГНО

- ознакомление с геолого-промысловой характеристикой скважин

Инструментальный замер пластового и забойного давлений:

Под пластовым давлением понимается давление в некоторой точке пласта, не подверженной воздействию воронок депрессии соседних скважин. Однако в связи с тем, что непосредственный замер пластового давления возможен лишь с помощью скважин, можно считать, что под пластовым давлением фактически понимается статическое забойное давление, т. е. давление на забое остановленной скважины, начиная с того момента, когда после ее остановки в пласте (в районе расположения этой скважины) установилось относительное статическое равновесие.

За начальное пластовое давление обычно принимается статическое забойное давление первой скважины, вскрывшей пласт, замеренное до нарушения статического равновесия, т. е. до отбора из пласта сколько-нибудь значительного количества пластовой жидкости. Естественно, что этот один или несколько замеров характеризуют начальное пластовое давление лишь в определенных точках пласта и не могут быть приняты для залежи в целом. Для определения среднего начального пластового давления полученные замеры по первой скважине (или по первым скважинам) должны быть пересчитаны на

среднюю точку объема залежи, на середину этажа нефтеносности, или приведены к поверхности начального водо-нефтяного контакта .

Для наблюдения за процессом разработки пласта необходимо систематически замерять пластовые давления в эксплуатируемых скважинах. Эти замеры лучше всего производить глубинными манометрами. Существуют глубинные манометры двух типов: 1) максимальные и 2) регистрирующие с непрерывной записью показаний. Измерение пластовых давлений манометром по стволу скважины дает возможность определить истинную плотность жидкости и газа при данных давлении и температуре с учетом наличия растворенного газа в водо-нефтяной, смеси. Это может оказать помощь при построении карт изобар.

Замер дебита скважин:

В настоящее время на нефтяных месторождениях широко применяются автоматические устройства для замера продукции скважин: Спутник-А, Спутник-Б и Спутник-В. Принцип действия их по существу идентичный. Установки различаются по следующим показателям: рабочему давлению, числу подключаемых скважин, максимальным измеряемым дебитам скважин, количеству измеряемых параметров, номенклатуре и компоновке применяемого оборудования и приборов.

Спутник - А предназначен для автоматического переключения скважин на замер, а также для автоматического измерения дебита скважин, подключенных к Спутнику, контроля за работой скважин по наличию подачи жидкости и автоматической блокировки скважин при аварийном состоянии.

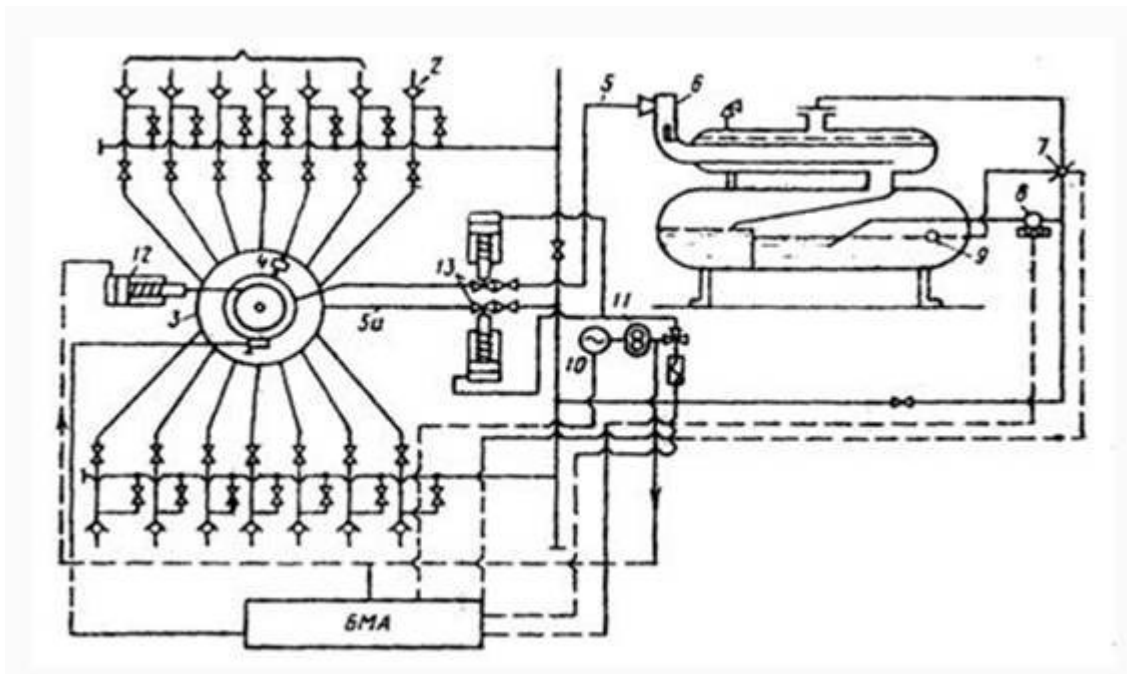


Рисунок. 3. Принципиальная схема Спутника-А.

1 - выкидные линии от скважин; 2 - обратные клапаны; 3 - многоходовой переключатель скважин (ПСМ); 4 - каретка роторного переключателя скважин; 5 - замерный патрубок от одиночной скважины; 5а - сборный коллектор; 6 - гидроциклонный сепаратор; 7 - заслонка; 8 - турбинный счетчик; 9 - поплавковый регулятор уровня; 10 - электродвигатель; 11 - гидропривод; 12 - силовой цилиндр; 13 - отсекатели

Дебит скважины определяют путем регистрации накапливаемых объемов жидкости в м<sup>3</sup>, прошедших через турбинный счетчик, на индивидуальном счетчике импульсов в блоке БМА.

Недостаток Спутника - А - невысокая точность измерения расхода нефти турбинным счетчиком вследствие попадания в счетчик вместе с жидкостью пузырьков газа, из-за плохой сепарации газа от нефти в гидроциклонном сепараторе.

Спутник-В как и Спутник-А предназначен для автоматического переключения скважин на замер по заданной программе и для автоматического замера дебита свободного газа.

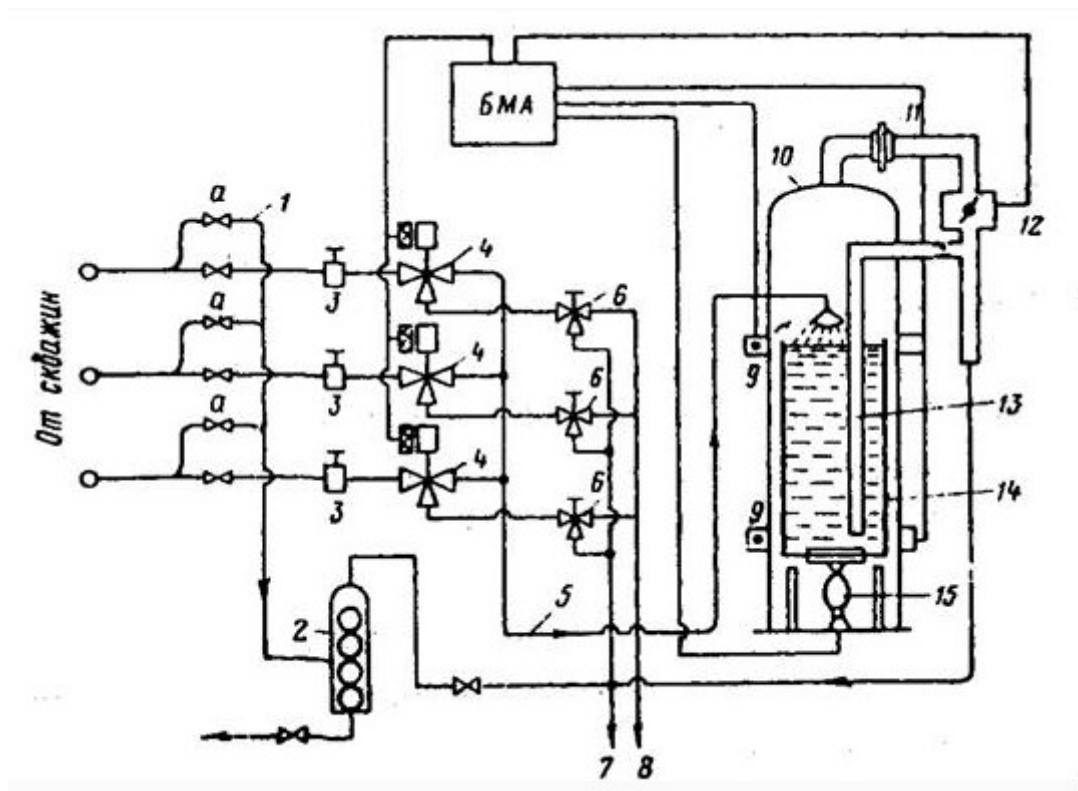


Рисунок 4. Принципиальная схема Спутника - В.

1 - распределительная батарея; 2 - емкость для резиновых шаров; 3 - штуцеры; 4 - трехходовые клапаны; 5 - Замерная линия для одиночной скважины; 6 - трехходовые краны; 7 - коллектор обводненной нефти; 8 - коллектор безводной нефти; 9 - гамма - датчик уровня; 10 - сепаратор; 11 - диафрагма; 12 - заслонка; 13 - сифон; 14 - тарированная емкость; 15 - тарированная пружина.

П/п 4

Обслуживание групповых замерных установок, дожимных насосных и компрессорных станций, установок комплексной подготовки газа, установок предварительного сброса воды, установок подготовки и перекачки нефти.

-произведение измерений величин различных технологических параметров с помощью контрольно-измерительных приборов

-осуществлении снятий и передачи параметров работы установок, контроль за работой средств автоматики и телемеханики

-выполнение требований безопасности труда, производственной санитарии, пожарной безопасности и внутреннего распорядка

-определение удельного расхода вводимых в жидкость дезмульгаторов

-ведение технологической документации

П/п 5

Работа в бригаде подземного текущего (капитального) ремонта скважин, выполнение работ согласно квалификационной характеристики для данной профессии:

-проведение технологического процесса текущего и капитального ремонта скважин

-подготовительные работы по проведению подземного ремонта скважин

-выполнение спуско-подъемных операций (СПО)

-участие в проведение геолого-технических мероприятий по поддержанию и восстановлению работоспособности скважин

-участие при выполнении ловильных, изоляционных, исследовательских работ и освоении скважин

-участие в подключении и отключении электрооборудования и осветительной аппаратуры на скважине

-произведение измерений величин различных технологических параметров с помощью контрольно-измерительных приборов

-выполнение требований безопасности труда производственной санитарии, пожарной безопасности и внутреннего распорядка. Ознакомление с геолого-техническими мероприятиями по поддержанию и восстановлению работоспособности скважин, методами разработки нефтяных и газовых месторождений, геолого-промысловой характеристикой скважин, современными технологиями, применяемыми на месторождении. Изучение технологических регламентов по проведению различных технологий.

Подготовительные работы перед проведением спуско-подъемных операций

Подготовительные работы проводят до начала ремонта скважины для обеспечения бесперебойной работы бригады по ремонту скважин. В процессе подготовительных работ проверяют состояние вышки (мачты), центровку ее по устью скважины, крепление оттяжек вышки или мачты, кронблока и талевого системы при необходимости ремонтируют площадку у устья скважины и мостки. Доставляют к скважине необходимое оборудование -трубы, штанги,

талевый блок, подъемный крюк, канат и др. Выполняют оснастку и разоснастку талевой системы. При отсутствии вышки или мачты к скважине доставляют передвижной агрегат, устанавливают на площадке и укрепляют оттяжками. На скважинах с погружными центробежными электронасосами устанавливают кабеленамотыватель, закрепляют подвесной ролик на вышке или мачте для направления движения токоподающего кабеля. В случае необходимости глушения к скважине доставляют задавочную жидкость и промывочный агрегат.

#### Технология проведения спускоподъемных операций

СПО являются трудоемкими и в зависимости от характера подземного ремонта занимают от 50 до 80 % всего времени, затрачиваемого на ремонт, то есть фактически определяют общую продолжительность текущего ремонта. Технологический процесс СПО состоит в поочередном свинчивании (или развинчивании) НКТ, 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.

При спуске труб необходимо тщательно шаблонировать каждую из них, очищать резьбу трубы щеткой от грязи и песка, смазывать графитовой смазкой. Крепить трубы надо до отказа. Нельзя допускать спуск в скважину дефектных труб, то есть негерметичных, с поврежденной резьбой, кривых, помятых. Во избежание заедания торцов муфт за внутренний край эксплуатационной колонны тройников и крестовиков следует пользоваться направляющими воронками.

Спуск и подъем насосных штанг проводят так же, как и труб на более высоких скоростях ввиду их меньшей массы, чем НКТ. Поднятые штанги укладывают на мостки и между ними прокладывают деревянные рейки. Укладывание штанги должны иметь не менее шести опорных точек, равномерно распределенных по всей их длине. Провисание концов штанг и соприкосновение с грунтом не допускаются.

Для облегчения работы во время спуска штанг обратно в скважину, каждый последующий их ряд должен быть выдвинут к устью скважины против

предыдущего ряда на 15-20 см. Обнаруженные при подъеме дефектные штанги откладывают в сторону и по окончании ремонта убирают с мостков. Перед спуском насосных штанг в скважину каждую из них тщательно осматривают. Не допускается смешивание штанг, изготовленных из сталей различных марок. При спуске ступенчатой колонны необходимо строго придерживаться данных наряда. Перед свинчиванием резьбу тщательно очищают и смазывают графитовой смазкой, а затем закрепляют до отказа.

Отбракованные штанги доставляют на базу, где после сортировки, наиболее сохранившиеся штанги отбирают для применения их в неглубоких скважинах при небольших нагрузках.

Для составления колонны насосных штанг строго определенной длины применяют штанги укороченной длины. Свинчивание и развинчивание НКТ во время СПО выполняют с помощью автоматов АПР-2ВБ с приводом от электродвигателя, АПР-ГП с гидроприводом, механическим ключом КМУ-32 и КМУ-50 грузоподъемностью 32 и 50 т. КМУ-ГП с гидроприводом. При ремонте скважин с УЭЦН широкое применение получили ключи КМУ. Для свинчивания и развинчивания насосных штанг используют штанговые ключи АШК-Г и АШК-Т. Как было указано выше, резьбовое соединение смазывают графитовой смазкой, для приготовления которой рекомендуют следующие рецепты (по массе): первый: графит-50-60 %; технический жир-5%; каустическая сода -1,5%; машинное масло 33,5-43,5%. Второй: графит 30%; солидол 24%; машинное масло 35%; канифоль 2%.

В качестве смазки резьбовых соединений НКТ применяют и готовые консистентные смазки Р-2 или Р-402.

#### ПМ.01 Эксплуатация нефтегазопромыслового оборудования

##### П/п 1

Проведение технологических расчетов по выбору наземного и скважинного оборудования.

##### П/п 2

Монтаж, демонтаж, техническое обслуживание и ремонт оборудования, установок и механизмов применяемых при ПКРС (техническое обслуживание бурового оборудования).

П/п 3

Монтаж, демонтаж, техническое обслуживание и ремонт наземного промышленного оборудования, установок и механизмов:

-инструмента и оборудования для эксплуатации нефтяных и газовых скважин;

-обучение проведению текущего и планового ремонта нефтегазопромышленного оборудования;

-обучение измерению величин различных технологических параметров с помощью контрольно-измерительных приборов;

-обучение оформлению технологической и технической документации по эксплуатации нефтегазопромышленного оборудования.

Перед монтажом установки центробежного электронасоса скважину необходимо тщательно подготовить. Для этого ее промывают, то есть очищают от грязи и песчаной пробки, и шаблонируют колонну от устья до глубины, превышающей глубину спуска агрегата на 100 - 150 м. Длина шаблона составляет 10 м, а диаметр на 3 мм превышает максимальный диаметр погружного агрегата.

Погружной агрегат спускают на НКТ с использованием вышки или мачты. Для этого применяют также специальный пьедестал и хомут-элеватор. Погружное оборудование монтируют непосредственно на устье скважины. Во время спускоподъемных операций на скважине используется кабельный ролик, через который кабель направляется к устью. Его подвешивают на поясе вышки или мачты на высоте 4- 5 м. Для самопогрузки и транспортировки кабельных барабанов, насосов и двигателей, станций управления и трансформаторов используются автомобильные агрегаты типа АТЭ-6. Перемотку кабеля, погрузку, выгрузку и транспортировку кабельных барабанов, осуществляют с помощью установки типа УПК-200 (санный и колесный варианты).



При свинчивании НКТ необходимо следить, чтобы подвешенная колонна не проворачивалась. В противном случае кабель, закрученный вокруг труб, увеличивает общий диаметральный размер погружной части установки и при спуске может получить механическое повреждение.

В процессе спуска через каждые 300 м необходимо измерять сопротивление изоляции двигателя с кабелем. При резком снижении сопротивления изоляции спуск агрегата необходимо прекратить.

Минимальное допустимое сопротивление изоляции всей установки после спуска агрегата в скважину составляет 5 Мом.

Для измерения электрических параметров УЭЦН и их технического обслуживания имеются автомобильные полевые лаборатории бесштанговых насосов типа ПЛБН-64, а для ремонта средств телемеханики и автоматики нефтепромыслов -- автомобильный агрегат типа АРСТА-1.

Монтаж заканчивают установкой оборудования устья скважины и всего поверхностного оборудования.

В процессе эксплуатации погружные электронасосы требуют постоянного ухода за ними. Наблюдение заключается в следующем:

- \* не реже одного раза в неделю измеряют подачу насоса;
- \* еженедельно измеряют напряжение и силу тока электродвигателя;
- \* периодически очищают аппаратуру станции управления от пыли и грязи, подтягивают ослабевшие и защищают подгоревшие контакты, проверяют затяжку болтов на клеммах трансформатора (обесточенных);
- \* устраняют негерметичности трубопроводов.

Неполадки в работе скважины могут быть вызваны отложениями песка, парафина и солей, вредным влиянием газа. Методы борьбы такие же, как и при других рассмотренных способах эксплуатации.

Борьба с вредным влиянием газа на работу ЭЦН осуществляется следующим образом - увеличивают глубину погружения насоса под динамический уровень, в результате чего возрастает давление на приеме насоса и, как следствие, уменьшается объемный расход свободного газа за счет сжатия, т. е. увеличивается растворимость газа в нефти. На глубине, где

давление на приеме насоса равно давлению насыщения нефти, весь газ растворен в нефти и его вредное влияние прекращается. Однако для этого дополнительно затрачиваются НКТ, кабель, требуется насос, развивающий большой напор.

В настоящее время научно-технический прогресс развивается в направлении использования ЭЦН, предназначенных для работы при повышенном входном газосодержании. Для этого в ЭЦН первые 10 - 15 рабочих ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов) устанавливают на повышенную подачу газожидкостной смеси. В промышленных условиях это легко осуществить, используя рабочие ступени от насоса тех же габаритов, но с большей подачей. Испытываются насосы с газовыми центробежными сепараторами на приеме. При этом отделившийся газ поступает в затрубное пространство и перепускается на устье в выкидную линию.

При нарушении работы скважины (резком снижении или прекращении подачи насосом), а также при снижении сопротивления изоляции до 0,05Мом погружной агрегат извлекают из скважины. Для этого выключают установку и рубильник-предохранитель, отсоединяют кабель от станции управления и приступают к ремонту скважины. При необходимости заглушить скважину применяют только обратную промывку. Для освобождения НКТ от жидкости перед подъемом в колонну НКТ сбрасывают ломик. Ломик ударяет по удлиненному концу штуцера сливного клапана, отламывает его в месте надреза и открывает отверстие для слива жидкости из НКТ. Тогда подъем труб проводится без разлива жидкости. Сломанный штуцер впоследствии реставрируют или заменяют новым.

Проведение планового и текущего ремонта на нефтегазовых станциях:

Для сохранения нормальной работоспособности бурового и нефтепромыслового оборудования применяют систему планово-предупредительного ремонта (ППР), представляющую собой совокупность организационно-технических мероприятий по уходу, надзору и ремонту, проводимых в плановом порядке. Благодаря такой системе заранее планируется остановка машин на ремонт по графику, подготавливаются запасные части,

материалы и т. д.

Система планово-предупредительного ремонта технологического оборудования характеризуется следующими основными особенностями.

1. Оборудование ремонтируется в плановом порядке, через определенное число отработанных машино-часов или установленную норму отработки в календарных днях.

2. Определенное число последовательно чередующихся плановых ремонтов соответствующего вида образует периодически повторяющийся ремонтный цикл.

3. Каждый плановый периодический ремонт осуществляется в объеме, восполняющем тот износ оборудования, который явился результатом его эксплуатации в предшествовавший ремонту период; он должен обеспечивать нормальную работу оборудования до следующего очередного планового ремонта, срок которого наступит через определенный, заранее установленный промежуток времени.

4. Между периодическими плановыми ремонтами каждая машина подвергается в плановом порядке техническим осмотрам в процессе которых устраняются мелкие дефекты, производятся регулировка, очистка и смазка механизма, а также определяется номенклатура деталей, которые должны быть подготовлены для замены износившихся деталей.

Системой планово-предупредительного ремонта в зависимости от объема и сложности ремонтных работ предусматривается проведение текущего и капитального ремонтов.

Текущий ремонт — это минимальный по объему плановый ремонт, посредством которого оборудование поддерживается в работоспособном состоянии. Он выполняется непосредственно на месте установки оборудования.

При текущем ремонте проверяется состояние оборудования, заменяются быстроизнашивающиеся детали, меняется при необходимости смазка и устраняются дефекты, не требующие разборки сложных узлов оборудования. Те неисправности оборудования, которые не могут быть устранены силами

службы технического обслуживания, устраняются силами выездных ремонтных бригад.

Перечень ремонтных работ при текущем ремонте определяется классификатором ремонта. После ремонта проверяется работа оборудования, регулируются узлы и механизмы.

ПМ 03. Организация деятельности подчиненных

П/п 1

Обеспечение профилактики и безопасности условий труда:

-проведение инструктажей по ТБ

-проведение работ по профилактике условий труда

П/п 2

Организация работы бригады добычи нефти в соответствии с технологическими регламентами:

-составление плана работы бригады

-расчет графика затрат времени технологического процесса

П/п 3

Анализ процессов и результатов деятельности коллектива исполнителей:  
Сбор данных для проведения экспертной оценки и анализа эффективности деятельности коллектива исполнителей.

П/п 4

Оценки эффективности производственной деятельности: расчет эффективности материально-технических, трудовых и финансовых ресурсов бригады добычи нефти.

ПМ 04. Выполнение работ по профессии «Оператор по добыче нефти и газа»

П/п 1

Ознакомление с производством.

П/п 2

Ведение технологического процесса работы скважины и технологических установок нефти и газа.

П/п 3

Монтаж, демонтаж, техническое обслуживание и ремонт наземного промышленного оборудования, установок и механизмов.

П/п 4

Проведение профилактических работ против гидратообразований, отложений парафина, смол, солей.

П/п 5

Исследование скважин:

Исследование скважин и пластов проводится с целью получения информации об объекте разработки, об условиях и интенсивности притока флюидов в скважину, об изменениях, происходящих в пласте в процессе его разработки.

В процессе промышленной эксплуатации скважин их исследуют главным образом с целью уточнения гидродинамических характеристик пластов, выявления действительной технологической эффективности отдельных элементов принятой системы разработки (система поддержания пластового давления, схема расположения скважин, принятый способ вскрытия пластов, способ эксплуатации скважин и др.) и определения эффективности проводимых мероприятий по повышению или восстановлению производительности добывающих скважин.

Лабораторные методы

К лабораторным относят методы, основанные на прямых измерениях физико-химических, механических, электрических и других свойств образцов горных пород и проб пластовых жидкостей (газов), отбираемых в процессе бурения и эксплуатации. При этих методах исследования определяются такие основные параметры как пористость, проницаемость пород, вязкость и плотность нефти и другие свойства пород и жидкостей.

Эти методы имеют большое практическое значение, особенно при подсчете запасов нефти и газа и составлении проектов разработки месторождений нефти и газа.

Промыслово-геофизические методы.

К промыслово-геофизическим относят методы, основанные на изучении электрических, радиоактивных и других свойств горных пород с помощью приборов, спускаемых в скважину на кабеле.

По результатам геофизических исследований можно определить толщину пласта, пористость, проницаемость, нефтенасыщенность и др. Для этого данные промысловых измерений сопоставляют с результатами лабораторных испытаний образцов горных пород и проб пластовых жидкостей (газов). Поэтому такие методы исследования относят к косвенным методам изучения свойств продуктивных пластов. Их широко используют в процессе разведки и начальных стадий разработки месторождений.

С помощью лабораторных и промыслово-геофизических методов можно изучать свойства пластов только в зоне, прилегающей к стенкам скважины. Поэтому получаемая с их помощью информация не достаточно точно характеризует свойства пласта в целом или те свойства, которые могут резко изменяться по площади его распределения (например, проницаемость). Степень достоверности данных о свойствах пластов зависит от числа пробуренных скважин и количества отобранных образцов горных пород.

Гидродинамические методы.

К гидродинамическим относят методы, основанные на косвенном определении некоторых важных свойств продуктивных пластов по данным прямых измерений дебитов скважин и забойных давлений при установившихся и неустановившихся процессах фильтрации жидкостей и газов в пласте.

В основу этих методов положены формулы гидродинамики, описывающие связь между дебитами, давлениями и характеристиками продуктивных пластов (проницаемость, гидропроводность и др.).

Гидродинамические исследования осуществляют с помощью глубинных манометров и расходомеров, спускаемых в скважину на кабеле (проволоке), а также с помощью приборов, установленных на устье скважины.

В отличие от лабораторных и промыслово-геофизических методов при гидродинамических исследованиях определяют средние значения свойств продуктивных пластов на значительном расстоянии от стенок скважин или

между ними. Гидродинамические исследования несут большой объем информации о работе пласта.

В нефтепромысловой практике применяют следующие основные методы гидродинамических исследований:

установившихся отборов;

восстановления давления;

взаимодействия скважин (гидропрослушивание), темодинамические.

Исследование газовых скважин также проводят при стационарных (установившихся) и нестационарных режимах фильтрации газов. В последнем случае используют следующие методы:

восстановления забойного давления после остановки скважины;

стабилизации забойного давления и дебита при пуске скважин.

По данным, полученным в результате исследования газовых скважин, оценивают изменение параметров пласта в процессе эксплуатации скважин.

П/п 6

Измерение величин различных технологических параметров с помощью контрольно-измерительных приборов.

П/п 7

Самостоятельное выполнение работ в качестве оператора по добыче нефти и газа.

П/п 8

Квалификационная пробная работа.

## **Заключение**

В период прохождения производственной практики на Чутырском месторождении УДНГ ЦДНГ 1 ОАО «Удмуртнефть» мною были изучены вопросы организационной структуры предприятия, должностные обязанности сотрудников.

Я ознакомился с нефтепромысловым оборудованием, с системой сбора и подготовки нефти и технологическими процессами не посредственно в производственных условиях

Главными задачами предприятия - поддержание заданного режима работы скважин и увеличение объёма добычи.

Во время прохождения практики, был выполнен ряд основных трудовых процессов, которые входят в обязанности технолога. За этот период было выявлено, что данное предприятие является процветающим, благодаря потребности современного мира в таких ресурсах, как нефть и газ, а так же предприятие является финансово устойчивым, о чём свидетельствует хорошая оплата труда, периодическая выплата премий и карьерный рост сотрудников.

В результате прохождения практики были выполнены основные цели и задачи, поставленные программой практики. Были изучены аспекты и тонкости работы, выработаны навыки и умения, необходимые для работы на предприятии в качестве технолога.

Так же, за время прохождения практики, был выполнен ряд основных трудовых процессов, которые входят в обязанности технолога. За этот период было выявлено, что данное предприятие является процветающим, благодаря потребности современного мира в таких ресурсах, как нефть и газ, а так же предприятие является финансово устойчивым, о чем свидетельствует хорошая оплата труда, периодическая выплата премий и карьерный рост сотрудников.



## Список используемой литературы

1. [https://udmurtneft.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha\\_i\\_razrabotka/Centralnaja\\_Rossija/udmurtneft/](https://udmurtneft.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha_i_razrabotka/Centralnaja_Rossija/udmurtneft/) <http://www.studfiles.ru>
2. Справочник мастера цеха.
3. Документация предприятия.