

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Эффективность работы глубинно-насосного оборудования при освоении и эксплуатации метаноугольных скважин

УДК 622.333'324.5:621.65

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Зюзиков Станислав Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Дозморов Павел Сергеевич	к.т.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.–м.н.		

Томск – 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой
 _____ Чернова О.С.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Зюзиков Станислав Андреевич

Тема работы:

Эффективность работы глубинно-насосного оборудования при освоении и эксплуатации метаноугольных скважин

Утверждена приказом директора (дата, номер)	22.03.2017, номер 1960/с
---	--------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Данные по отказом УЭЦН, УШВН, УШГН на месторождение Т., фондовая и периодическая литература
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие понятия об УЭЦН, УШВН, УШГН, 2. Характеристика, состав и устройство УЭЦН, УШВН, УШГН.. 3. Анализ причин отказов УЭЦН, УШВН, УШГН 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность

Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Схемы устройства узлов и деталей УЭЦН, УШВН, УШГН. 2. Графики различных зависимостей. 3. Фотографии и картинки узлов и деталей УЭЦН, УШВН, УШГН. 4. Диаграмма распределения отказов УЭЦН и УШВН на месторождение Т..
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Вазим Андрей Александрович
«Социальная ответственность»	Грязнова Елена Николаевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Дозморов Павел Сергеевич	к. т. н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Зюзиков Станислав Андреевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 105 страниц, 16 рисунков, 11 таблиц, 4 графических приложения, 42 источников использованной литературы.

Ключевые слова: месторождение, пласт, газ, метан, фонд скважин, механизированная добыча, межремонтный период, наработка на отказ, установка электроцентробежного насоса, установка штангового винтового насоса, установка штангового глубинного насоса.

Объектом исследования является эксплуатационный фонд скважин на Талдинском месторождении.

Целью данной выпускной квалификационной работы является оценка эффективности работы глубинно-насосного оборудования при освоении и эксплуатации метаноугольных скважин, анализ эксплуатационных параметров всех типов используемого оборудования

В результате работы проведен сбор, обобщение, переработка информации по всему эксплуатационному фонду скважин. Проведен анализ эффективности работы установок глубинно-насосного оборудования по ключевым технологическим показателям, приведены рекомендации для повышения надежности работы насосного оборудования.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel, рисунки в – CorelDRAW 14. Презентация создана в Microsoft Power Point.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
УШВН – установка штангового винтового насоса;
УШГН – Установка штангового глубинного насоса
КПД – коэффициент полезного действия;
ЭЦН – электроцентробежный насос;
НКТ – насосно-компрессорные трубы;
ПЭД – погружной электродвигатель;
ТМС – телеметрическая система;
ТУ – технические условия;
ГОСТ – государственный стандарт;
СУ – станция управления ;
ПО – программное обеспечение;
МП – механические повреждения;
РС – расчленение, слом;
НГ – негерметичность;
КВЧ – количество взвешенных примесей;
ННО – наработка на отказ;
ГРП – гидроразрыв пласта;
БРХ – блок реагентного хозяйства;
ГТМ – геолого–технические мероприятия;
МФА – многофакторный анализ;
СНП – снижение производительности;
НТП – научно-технический прогресс;
ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;
ЧТС – чистая текущая стоимость;
РД – рабочая документация;
СНиП – строительные нормы и правила;
СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания.

Оглавление

Введение.....	8
1 Геотехнологические особенности метаноугольного Талдинского месторождения.....	10
1.1 Описание геологического строения, и физических свойств состояния месторождения.....	10
1.1.1 Географо - экономические условия месторождений.....	11
1.2 Описание геологического строения Талдинского метаноугольных месторождений	12
1.3 Тектоника.....	16
1.4 Гидрогеологическая характеристика.....	20
1.5 Качественные характеристики угля.....	23
1.6 Газоносность угольных пластов.....	25
2 Оборудование используемое для разработки и эксплуатации метаноугольного месторождения.....	27
2.1 Описание технологического процесса добычи метана из угольных пластов. Применяемое оборудование.....	27
2.1.1 Технологический процесс извлечения метана из угольных пластов.....	27
2.2 Оборудование для бурения и строительства скважин.....	29
2.3 Оборудование для производства гидравлического разрыва угольного пласта.....	31
2.4 Особенности освоения и эксплуатации метаноугольных скважин с применением глубинно-насосного оборудования.....	31
2.5 Глубинно-насосное оборудование при эксплуатации скважин.....	34
2.5.1 Установка штангового винтового насоса (УШВН).....	34
2.5.2 Установка электроцентробежного насоса (УЭЦН).....	36
2.5.3 Установка штангового глубинного насоса УШГН.....	40
2.5.4 Скважинное оборудование.....	43
2.6 Основные направления использования и переработки газа.....	45
3 Оценка эффективности работы глубинно-насосного оборудования при освоении и эксплуатации метаноугольных скважин.....	47
3.1 Величины, используемые для проведения оценки эффективности работы глубинно-насосного оборудования.....	47
3.2 Действующий фонд эксплуатируемого глубинно-насосного оборудования.....	49
3.2.1 Эксплуатация штанговых глубинных насосных установок.....	49
3.2.2 Эксплуатация электроцентробежных насосных установок.....	50
3.2.3 Эксплуатация штанговых винтовых насосных установок.....	55
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	66
4.1 Экономический расчет ШГНУ.....	66
4.1.1 Условно-постоянные затраты.....	66
4.1.2 Условно-переменные затраты.....	67
4.2 Экономические расчеты УШВН.....	68
4.2.1 Условно-постоянные затраты.....	68
4.2.2 Условно-переменные затраты.....	69
4.3 Экономические расчеты УЭЦН.....	70
4.3.1 Условно-постоянные затраты.....	70
4.3.2 Условно-переменные затраты.....	71
5 Социальная ответственность.....	75

5.1	Производственная безопасность.....	75
5.1.1	Анализ вредных производственных факторов	76
5.1.2	Анализ опасных производственных факторов	83
5.2	Экологическая безопасность.....	87
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	90
5.4	Правовые и организационные вопросы.....	92
5.5	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	93
	Заключение.....	96
	Список используемых источников.....	97
	Приложение А. Этапы освоения скважин.....	101
	Приложение В. Расчет средней наработки УШВН на отказ	102
	Приложение С. Расчет средней наработки УЭЦН на отказ	103
	Приложение Д. Нарботка на отказ за скользящий год по электроцентробежным и винтовым установкам	104

Введение

В данное время вопрос метана угольных месторождений приобрел глобальное значение вследствие техногенных выбросов метана в окружающую среду. Основной причиной откачки газа из угольных пластов, является предварительная дегазация, с целью снижения риска при разработке шахт и разрезов. Другая причина дегазации угольных пластов является экологической. Она обусловлена выделением метана, разрушающего озоновый слой и все это ведет к глобальному потепления.

Метан добываемый из угольных пластов относится к нетрадиционным источникам углеводорода. Возможность его добычи доказало США в начале 80-х гг. при освоении метанугольного промысла. В настоящее время промышленную добычу метана из угольных пластов ведут такие страны как Китай, Канада, Австралия, США и Россия.

В России для добычи метана из угольных пластов наиболее перспективным и подготовленным регионом для этого является К угольный бассейн.

В данный момент на месторождение Т произведен огромный объем геологоразведочных и поисковых работ, по результатам которых проанализирована специфика закономерности изменения параметров отдачи метана из угольных пластов, а также разработаны методы оценки прогнозируемых запасов газа и выбора подходящих площадей для бурения скважин по добыче метана.

Целью данной дипломной работы является рассмотреть эффективность работы глубинно-насосного оборудования.

Задачи:

- Изучить геолого-технические мероприятия на месторождение Т;
- Рассмотреть способы добычи метана из угольных пластов применительно к меторождению Т;
- Проанализировать эффективность работы глубинно-насосного оборудования;

– Рассчитать экономически выгодный способ добычи газа из угольных пластов;

– Определить вредные и опасные экологические факторы.

При решении вышеперечисленных задач важную роль играет удешевление и оптимизация использования газопромыслового оборудования на каждом этапе добычи и подготовки газ. При этом, этап добычи газа в большой степени определяет эффективность функционирования метаноугольного месторождения в целом. В сложившейся ситуации правильное использования скважинного оборудования, рациональное расходования его ресурса и продление срока его службы приобретают важный характер.

1 Геотехнологические особенности метаноугольного Талдинского месторождения

В данной главе рассматриваются геологические и тектонические особенности Талдинского метаноугольного месторождения. Также приведено его географическое местоположение и качественные характеристики угля.

1.1 Описание геологического строения, и физических свойств состояния месторождения

По географическому положению Талдинская площадь расположена в лесостепной природно-растительной зоне с преобладанием суглинистого чернозема с березовыми и сосновыми перелесками. К востоку в 2-х километрах от района работ протекает р. Черновой Нарык (левый приток р. Томь) - естественная граница между лесостепной и таежной природно-растительными зонами юга Западной Сибири.

Абсолютные отметки рельефа района работ колеблются в довольно широких пределах, на водоразделах они достигают величины +394 м и в долине реки Черновой Нарык +220 ÷ +222 м. Амплитуда колебаний высотных отметок достигает величины 172–174 метра. Территория характеризуется континентально-циклоническим климатом с годовой суммой осадков более 500 мм. Средняя температура июля составляет плюс 18-24 °С, января минус 20-26°С. Колебания температуры составляют от +40 до -50 °С. Продолжительность безморозного периода в году составляет всего 115 – 120 дней.

Талдинское месторождение находится в центре Ерунаковского геолого-экономического района Кузнецкого бассейна. Ерунаковский геолого-экономический район расположен в центральной части южной половины Кузбасса. В угольных пластах Ерунаковского района сосредоточено около 3 трлн. м³ ресурсов метана (около 23% от ресурсов метана в угольных пластах Кузбасса), при площади района всего 1520 км² (8,4% от площади Кузбасса). В пределах района выделены угольные месторождения: Соколовское,

Красулинское, Тагарышское, Талдинское, Северо-Талдинское, Жерновское, Новоказанское, Ерунаковское, Казанское, Нарыкское и Кукшинское.

В пределах Талдинского месторождения имеется несколько населенных пунктов. На западе месторождения располагаются два населенных пункта – д.Большая и Малая Талда, а на юго-востоке – д. Жерново.

Район активно осваивается угледобывающей промышленностью. Талдинское месторождение разрабатывается АО "Талдинский Углерез" мощностью около 2,5 млн. т угля в год. Проводятся подготовительные работы для подземной добычи угля на Соколовском и Кыргайском месторождениях.

К настоящему времени в Ерунаковском районе детально разведано 6 площадей для открытых работ на общую мощность 74 млн. т. угля в год и три участка для подземной добычи на общую мощность 15 млн. т. угля в год.

Горные отводы действующих и строящихся разрезов и шахт в ряде случаев находятся на верхних горизонтах площадей перспективных для промысловой добычи метана.

1.1.1 Географо - экономические условия месторождений

Талдинская площадь расположена в юго-восточной части Кузнецкого угольного бассейна, административно входит в состав Новокузнецкого и Прокопьевского (большая часть) районов Кемеровской области.

По геологическим, географо-экономическим особенностям территория Кузбасса подразделяется на 25 геолого-промышленных районов. Талдинская площадь расположена в Ерунаковском геолого-экономическом районе.

Действующие и строящиеся угледобывающие предприятия соединены автодорогами. От станции Ерунаково Кемеровской ж.д. до Талдинского углереза проложена железнодорожная ветка и автодорога с щебеночным покрытием.

Электроэнергией население, сельскохозяйственные предприятия и разрезы «Талдинский» и «Таёжный» снабжаются от Больше–Талдинской подстанции «Кузбассэнерго», а участок шахты им. Вахрушева – от Котинской подстанции, откуда шахтой подведена высоковольтная ЛЭП.

Промышленные центры – города Новокузнецк, Прокопьевск и Киселевск, находятся соответственно в 65, 45, и 43 км к юго-востоку и югу от Талдинской площади.

1.2 Описание геологического строения Талдинского метаноугольных месторождений

В соответствии со «Стратиграфической схемой средне–верхнекаменноугольных и пермских отложений Кузнецкого бассейна» (1979 г.) в геологическом строении Талдинской площади принимают участие осадки палеозойского и четвертичного периодов. Палеозойские отложения представлены осадками балахонской и кольчугинской серий и повсеместно перекрыты рыхлыми осадками четвертичного возраста. Балахонские отложения залегают на глубинах 2,5-6,5 км и поэтому практически не изучены. Отложения кольчугинской серии являются самыми угленасыщенными среди продуктивных отложений в целом по всему Кузбассу. Эта серия подразделяется на безугольную кузнецкую и две угленосные подсерии – ильинскую и ерунаковскую, которые, в свою очередь, включают в себя 5 свит (Рисунок 1.1 – Геологическая карта Талдинской площади).

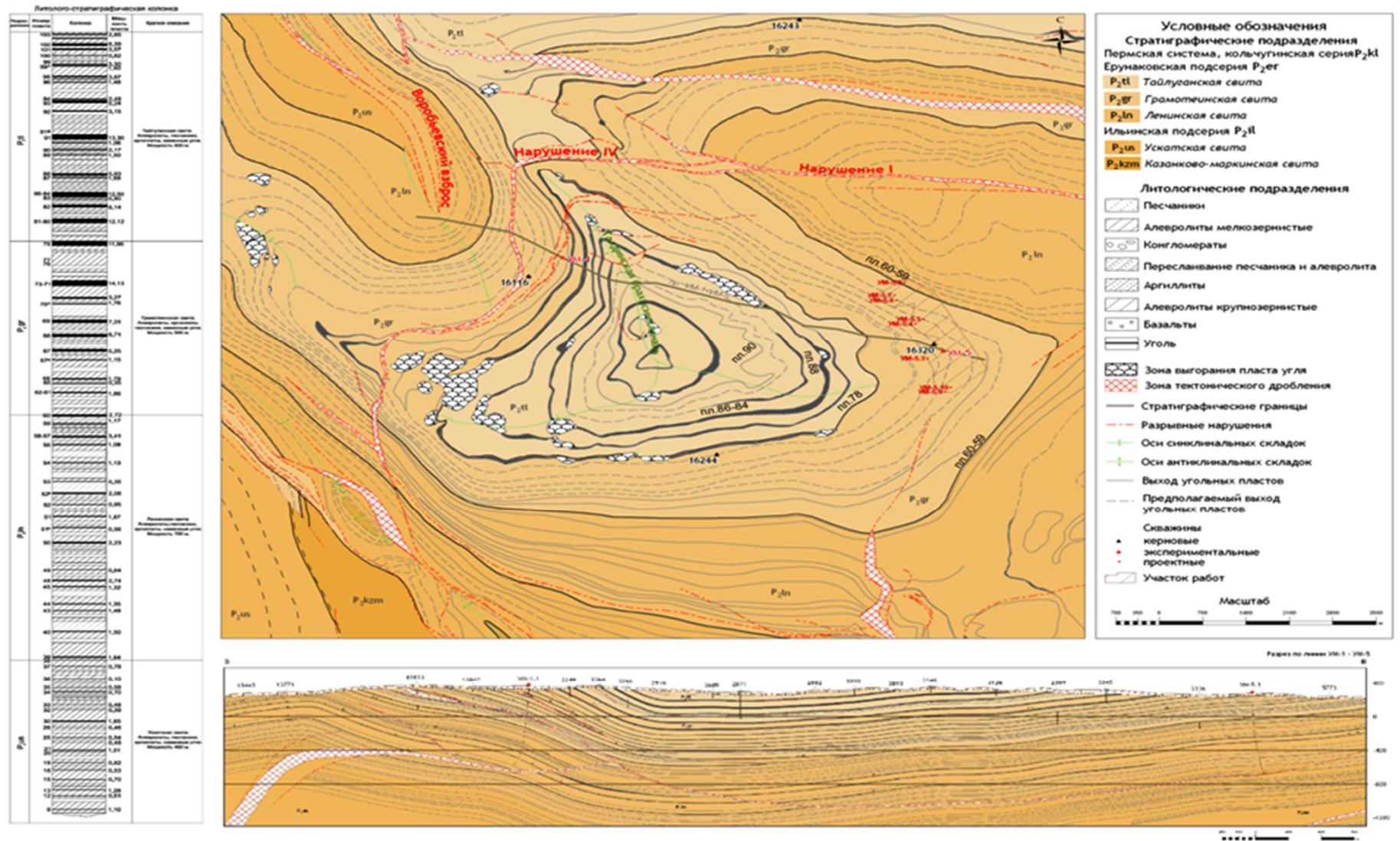


Рисунок 1.1 – Геологическая карта Талдинской площади

Породы палеозоя и мезозоя повсеместно перекрыты рыхлыми осадками неогенчетвертичного возраста.

В соответствии с унифицированной схемой стратиграфического расчленения верхнепалеозойских отложений Кузбасса кольчугинская серия подразделяется на три подсерии: кузнецкую, ильинскую и ерунаковскую.

Ильинская подсерия (P₂ il) является в Кузбассе наиболее изменчивой по своему фациальному составу и угленосности. Для ильинской свиты характерно большое количество угольных пластов при их относительно небольшой мощности. Суммарная мощность более чем 100-130 пластов и пропластков редко достигает 30-35м, но только 6-10 из них имеют рабочие мощности. Эти отложения подразделяются на безугольную казанково-маркинскую свиту и ускатскую свиту.

Ускатская свита (P₂ usk) распространена вдоль западной и юго-западной границы Талдинского месторождения. Вскрытая мощность свиты составляет 320–350 м. Свита сложена песчаниками, алевролитами, аргиллитами, углями. Во вскрытой части разреза свиты содержится 14 угольных пластов, 7 из них рабочей мощности (1–2 м). Ускатская свита в Ерунаковском районе на Соколовском месторождении, в пределах Талдинской и Кыргайской синклиналей представляет определенный интерес для промысловой добычи метана из угольных пластов.

Ерунаковская подсерия (P₂ er) распространена на площадях Талдинского месторождения. По наличию в подсерии мощных пластов угля – представляет большой промышленный интерес. Отложения представлены ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и пластов угля. Отдельные слои песчаников и алевролитов достигают мощности 25 – 60 м. Открытая пористость песчаников ерунаковской подсерии в западных районах составляет 6-8%, а в восточной достигает 14-15%, при средней проницаемости 1-8мД. Разрез ерунаковской подсерии представлен осадками трёх свит: ленинской, грамотеинской и тайлуганской.

Ленинская свита (P₂ln) детально изучена на всей площади месторождения. Отложения свиты развиты на западном и южном крыльях Талдинской брахисинклинали, в ядре Жерновской антиклинали, в центральной части Нарыкской антиклинали и в южном крыле Кыргай-Осташкинской синклинали (участки Новоказанские 1 и 2). Глубина погружения угольных пластов ленинской свиты в пределах Талдинской площади изменяется от выходов под наносы до 1800-2500 м.

По литологическому составу отложения ленинской свиты, представлены как глинистыми породами (алевролитами, реже аргиллитами), так и песчаниками, пользующимися значительным распространением в разрезе. Слои пород в межпластовых интервалах имеют мощность от 5 до 20 м. Рабочая угленосность свиты составляет 5-6%.

Грамотеинская свита (P₂gr) представлена отложениями свиты, слагающими крылья Талдинской синклинали и Жерновской антиклинали, а так же на крыльях Кыргай-Осташкинской синклинали. Грамотеинская свита (наряду с тайлуганской) является самой угленасыщенной (а, следовательно, и газонасыщенный) частью разреза Ерунаковской подсерии.

Литологический состав вмещающих пород непостоянен. Для отложений свиты характерно более высокое, чем в других свитах, содержание песчаников, алевролитов и аргиллитов. В разрезе свиты содержится 13 угольных пластов мощностью от 1 до 12 м. Рабочая угленосность достигает значения 10,3%. Мощность свиты на Талдинском месторождении достигает 460 м. В разрезах северного крыла Кыргай-Осташкинской синклинали мощность отложений грамотеинской свиты незначительно уменьшается в восточном направлении, с 424 м на Берёзовском до 372 м на Большереченском профилях. Количество угольных пластов сохраняется одинаковым на всём протяжении северного крыла, но количество рабочих пластов уменьшается вдвое.

Тайлуганская свита (P₂tl). Отложения свиты завершают стратиграфический разрез верхнепалеозойских отложений Кузбасса. На

Талдинском месторождении представлена толщей осадков, которые слагают ядро Талдинской брахисинклинали. Фациальный состав осадков свиты различен, в верхней части разреза преобладают мощные слои песчаников, в нижней – алевролитов. Мощность отдельных слоев песчаников и алевролитов достигает 50 – 60 м. В разрезе содержится 8 угольных пластов различной мощности. Рабочая угленосность свиты на Талдинском участке достигает 14%. Максимальная мощность отложений тайлуганской свиты – 465 м. Данная свита в Ерунаковском районе характеризуется как самая перспективная для промышленной добычи метана из угольных пластов.

Отложения палеозоя и мезозоя перекрыты сплошным чехлом четвертичных образований. Мощность их изменяется от 1 до 10 м в пониженных формах рельефа до 30-40 м на водоразделах.

Четвертичная система. Современные осадки распространены повсеместно. По генетическим признакам они подразделяются на аллювиальные отложения современных речных долин и покровные отложения водоразделов и склонов.

Аллювиальные отложения выполняют долины современных рек, образуя русловые осадки, пойменные и надпойменные террасы и представлены галечником, гравием, песком, супесями, суглинками, илами.

Покровные отложения междуречий обычно представлены лесовидными суглинками, глинами, супесями. Мощность их изменяется от 2-5 м в поймах и долинах рек, до 40-60.

1.3 Тектоника

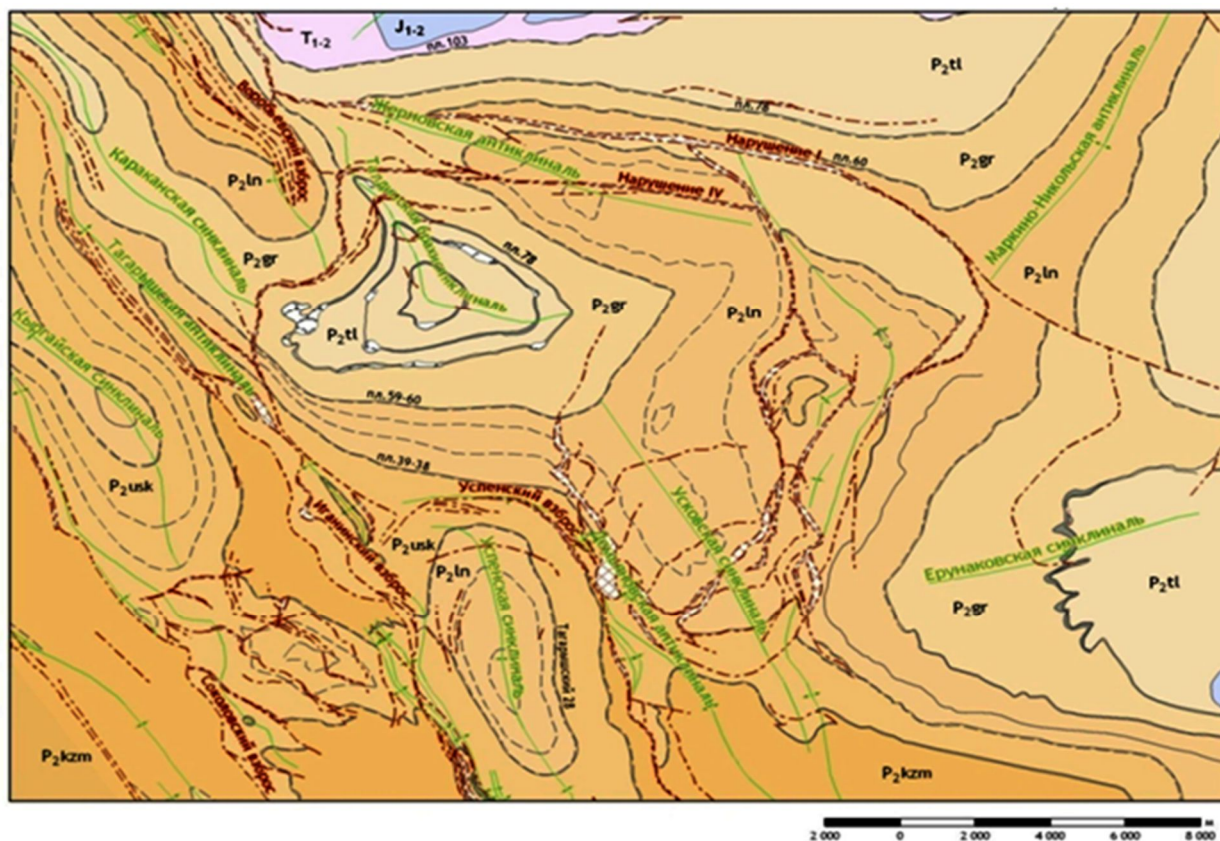
Тектоника как локальный фактор отражает условия залегания продуктивных свит и продуктивных групп угольных пластов на участках и площадях метанугольных месторождений, углы падения, интенсивность разрывных нарушений, трещиноватость пластов, геодинамическое состояние угленосных массивов (наличие или отсутствие зон повышенной проницаемости пластов). Тектоника участков и площадей оказывает влияние на выбор местоположения промышленных полигонов и их конфигурацию,

выбор мест заложения тестовых и промысловых скважин, дебиты и масштабы добычи метана из угольных пластов.

Талдинская площадь расположена в центральной части Ерунаковского района в пределах Талдинской брахисинклинали, которая в плане имеет изометричную треугольную форму и размер в поперечнике около 7 км (Рисунок 1.2 – Тектоническая схема Ерунаковского геолого-промышленного района). Площадь структуры составляет около 31 км².

К пликативным нарушениям относятся Караканская синклиналь, вытянутая вдоль Иганинского взброса и расположенная в его лежащем крыле, Тагарышская антиклиналь. Субширотное направление имеет Жерновская антиклиналь. Отличительной особенностью Талдинской брахисинклинали является наличие трех радиально расположенных осевых поверхностей, которые и отражают своеобразное строение складки. Замок складки широкий и пологий до горизонтального залегания $0 - 5^\circ$, которое сохраняется на протяжении 1 – 2 км в зависимости от направления сечения. Углы падения крыльев складки в основном пологие $10 - 20^\circ$. Западное крыло на периферии более крутое и характеризуется углами падения $35 - 40^\circ$.

В западной части развиты весьма крупные, вытянутые вдоль простирания складок дизъюнктивные нарушения. Как правило, они протягиваются вдоль Присалаирской зоны Кузбасса на значительном расстоянии. К ним относятся Виноградовский, Воробьевский взбросы.



Условные обозначения	
Стратиграфические подразделения	
Юрская система	Зона выгорания пласта угля
J ₁₋₂ Нерасчлененные отложения нижнего и среднего отделов	Зона тектонического дробления
Триасовая система	— Стратиграфические границы
T ₁₋₂ Нерасчлененные отложения нижнего и среднего отделов	- - - Разрывные нарушения
Пермская система, кольчугинская серия P _{2M}	+ — Оси синклиналичных складок
Ерунаковская подсерия P _{2er}	+ — Оси антиклиналичных складок
P _{2tl} Тайлуванская свита	— Выход угольных пластов
P _{2gr} Гралютеинская свита	- - - Предполагаемый выход угольных пластов
P _{2ln} Ленинская свита	
Ильинская подсерия P _{2il}	
P _{2usk} Ускатская свита	
P _{2kzm} Казанново-маркинская свита	

Рисунок 1.2 – Тектоническая схема Ерунаковского геолого-промышленного района

Воробьевский взброс установлен в северо-западной части Талдинской площади. Амплитуда взброса колеблется от 430 до 720 м. Зона дробления имеет мощность от 200 до 800 м.

Кроме вышеописанных дизъюнктивов, на территории Талдинской площади к категории крупных разрывов следует отнести нарушения II и IV.

Нарушение II (согласный продольный взброс) установлено на Жерновской антиклинали, где оно осложняет замковую часть антиклиналичной складки и прослеживается на расстояние более 8 км. Нормальная амплитуда взброса составляет 22 – 113 м. Дизъюнктив имеет

падение сместителя на северо-восток под углами 10–50°. Нарушение сопровождается зоной дробления мощностью до 135 м.

Нарушение IV (согласный взброс) на Талдинском месторождении поражает оба крыла и замковую часть Талдинской синклинали, протягиваясь более чем на 10 км от Виноградовского взброса до нарушения II. Амплитудой смещения по нормали 50–175 м. Падение сместителя при изменении направления простирания практически не изменяется, оставаясь равным 20–40°. Данное нарушение сопровождается зоной дробления мощностью от 10 до 120 м.

В Ерунаковской подзоне угленосный комплекс дислоцирован в пологие, почти изометричные, но весьма осложненные брахискладки, ориентировка которых согласована с элементами простираний на смежных площадях бассейна и его обрамления. Общая закономерность тектоники подзоны - возрастание интенсивности складчатости и степени разрывной нарушенности от стратиграфически вышележащих толщ к нижележащим и по площади от средней части бассейна к Салаиру и Кузнецкому Алатау. В связи с этим крупные синклинали, характеризуются в основном пологим и спокойным залеганием. Антиклинальные структуры обычно сопряжены с крупными разломами, отличаются крутонаклонным залеганием и сложной гипсометрией пластов.

Пликативные структуры

Кыргай-Осташкинская брахисинклиналь расположена в центральной части района, от Жерновской антиклинали отделена взбросом I. Кыргай-Осташкинская синклиналь это крупная структура, имеющая широтную ориентировку оси с пологим антиклинальным перегибом в среднем течении р. Березовая. Размеры складки по длинной оси составляют 19 км, а по короткой - 10 км. Углы падения северного крыла 15-25°, южного 40-50°, в западном крыле углы падения увеличиваются до 65-80°. Складка выполнена полным разрезом угленосных отложений кольчугинской серии, мощность

которых составляет около 2000 м. В приосевой части структуры развиты триасовые и юрские отложениями общей мощностью около 600-650 м.

Нарыкская антиклиналь – крупная брахиформная структура, ориентирована параллельно Кыргай-Осташкинской синклинали, имеет субширотную ориентировку осевой поверхности расположенная в северо-восточной части Ерунаковского района. Антиклиналь имеет длину 35 км и ширину 10 км, амплитуда по кровле ерунаковской подсерии составляет более 1500 м. Простираение длинной оси складки – субширотное. Северное крыло пологое (18-30°), южное - более крутое (30-75°), участками флексуорообразное и осложнённое разрывным нарушением, которое сопровождается рядом апофиз.

Дизъюнктивные структуры

Нарушение I – это крупное разрывное нарушение, протягивающееся по южному крылу Кыргай-Осташкинской синклинали и далее на восток и юго-восток через Маркино-Никольскую антиклиналь, установленное по зоне трещиноватых раздробленных пород.

Мощность зоны дробления около 350 м, а амплитуда смещения колеблется в пределах 150-500 м. Как правило, этот дизъюнктив сопровождается зеркалами скольжения с преобладающими углами падения сместителя (порядка 60–85°). Характерным для этого нарушения является его северо-восточное падение и изменчивость простираения. Здесь, очевидно, сказывается разнонаправленность тектонических напряжений, приведших к образованию в этой части района пересекающейся складчатости и соответственно разнонаправленных разрывных нарушений.

1.4 Гидрогеологическая характеристика

Согласно гидрогеологической стратификации Кузбасса, в пределах Ерунаковского района выделяются воды четвертичных аллювиальных отложений, воды спорадического распространения верхнечетвертичных-современных проблематических отложений, водоносный комплекс

мезозойских отложений и водоносный комплекс верхнепермских отложений ерунаковской подсерии.

Водоносный горизонт четвертичных алювиальных отложений.

Грунтовые воды приурочены к алювиальным отложениям в долинах рек Кыргай, Черневой Нарык, Берёзовая, Осиновка, Большая Речка и др. Водовмещающие отложения представлены песком, гравием, галькой с примесью глинистого материала. Мощность их изменяется от 0,5 до 8 м. Уровень воды в долинах рек залегает на глубинах 0,5 - 1,5 м.

Удельные дебиты скважин изменяются от 0,004 до 0,04 л/с, водопроницаемость пород до 43 м³/сут. Водовмещающие отложения представлены легкими разностями суглинков на контакте с более тяжелыми, а также супесями и прослойками песков. Мощность пород колеблется от 0,2 до 2 м. Воды безнапорные и слабонапорные, напоры не превышают 1 – 2 м.

Водообильность пород незначительная, дебиты родников изменяются от 0,03 до 0,1 - 0,2 л/с. По химическому составу воды гидрокарбонатные кальциевые, реже гидрокарбонатные магниевые, кальциево-натриевые, натриевые с минерализацией 0,1 - 0,4 г/дм³.

Содержание аммония довольно часто выше нормы (до 0,2 мг/л), рН 5,5 – 7,5. Практического значения эти воды не имеют.

Водоносный горизонт мезозойских отложений.

Водоносный комплекс связан с осадками тарбаганской серии юры и абинской серии триаса.

Юрские осадки, занимают небольшую площадь в ядре Кыргай-Осташкинской синклинали, обладают повышенными фильтрационными свойствами. Водовмещающие породы - трещиноватые, фациально невыдержанные по площади и в разрезе слабосцементированные песчаники, алевролиты, конгломераты, реже аргиллиты.

Водообильность юрских отложений довольно высокая и обусловлена, прежде всего, наличием и интенсивностью открытой трещиноватости и степенью выветрелости пород. Удельные дебиты скважин колеблются в

долинах от 0,1 до 9,5 л/сек, на водоразделах от 0,01 - 0,06 до 0,3 л/сек. Питание подземных вод осуществляется путём инфильтрации атмосферных осадков на склонах и водоразделах, разгрузка происходит в местную гидросеть.

По химическому составу подземные воды гидрокарбонатные с пестрым катионным составом, минерализация в основном в пределах 0,3-0,8 мг/л, реакция водной среды от нейтральной до слабощелочной (рН = 7-8), жесткость составляет 2-5 мг/эquiv. Воды не агрессивные по отношению к бетону. Микроэлементы представлены медью, марганцем, титаном, ванадием, галлием, бромом, стронцием, редко цирконом, цинком, кадмием, никелем. Содержания микроэлементов незначительны и равны в основном тысячным и десятитысячным, реже сотым долям мг/л.

Водоносный горизонт верхнепермских отложений ерунаковской подсерии.

Разрез водоносного комплекса представлен чередованием мощных пластов песчаников с алевролитами, аргиллитами и углями. По водопроницаемости в толще пород выделяется две зоны: верхняя, с интенсивно трещиноватыми породами и нижняя – зона затухающей трещиноватости. По условиям залегания и характеру водовмещающих пород в верхних частях разреза преобладает трещинный тип фильтрации подземных вод, ниже, в условиях затухания трещиноватости и наличия мощных пластов песчаников, возрастает роль трещинно–пластового, трещинно–жильного типов фильтрации. Трещиноватость пород в разрезе неравномерна. По данным геофизических исследований установлено наличие от 1 до 5-8 водоносных зон.

Подземные воды горизонта, как правило, напорные в долинах рек, подножьях склонов и безнапорные на водоразделах. Величины напоров в зоне интенсивной трещиноватости изменяются от 3 – 7 м до 10 – 24 м и зависят от положения водоносных зон в разрезе. С глубиной напоры увеличиваются, в некоторых случаях фонтанирование скважин начинается с

глубин 200 – 400 м. Водообильность комплекса в общем невелика и неравномерна как по площади, так и в разрезе. Удельные дебиты скважин варьируют в очень широких пределах, от 0,01 л/сек до 1,2 л/сек при преобладающих значениях 0,2-0,6 л/сек.

Питание подземных вод преимущественно местное за счет инфильтрации атмосферных осадков, в меньшей степени за счет напорных вод глубоких горизонтов. Разгрузка происходит в местную гидросеть. Уровненный режим подземных вод характеризуется непостоянством и целиком зависит от режима атмосферных осадков.

По химическому составу подземные воды являются гидрокарбонатными со смешанным катионным составом, преимущественно кальциевым или натриевым. Воды пресные, минерализация изменяется от 360 до 865 мг/л, от мягких до жестких (3,65 – 9,87 мг-экв/л), по показателю рН от слабокислых до щелочных. Микрокомпоненты представлены медью, марганцем, цинком, титаном, ванадием, галлием, бромом.

1.5 Качественные характеристики угля

Петрографический состав и степень метаморфизма углей.

Угль Талдинского метанугольного месторождения характеризуется однородным макроскопическим составом. Угольные пласты сложены преимущественно блестящими и полублестящими разностями с редкими линзами матового угля.

По петрографическому составу угли витринитовые (содержание витринита 80-90%), II и III стадий метаморфизма, группы метаморфизма газовый (Г), газовый жирный (ГЖ), и жирный (Ж). Показатель отражения витринита R^0 от 0,7 до 1,1% , углям свойственна повышенная природная трещиноватость.

Зольность углей является пластовым фактором, снижающим метаноносность пластов, понижающим проницаемость, повышающим крепость угля и препятствующим гидроразрыву. Наименьшая зольность свойственна углям ерунаковской подсерии 3-10%. Угли балахонской серии

имеют зольность 25-30%. При зольности более 30-35 % эффективность добычи метана из угольных пластов падает.

Действительная и кажущаяся плотность. Многочисленными исследованиями углей Кузбасса установлена прямая зависимость действительной плотности от зольности. При зольности до 30 % эта зависимость носит прямолинейный характер, при переходе в область высокозольных углей, породных прослоев и вмещающих пород зависимость становится экспонентной.

По результатам прямых определений по образцам углей, отобраным из кернагазонаборников плотность углей Талдинского месторождения изменяется от 1,31 до 1,45 г/см³ при колебаниях зольности от 2,4 до 16,5 %.

Физико-механические свойства разных горных пород указаны в сравнительной таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Физико-механические свойства горных пород

Индекс стратиграфического	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость, %	Естественная влажность, %	Сцепление, т/м ²	прочности на сжатие),	Угол внутреннего трения, град	Абразивность	Категория породы по пластичности	Коэффициент Пяссона	Модуль упругости, т/см ²
	от	до													
Q	0	45	суглинки	1,97	42,5		10-30	26,4	2,60	60	22		III	0,40	300
P ₂ gr (породы, затронутые выветриванием)	45	140	песчаники	2,50	16,90	0-146	0-10	4,31	320	520	44	1,0	V	0,33	3000
			аргиллиты	2,42	29,91	0,1	90-100	14,08	182	450	42	0,5	IV	0,35	2800
			алевролиты	2,42	17,59	0-100	0-10	4,88	182	450	42	0,5	IV	0,35	2800
			уголь	1,25	18,63	1-50		10,97	1,56	150	35	0,5	IV	0,44	260

P ₂ gr (породы, не затронутые)	14 0	30 0	песчаники	2,5 2	9,5 6	0- 146	0-10	2,3 4	793	590	42	1,6	VIII	0,3 2	3000
			аргиллиты	2,4 7	12, 49	0,1	90- 100	3,3 5	417	470	38	0,7	VI	0,3 4	2700
			алевролиты	2,4 7	10, 43	0- 100	0-10	2,9 6	570	470	43	0,7	VI	0,3 4	2270 0
			уголь	1,2 6	14, 35	1 - 50		9,0 2	2,18	150	35	0,7	IV	0,4 4	260
P ₂ gr-P ₂ ln	30 0	95 0	песчаники	2,5 2	9,5 6	0- 146	0-10	2,3 4	793	560	42	1,6	VIII	0,3 3	3000
			аргиллиты	2,4 7	12, 49	0,1	90- 100	3,3 5	417	550	38	0,7	VI	0,3 4	2800
			алевролиты	2,4 7	10, 43	0- 100	0-10	2,9 6	570	550	43	0,7	VII	0,3 4	2800
			уголь	1,2 6	14, 35	1 - 50		9,0 2	2,18	150	35	0,7	V	0,4 4	260
Примечание - Коэффициенты кавернозности по интервалам: 0-50 м – 1,3; 50-150 м – 1,3; 150-950 м – 1,18															

1.6 Газоносность угольных пластов

Газовая зональность и газоносность угольных пластов Талдинского месторождения прогнозировались на основе результатов исследований геологоразведочных скважин и специальных глубоких керновых скважин.

Количественные характеристики метаноносности угольных пластов являются одним из важных критериев оценки перспективности метаноугольных площадей для подготовки к освоению газовым промыслом и служат одним из основных расчетных параметров в подсчете запасов и оценке прогнозных ресурсов газов в угленосных толщах, метаноугольных месторождений, площадей, участков.

Основными факторами, влияющими на изменение количественных параметров газоносности угольных пластов, являются глубина залегания от поверхности метановой зоны и степень метаморфизма углей.

До глубины 200 м преобладающим компонентом в газовых пробах является азот, ниже по разрезу в пробах газа наблюдается постепенное нарастание метана.

Мощность зоны газового выветривания (ЗГВ) в пределах рассматриваемых месторождений изменяется от 100-150 до 400-450 м. Содержание метана в угольных пластах в ЗГВ изменяется от 1–3 до 70–80 %.

Объемное содержание водорода в составе газов метановой зоны изменяется без какой-либо закономерности в пределах от 0,02 до 2,3 %. Присутствие водорода может быть связано как с естественными природными процессами (с метаморфизмом угля, с проникновением ювенильных газов и т.п.), так и техническими причинами в процессе отбора и лабораторной обработки пробы.

Метаноносность угольных пластов в зоне метановых газов возрастает с увеличением глубины их залегания по криволинейному закону. Наиболее интенсивное нарастание метаноносности отмечается до глубин 300–400 м от поверхности зоны метановых газов, затем темп роста замедляется и стабилизируется с глубины 800–1000 м.

Метаноносность угольных пластов на Талдинской площади изменяется для углей групп метаморфизма - газовый (Г), газовый жирный (ГЖ) и жирный (Ж) от 8-11 м³/т (10-14 м³ метана/м³ угля) до 23-26 м³/т (30-34 м³ метана/м³ угля) на глубинах 350-1800м.

2 Оборудование используемое для разработки и эксплуатации метаноугольного месторождения

В данной главе рассмотрено оборудования для процесса бурения скважин, производство ГРП и эксплуатации скважин при помощи глубинных насосов.

2.1 Описание технологического процесса добычи метана из угольных пластов. Применяемое оборудование

При разработке основных технических решений по бурению и завершению скважин на метаноугольных месторождениях необходимо учитывать факторы, которые обычно не являются определяющими на традиционных месторождениях природного газа. Большинство метаноугольных скважин бурится на угольные пласты (как нетрадиционные коллекторы), которые залегают на относительно небольших глубинах (до 1200 м) с давлениями флюидов, близкими к гидростатическому. Технические решения по бурению и завершению таких скважин разрабатываются с учетом планируемых к применению методов интенсификации притока метана из угольных пластов. Кроме того, уникальные механические и физико-химические свойства угля предъявляют особые требования к технологиям бурения (вскрытия пластов) по предотвращению повреждения фильтрационных свойств угольных пластов.

На коллекторские свойства пластов оказывают влияние следующие факторы: геометрия скважины и тип заканчивания; цементирование скважины; методы перфорации, вызова притока, освоения скважины.

2.1.1 Технологический процесс извлечения метана из угольных пластов

Технологический процесс извлечения метана из угольных пластов состоит из следующих этапов:

- Первичное вскрытие угольных пластов по средствам бурения;
- Крепление ствола скважины и разобщение угольных пластов обсадными трубами и тампонажными материалами;

- Вторичное вскрытие продуктивного пласта по средствам перфорации обсадной колонны. Перфорацию на метаноугольных скважинах целесообразно осуществлять с помощью кумулятивных перфораторов, обладающих повышенной пробивной способностью.
- Дополнительная стимуляция по средствам гидроразрыва продуктивных угольных пластов (ГРП) с целью интенсификации их газоотдачи. Практически всегда ГРП осуществляют в обсаженной скважине после проведения перфорации эксплуатационной колонны.

Освоение метаноугольных скважин после бурения: вызов притока и вывод скважины на режим эксплуатации.

Вызов притока происходит при снижении уровня жидкости в эксплуатационной колонне с помощью погружного насоса. Откачку воды из скважин необходимо начинать с минимальных дебитов, чтобы избежать интенсивного выноса пропанта. Вызов стабильного притока газа достигается достижением стабильного равновесия между динамическим уровнем воды в скважине, производительностью насоса, давлением и расходом газа.

Для эффективной добычи сорбированного метана помимо увеличения площади контакта ствола скважины с продуктивным угольным пластом или же повышения проницаемости этого пласта, необходимо создать максимально возможную депрессию на указанный пласт. Выполнение этого условия осуществляется за счет откачки пластовой воды из ствола скважины с помощью погружного насоса, при этом низконапорный газ поступает на поверхность по затрубному пространству скважины, а пластовая вода откачивается по трубному каналу лифтовой колонны. Оптимальным вариантом размещения погружного насоса следует считать его установку в стволе скважины ниже продуктивного пласта, что позволяет эксплуатировать его при максимальной величине депрессии. В этом случае создаются наилучшие условия для десорбции метана из угольного пласта, а также для первичной сепарации газо-водяной смеси, поступающей в ствол скважины. В вертикальных метаноугольных скважинах размещение погружного насоса

ниже продуктивного пласта не вызывает каких-либо сложностей, т.к. для этого специально предусматривается создание зумпфа глубиной 50-80 м.

2.2Оборудование для бурения и строительства скважин

Буровое оборудование (буровая установка, инструмент, насосы, компрессоры, силовой вертлюг с дизельным приводом, станки-качалки) для бурения и строительства углеметановых скважин должно обеспечивать:

- высокую скорость проходки для обеспечения устойчивости стенок скважины при использовании воды или воздуха;
- грузоподъемность не менее 130 тонн для обеспечения ликвидации прихватов и для рассаживания бурового инструмента при завершении скважин в промысловых зонах;
- вскрытие продуктивных пластов с наименьшим повреждением их фильтрационных свойств;
- мобильность (скорость монтажа-демонтажа не должна превышать 3-5 суток) для использования буровой установки по назначению (для бурения) следующих скважин, в то время когда на пробуренной скважине идет откачка воды или другие операции;
- возможность направленного искривления скважины и проходки новых стволов;
- возможность отбора угольного керна.

При строительстве разведочных скважин использовано современное оборудование – мобильные буровые установки немецкого производства Satvia TB 1300V и 1600V, предназначенные для бурения, освоения и ремонта скважин в регионах с умеренным климатом при температурах от минус 45 до плюс 50 °С. Технические характеристики мобильных буровых установок сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1–Технические характеристики мобильных буровых установок

Satvia TB 1300 V

Допускаемая нагрузка на крюке	1300 кН
Условная глубина бурения (3 1/2")	2800 м
Длина бурильной свечи	18 м
Тип привода	гидравлический
Тип вышки	телескопический
Высота вышки	34 м
Полезная высота вышки	20 м
Тип основания	Модульный
Допустимая нагрузка на ротор	2500 кН
Высота основания (отметка пола буровой)	5 м
Диаметр талевого каната	32 мм
Число струн талевой системы (оснастка)	8 (4x5)
Satvia TB 1600 V	
Допускаемая нагрузка на крюке	1600 кН
Условная глубина бурения (3 1/2")	3500 м
Длина бурильной свечи	18 м
Тип привода	гидравлический
Тип вышки	телескопический
Высота вышки	38 м
Полезная высота вышки	21 м
Тип основания	Модульный
Допустимая нагрузка на ротор	5000 кН
Высота основания (отметка пола буровой)	6 м
Диаметр талевого каната	32 мм
Число струн талевой системы (оснастка)	(5x6)

Мобильные буровые установки Satvia TB 1300 V и 1600 V применяется для бурения различных по назначению скважин с условной глубиной до 2800м и 3500 м соответственно. Установка монтируется на базе шестиосного грузового автомобиля с четырьмя ведущими мостами ACTROS Mercedes Benz с приводом от модульной силовой станции с двумя турбодизельными моторами DEUTZ мощностью 400 кВт каждый. Установки оснащены полным гидравлическим приводом для основного и вспомогательного оборудования, современной системой контроля, управления и безопасности, а также обеспечивают оптимальный режим бурения скважин.

2.3 Оборудование для производства гидравлического разрыва угольного пласта

При выборе оборудования для гидравлического разрыва пласта (ГРП) необходимо: определить технологическую схему - давление и расход жидкостей; типы и количество жидких сред и наполнителя.

На первых экспериментальных скважинах в Кузбассе весь объем работ, связанных с проведением перфорации и ГРП, выполняли специалисты фирмы «Schlumberger» в соответствии с разработанными ими специальными программами и с использованием собственных технических средств.

Используемое при гидроразрыве оборудование является крупногабаритным и во время работы занимает большое пространство вокруг скважины. Основным оборудованием является:

- насосная установка – мощностью 1300 л.с., максимальное давление 97,6 МПа, для проведения гидроразрыва и закачки гелево-пропантовой смеси, полуприцеп на базе автомобиля Мерседес Актросс;
- блендер (тип 50BBLBlender) для смешивания линейного геля с пропантом, сшивателем и брейкером;
- ёмкость прямоугольная на шасси, объемом 50 м³, в которой находится жидкость гидроразрыва;
- трал-песковоз САТ-118А для подачи пропанта в блендер, грузоподъемность 40 т;
- технологические линии (манифольд), прочностью 70 МПа;
- станция контроля ГРП.

Обычно, для увеличения мощности подачи, используются несколько насосных установок одновременно.

2.4 Особенности освоения и эксплуатации метаноугольных скважин с применением глубинно-насосного оборудования

Освоение и эксплуатация метаноугольных скважин сопровождаются принудительным откачиванием пластовой жидкости, так как при добыче

метана из угольных пластов главным препятствием выхода газа из пластов является пластовая вода. Так с момента начала откачки пластовой жидкости дебит скважины постепенно растет по мере увеличения депрессии и через несколько месяцев достигает своего максимального уровня, а затем плавно снижается в течение многих лет. Это коренным образом отличает метаноугольные промыслы от обычных, где дебиты природного газа имеют максимальные значения в момент вскрытия продуктивного пласта и уменьшаются по мере истощения месторождения и падения пластового давления.

Для откачивания пластовой жидкости из скважин используются различные типы погружного оборудования в комплекте с наземным оборудованием.

В настоящее время имеется широкий спектр скважинных насосов различной номенклатуры по типоразмерам, диапазону подач, развиваемым напорам, который продолжает стремительно расти и совершенствоваться.

Освоение метаноугольных скважин осуществляют в два этапа (Приложение А). Первый этап характеризуется интенсивным выносом жидкости ГРП с повышенным содержанием механических примесей: проппанта, глинистого раствора, угольного шлама.

При откачке пластовой жидкости, в процессе снижения динамического уровня в скважине необходимо контролировать момент начала десорбции газа, который сопровождается изменением давления (повышением давления газа) в затрубном пространстве.

Особо важно контролировать состояние и свойства откачиваемой жидкости (цвет, наличие примесей – угольного шлама и т.д.), так темная вода с угольной пылью позволяет судить о том, что началось разрушение угольного пласта, что приводит к кольматации призабойной зоны пласта.

Результаты, полученные в специализированной лаборатории показали, что на скважинах месторождения среднее содержание механических примесей в перекачиваемой жидкости составляет 406 мг/л.

Вывод: на начальном этапе освоения происходит значительный вынос мехпримесей, а в процессе эксплуатации содержание взвешенных веществ – кратно снижается.

Поэтому целями первого этапа освоения являются:

- удаление механических примесей;
- минимизация отказов погружного оборудования, которое будет использовано в период пробной эксплуатации;
- косвенное определение потенциальных дебитов воды и газа.

На начальном этапе освоения компоновку насосного оборудования для откачки пластовой жидкости изначально спускали в скважину глубину 300-450 м.

Наиболее оптимальной глубиной спуска компоновки глубинно-насосного оборудования на 1 этапе освоения является спуск на глубину 50 м выше глубины залегания верхнего продуктивного пласта (целесообразно включить в схему компоновки ШВН газопесочный якорь).

Если скважина не подвергалась гидроразрыву (ГРП), то первый этап освоения целесообразно исключить.

Данный этап освоения позволяет с большей точностью определить потенциальные возможности скважины по дебиту газа и воды, а также подобрать наиболее подходящий типоразмер насосного оборудования на второй этап - вывод на установившийся режим эксплуатации, и максимально исключить риски засорения мехпримесями ГНО.

При эксплуатации динамический уровень пластовой жидкости должен находиться ниже последнего интервала перфорации и не доходить до приема насоса, как минимум, на 30 м, чтобы исключить перегрев эластомера для штанговых винтовых насосных установок, перегрев погружного двигателя электроцентробежных насосов. Таким образом, размер от зумпфа до нижнего интервала перфорации должен быть, как минимум, 60 м.

На втором этапе исключили применение газопесочного якоря (так как в процессе эксплуатации происходит забивание приемной сетки мехпримесями, что приводит к преждевременному отказу оборудования).

2.5 Глубинно-насосное оборудование при эксплуатации скважин

При извлечении метана из угольных пластов применяются различные виды глубинно-насосного оборудования.

Скважинные центробежные (ЭЦН) и штанговые винтовые насосы (ШВН) приводятся в действие погружными наземными электродвигателями. Электроэнергия подводится к двигателю по специальному кабелю.

Установки ЭЦН и ШВН и довольно просты в обслуживании, так как на поверхности имеются трансформатор и станция управления с частотным преобразователем (вариатором частоты), который дает возможность изменять скорость вращения вала насоса, тем самым, изменяя параметры работы установки. Станция управления предназначена также для защиты и контроля параметров погружного оборудования, поддерживать запланированный режим эксплуатации скважин и предотвращать аварии.

2.5.1 Установка штангового винтового насоса (УШВН)

Установка штангового винтового насоса (УШВН) состоит из наземного оборудования (привод, устьевая арматура – на рисунке 2.1) и подземного (приведено на рисунке 2.2).

Принцип работы: откачиваемая жидкость через приемные отверстия всасывается одновременно верхней (левой) и нижней (правой) винтовыми парами. Левая и правая рабочие пары работают параллельно. Подача насоса равна сумме подач двух рабочих пар, а напор насоса равен напору каждой рабочей пары.

Преимущества насоса: возможность откачки жидкости с большим содержанием угольного шлама в начальный период и с большим содержанием газа на конечном этапе при условии использовании газосепаратора; отсутствие в конструкции внутренних клапанов,

подверженных закупорке или образованию газовых пробок; достаточно низкая потребляемая электрическая мощность; минимальные затраты, простота и лёгкость выполнения монтажа-демонтажа, техобслуживания[3].



Рис. 2.1 – Наземное оборудование УШВН



Рис. 2.2 –Подземное оборудование УШВН

2.5.2 Установка электроцентробежного насоса (УЭЦН)

Установка

электроцентробежного насоса (УЭЦН) включает в себя подземное (приведено на рисунке 2.3) и наземное оборудование (устьевая арматура, станция управления, трансформатор).

Электроцентробежная насосная установка - комплекс оборудования для механизированной добычи жидкости через скважины с помощью центробежного насоса, непосредственно соединенного с погружным электродвигателем. Установки имеют два исполнения: обычное и коррозионностойкое. Пример условного обозначения установки: УЭЦНМ5-125-800, где У - установка; Э - привод от погружного двигателя; Ц - центробежный; Н - насос; М - модульный; 5 - группа насоса; 125 - подача, м³/сут; 800 - напор, м. Для установок коррозионностойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К» [4].



Рис. 2.3 – Схема УЭЦН

Показатели назначения по перекачиваемым средам следующие: среда - пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа); максимальное содержание попутной воды – 99 %; максимальное содержание

попутного газа у основания двигателя без установки газосепаратора – 25 %; температура перекачиваемой жидкости для обычного исполнения не более 120°C; темп набора кривизны ствола скважины не должен превышать 2 ° на 10 м. Для удобства сборки, транспортировки, монтажа погружные центробежные насосы спроектированы по секционному принципу.

Основными составными частями секции насоса являются вал и пакет ступеней: рабочих колёс и направляющих аппаратов. Жидкость, проходя через направляющие аппараты, разгоняется и, под действием центробежных сил, устремляется к следующей ступени. Таким образом, жидкость получает приращение напора от ступени к ступени. Рабочие колёса и направляющие аппараты установлены последовательно.

Входной модуль служит для приёма и грубой очистки от механических примесей перекачиваемой продукции, а установленный в нем газосепаратор для разгазирования продукции и отвода газа в затрубное пространство.

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода скважинной продукции, вала, приёмной сетки для соединения с другими модулями на вале установлена шлицевая муфта. В основании установлены подшипники скольжения вала и шпильки, при помощи которых модуль крепится верхним концом к секции насоса, а нижнем фланцем – к протектору.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения рабочих колёс насоса под воздействием столба жидкости в напорном трубопроводе при остановках насоса и облегчения повторного запуска насоса. Обратный клапан используется также при опрессовке колонны насосно-компрессорных труб после спуска установки в скважину.

Спускной (сбивной, сливной) клапан предназначен для слива жидкости из напорного трубопровода (колонны насосно-компрессорных труб) при подъеме насоса из скважины.

Погружные асинхронные двигатели (ПЭД) в зависимости от мощности изготавливаются одно- и двухсекционными. В зависимости от типоразмера питание электродвигателя осуществляется напряжением от 380 В. Рабочая частота переменного тока составляет 50 Гц. При использовании регулятора частоты допускается работа двигателя при частоте тока от 40 до 60 Гц. Синхронная частота вращения вала двигателя – 3000 об/мин. Рабочее направление вращения вала, если смотреть со стороны головки – по часовой стрелке.

Погружной электродвигатель (ПЭД) – трёхфазный, асинхронный с короткозамкнутым ротором, маслозаполненный и герметичный. Протектор и компенсатор соединены с электродвигателем при помощи шпилек и гаек. Вал электродвигателя с валом протектора соединяется через шлицевую муфту. Внутренняя полость двигателя герметична и заполнена диэлектрическим маслом. В головке электродвигателя имеется разъем электрического и механического соединения с питающим электрическим кабелем. При подаче напряжения по кабелю вал двигателя приводится во вращение и через шлицевую муфту вращает вал насоса. Верхний конец протектора приспособлен для стыковки с погружным насосом.

Гидрозащита двигателя, состоящая из протектора и компенсатора – это специальное устройство, которое выполняет следующие функции: уравнивает давление во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине; компенсирует тепловое изменение объема масла во внутренней полости двигателя; защищает внутреннюю полость двигателя от попадания пластовой жидкости и предотвращает утечки масла при передаче вращения от электродвигателя к насосу.

При работе установки ЭЦН в процессе включений и выключений электродвигателя заполняющее его масло периодически нагревается и охлаждается, изменяясь соответственно в объёме. Изменение объёма масла компенсируется за счёт деформации эластичных диафрагм компенсатора и

протектора. Проникновению же в двигатель пластовой жидкости препятствуют торцовые уплотнения протектора.

Для подачи переменного тока к погружному электродвигателю служит кабельная линия, состоящая из основного питающего кабеля (круглого или плоского) и плоского кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода. Соединение основного кабеля с кабелем-удлинителем обеспечивается неразъёмной соединительной сработкой. Кабель-удлинитель, проходящий вдоль насоса, имеет уменьшенные наружные размеры по сравнению с основным кабелем.

Из наземного электрооборудования установки наиболее важными элементами являются трансформатор и станция управления. Трансформатор служит для повышения напряжения до величины рабочего напряжения ПЭД с учётом потерь в кабеле.

Станция управления предназначена для пуска и остановки насоса, а также для защиты от аварийных режимов. Например, в случае резкого возрастания силы тока (это наблюдается, в частности, при заклинивании вала погружного насосного агрегата) защита по перегрузке отключает установку. При существенном падении силы тока (например, вследствие срыва подачи насоса из-за вредного влияния свободного газа) станция управления, имеющая защиту по недогрузке, также отключает УЭЦН. В станциях управления предусмотрены ручной и автоматический режимы работы. В ручном режиме после остановки УЭЦН (например, из-за аварийного отключения электроэнергии) повторно запустить насос в работу можно только вручную. В автоматическом же режиме предусмотрен самозапуск установки через некоторое время после возобновления подачи электроэнергии. Это удобно тем, что для запуска установок нет необходимости объезжать все скважины фонда. Однако в зимних условиях на месторождениях Крайнего Севера и Западной Сибири, когда существует опасность замерзания устьевого арматуры и выкидной линии скважины при остановке насоса, автоматический самозапуск нежелателен. Более

предпочтительным здесь является ручной запуск установки. При этом оператор приезжает на скважину и включает насос в работу только после пропаривания устьевого арматуры и выкидной линии.

Современные станции управления позволяют также, при наличии соответствующих датчиков, установленных в погружном электронасосном агрегате, контролировать давление и температуру на приёме ЭЦН, а также уровень вибрации.

УЭЦН предназначены для эксплуатации средне- и высокодебитных скважин различной глубины.

Преимущества насоса: возможность откачки больших объемов жидкости; широкий диапазон рабочих характеристик; малая металлоемкость, высокий КПД; высокий межремонтный период (до 500 суток и более). [6]

Недостатки: УЭЦН - довольно сложная техническая система; низкий ресурс при высоких пластовых температурах; неустойчивая работа при высоком газосодержании.

2.5.3 Установка штангового глубинного насоса УШГН

Установка штангового глубинного насоса УШГН (рис. 2.4) состоит из наземного и подземного оборудования. Подземное оборудование включает: штанговый скважинный насос (ШСН) со всасывающим клапаном 1 (неподвижный) на нижнем конце цилиндра и нагнетательным клапаном 2 (подвижный) на верхнем конце поршня-плунжера, насосные штанги 3 и трубы.

Кроме того, подземное оборудование может включать различные защитные устройства (газовые и песочные якоря, хвостовики), присоединяемые к приемному патрубку ШСН и улучшающие его работу в осложненных условиях (песок, газ).

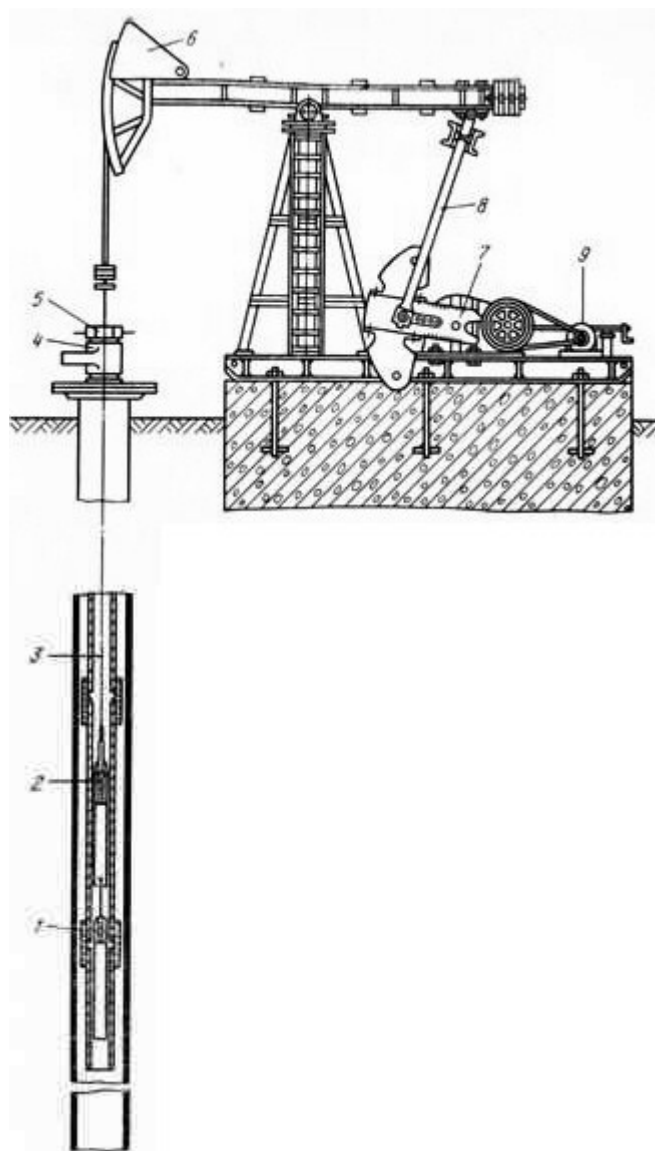


Рис.2.4 – Общая схема штангового глубинного насоса

В наземное оборудование входит станок-качалка (СК), состоящий из электродвигателя 9, кривошипа 7, шатуна 8, балансира 6, устьевого сальника 5, устьевого обвязки и тройника 4.

Станок-качалка сообщает штангам возвратно-поступательное движение, близкое к синусоидальному. СК имеет гибкую канатную подвеску для сочленения с верхним концом полированного штока и откидную или поворотную головку балансира для беспрепятственного прохода спуско-подъемных механизмов (талевого блока, крюка, элеватора) при подземном ремонте.

Балансир качается на поперечной оси, укрепленной в подшипниках, и сочленяется с двумя массивными кривошипами 7 с помощью двух шатунов 8, расположенных по обе стороны редуктора. Кривошипы с подвижными противовесами могут перемещаться относительно оси вращения главного

вала редуктора на то или иное расстояние вдоль кривошипов. Противовесы необходимы для уравнивания СК.

Редуктор с постоянным передаточным числом, маслозаполненный, герметичный имеет трансмиссионный вал, на одном конце которого предусмотрен трансмиссионный шкив, соединенный клиноременной передачей с малым шкивом электродвигателя 9. На другом конце трансмиссионного вала имеется тормозной барабан. Опорный подшипник балансира укреплен на металлической стойке-пирамиде.

Все элементы станка-качалки - пирамида, редуктор, электродвигатель - крепятся к единой раме, которая закрепляется на бетонном фундаменте. Кроме того, все СК снабжены тормозным устройством, необходимым для удержания балансира и кривошипов в любом заданном положении. Точка сочленения шатуна с кривошипом может менять свое расстояние относительно центра вращения перестановкой пальца кривошипа в то или иное отверстие, которых для этого предусмотрено несколько. Этим достигается ступенчатое изменение амплитуды качаний балансира, т. е. длины хода штанг.

Поскольку редуктор имеет постоянное передаточное число, то изменение частоты качаний достигается только изменением передаточного числа клиноременной трансмиссии и сменой шкива на валу электродвигателя на больший или меньший диаметр.

Промышленностью выпускается большое число станков-качалок различных типоразмеров (так называемый нормальный ряд) грузоподъемностью на головке балансира от 10 до 200 кН, в соответствии с широким диапазоном глубин и дебитов скважин, которые приходится оборудовать штанговыми установками (ШСНУ).

Штанговый скважинный насос состоит из длинного (2 - 4 м) цилиндра той или иной конструкции. На нижнем конце цилиндра укреплен неподвижный всасывающий клапан, открывающийся при ходе вверх. Цилиндр подвешивается на трубах. В нем перемещается поршень-плунжер,

выполненный в виде длинной (1 - 1,5 м) гладко обработанной трубы, имеющей нагнетательный клапан, также открывающийся вверх. Плунжер подвешивается на штангах. При движении плунжера вверх жидкость через всасывающий клапан под воздействием давления на приеме насоса заполняет внутреннюю полость цилиндра. При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается, жидкость под плунжером сжимается и открывает нагнетательный клапан. Таким образом, плунжер с открытым клапаном погружается в жидкость. При очередном ходе вверх нагнетательный клапан под давлением жидкости, находящейся над плунжером, закрывается. Плунжер превращается в поршень и поднимает жидкость на высоту, равную длине хода (0,6 - 6 м). Накапливающаяся над плунжером жидкость достигает устья скважины и через тройник поступает в нефтесборную сеть.

2.5.4 Скважинное оборудование

Якорь динамический противоотворотный предназначен для предотвращения разворачивания колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) в процессе эксплуатации погружного винтового насоса. Якорь присоединяется к нижней части насоса.



Рис. 2.5 – Погружной блок ТМСП-3

Система погружной телеметрии «Электон-ТМСП-3» (приведена на рис. 2.5) предназначена для регистрации и передачи внешним устройствам текущих значений:

- давление пластовой жидкости на приеме насосной установки;
- температура масла погружного электродвигателя (ПЭД);
- уровень виброускорения ПЭД в радиальном и осевом направлениях;
- температура пластовой жидкости;

- переменное напряжение в точке "0 ТМПН";
- сопротивление изоляции или ток утечки (по выбору) системы "ТМПН-погружной кабель-ПЭД".

Погружной блок рассчитан на подсоединение ко всем серийно выпускаемым ПЭД с диаметром корпуса 103, 117 и 130мм. Для подключения погружного блока необходимо, чтобы статорная обмотка соединялась в "звезду" в нижней части двигателя.

Система погружной телеметрии "Электон-ТМС-8" (рис.2.6) предназначена для работы в составе штанговых насосных установок и предназначена для регистрации и передачи внешним устройствам текущих значений следующих параметров:

- давления на приеме насоса (давления масла электродвигателя);
- температуры пластовой жидкости на приеме насоса;
- температуры пластовой жидкости в нижней части пакера;
- сопротивления изоляции.



Рисунок 2.6 – Погружной блок ТМСП-8

Кроме измеряемых параметров в наземный блок передается информация о составе, характеристиках, типе и диапазоне измерения датчиков погружного блока "Электон-ТМСП-8".

Передача сигнала от наземного блока ТМСН к контроллеру СУ "Электрон" производится через порт RS-485 в цифровом виде по протоколу Modbus RTU, а на компьютер через интерфейс RS-232 [9].

2.6 Основные направления использования и переработки газа

Газ, содержащийся в угольных пластах, характеризуется:

- высоким содержанием метана;
- незначительным содержанием (доли процента) тяжелых углеводородов, водорода и углекислого газа и наличием инертных газов (1-2%), т.е. по компонентному составу он практически не отличается от природного газа;
- отсутствием вредных газов (сероводорода);
- низкими давлениями на устье (0,1—0,2 МПа).

Метаноугольные скважины характеризуются невысокими дебитами (0,3-4тыс. м³/сут), что во многом предопределяет необходимость использования метана вблизи газового промысла. В связи с этим, обязательными мероприятиями при организации углеметанового промысла являются сбор, компримирование и осушка метана из угольных пластов.

Дальнейшая переработка и использование угольного метана возможна в энергетическом и химическом направлении, т.е. для получения тепловой и электрической энергии и для получения химических продуктов и газомоторного топлива соответственно. В каждом конкретном случае этот вопрос должен решаться с учетом экономических возможностей и потребностей региона.

Метан, добываемый из угольных пластов, является экономичным и экологически чистым источником получения тепловой и электрической энергии, и в будущем будет включаться в энергетический цикл предприятий не только как добавочный, но и как самостоятельный энергетический ресурс. Примеры использования метана в данном направлении рассмотрены ниже.

Метан может быть:

- подан в газораспределительные сети низкого давления (менее 0,3 МПа). Температура точки росы по влаге в пункте сдачи должна быть ниже температуры газа, согласно ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового потребления». В этом случае:
- возможна утилизация в месте его извлечения (передвижные мотор-генераторные электростанции);
- возможен сбор низконапорного газа из нескольких источников и транспортирование к установке по утилизации по газопроводу низкого давления (мотор-генераторные, шахтные котельные, бытовые нужды);
- компримирован до давлений 1,2 или 0,6 МПа и подан в газораспределительные сети высокого давления (использование в газотурбинных установках). Ограничения по точке росы аналогичны предыдущему пункту;
- подан на АГНКС и компримирован до давлений 20-25 МПа. В случае использования газа для автомобильных газовых заправщиков, газ должен соответствовать требованиям ГОСТ 5542-87 или ОСТ 51.04-83.

3 Оценка эффективности работы глубинно-насосного оборудования при освоении и эксплуатации метаноугольных скважин

В третьей главе работы содержится анализ работы глубинно-насосного оборудования. И приведены причины отказов для каждого вида насосов. Оценены преимущества и недостатки каждого из разновидностей насосов.

3.1 Величины, используемые для проведения оценки эффективности работы глубинно-насосного оборудования

Для анализа работы глубинно-насосного оборудования (ГНО) и рекомендаций по подбору ГНО использовались накопленные данные (Приложение В и С) об установленном глубинно-насосном оборудовании в скважине (типоразмер, время запусков и остановок ГНО, с указанием видов и причин отказов и поднятий насосного оборудования).

Межремонтный период

Основным показателем работы скважин является межремонтный период (МРП). По отношению к отдельной скважине - это средняя продолжительность непрерывной работы скважины в сутках между двумя ремонтами. По отношению к группе N скважин. МРП можно вычислить по формуле (1):

$$MPN = T / N, \text{ сут} \quad (3.1)$$

где T – календарное число суток за расчетный скользящий год (365 или 366);

N – число ремонтов скважин с использованием подъемного агрегата.

Вообще межремонтный период УЭЦН определяется в 365 сутки, но на данном месторождении существует ряд условий, которые снижают этот показатель.

Объективные причины являются следствием сложности месторождения, высокого газового фактора и наличия вышележащих газовых пластов с незначительными перемычками с эксплуатируемым объектом.

Данные условия должны учитываться при подборе скважин под механизированную добычу, при подборе типоразмера насоса и глубины его спуска.

Снижение МРП неизбежно ведёт к увеличению затрат на ремонт скважин, потерям в добыче и следовательно к увеличению себестоимости добываемой продукции.

Наработка на отказ

Наработка на отказ определяется только по отказавшим скважинам действующего фонда, по способам эксплуатации по месторождениям, как в масштабе ЦДПТГ, так и в целом по Дочернему обществу и Компании. Расчёт наработки на отказ производится за скользящий год, а также за месяц. При расчёте наработки на отказ пользуются формулой (2):

$$НО = T / N, \text{сут} \quad (3.2)$$

где T, [сут.] – суммарное отработанное время только по отказавшей скважине (скважинам) с момента кнопочного запуска внутрискважинного оборудования до момента его отказа.

N, [шт.] – количество отказов скважинного оборудования за отчётный период (месяц, скользящий год)

Если отработанное время (T) по скважине, на которой произошёл отказ, находится за пределами расчётного периода (скользящий год, месяц), то при подсчёте учитывается всё отработанное время с момента последнего кнопочного запуска скважины до отказа, независимо от расчётного периода.

Учёт работы и отказов скважинного оборудования ведётся отдельно по каждой скважине, независимо от способа эксплуатации или вида эксплуатационного оборудования. Отказы учитываются в том месяце, когда они произошли, вне зависимости от того рассмотрена ли до конца причина отказа.

3.2 Действующий фонд эксплуатируемого глубинно-насосного оборудования

В настоящее время на скважинах Талдинской площади эксплуатируется 8 погружных установок: штанговые винтовые, штанговые глубинно-насосные и электроцентробежные насосные установки различных типоразмеров.

Действующий фонд насосных установок, применяемых для откачки пластовой жидкости представлен на диаграмме. Рассмотрим работу основных видов погружного оборудования, применяемого для Талдинского месторождения.

3.2.1 Эксплуатация штанговых глубинных насосных установок

Первый опыт применения глубинно-насосного оборудования (штанговых глубинных насосных установок) в Кузбассе был получен в результате проведения газодинамических исследований в пределах восточной части Талдинского месторождения на разведочной скважине № 16320 (глубина скважины 805 м, ствол скважины обсажен до 487 м).

В 2002 году был опробован штанговый плунжерный насос вставного типа (НВ1Б 32-30-15) с приводом станка-качалки СК8. Производительность насоса составляла от 8 до 45 м³/сут.

В феврале 2003 года был опробован штанговый плунжерный насос вставного типа (НВ1Б 44-30-15) с плавным приводом станка-качалки СК8, позволяющий в широких пределах изменять количество извлекаемой из скважины воды без остановки и демонтажа-монтажа оборудования. Производительность откачки от 20 до 120 м³/сут. В процессе эксплуатации данного насоса столкнулись с проблемой засорения клапанных пар, в результате чего 01.03.2003 году насос был остановлен. Нарботка составила 10 суток.

В апреле 2003 года продолжались работы по откачке пластовой жидкости до окончания испытаний 29.05.2003 г. Нарботка составила 42 суток. Скважина была законсервирована и передана в наблюдательный фонд.

Полученный опыт применения УШГН на метаноугольных скважинах выявил основные недостатки:

- невысокий межремонтный период (26 суток);
- неустойчивость к повышенному содержанию мехпримесей;
- негативное влияние газа на работу насоса (плунжерный тип).
- невозможность прямой и обратной промывки;
- металлоемкость;
- сложность монтажа и обслуживания;
- необходимость создания специализированного звена для технического обслуживания.

В настоящее время на Талдинском месторождении находятся в работе 2 штанговые глубинные установки УНШГ-57-30-12(60), в комплект оборудования входят насос вставной 30-225-РНАМ-СП-П с приводом от станка-качалки СКДР-6-3-6,7-63 ШЗИ-18,5-1500-УХЛ1, оснащенные станцией управления с частотным преобразователем. Впервые в России предусмотрена система погружной телеметрии.

Данный насос специально разработан с учетом специфики метаноугольных скважин для Талдинского месторождения. Кроме стандартных деталей ШГН данный насос включает в себя следующие конструктивные особенности: плунжер типа «пескобрей» с заостренными краями клетки; грязесъемные манжеты; дополнительное механическое уплотнение в нижней части плунжера; коррозионностойкое исполнение.

Диапазон подачи варьируется от минимальной 4,95 м³/сут (при частоте 10 Гц, ход S=1,5) до максимальной 59,4 м³/сут (при частоте 60 Гц, ход плунжера S=3).

3.2.2 Эксплуатация электроцентробежных насосных установок

На Талдинском месторождении применяются электроцентробежные насосы трех типоразмеров с номинальной производительностью от 35 до 125 м³/сут., в износостойком исполнении (УВНН5-79-800) и для

эксплуатации в любых условиях, в т.ч. в условиях высокого содержания механических примесей и агрессивности среды (ЭЦНД5А-35-1350). Типовая схема компоновки УЭЦН отобразена на рисунке 3.1.

Установки комплектуются станцией управления с частотным преобразователем.

Для надежной работы насоса требуется его правильный подбор к конкретной скважине, который предопределяется в первую очередь:

- ожидаемыми притоками воды;
- необходимым напором;
- конструкцией скважины (радиус кривизны, диаметр эксплуатационной колонны);
- параметрами откачиваемого флюида (содержанием абразивных частиц, содержание газа на приеме насоса и т.д.).

При работе скважины постоянно меняются параметры пласта; призабойной зоны пласта; свойства отбираемой жидкости: содержание воды, количество попутного газа, количество механических примесей, и как следствие, отсюда идет не доотбор жидкости или работа насоса вхолостую, что сокращает межремонтный период работы насоса.

Особенности компоновки УЭЦН представлены на типовой схеме УЭЦН.

Хотелось бы отметить, что в данной компоновке система погружной телеметрии ТМСР-3, присоединяется непосредственно к погружному электродвигателю (ПЭД) при помощи силового кабеля, что позволяет регистрировать давление и температуру пластовой жидкости, температуру ПЭД.

Типовая схема компоновки УЭЦН, используемая на Галдинском месторождение

СТАНЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТОН-05-250
С ЧАСТОТНЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ



- Шламоуловитель
- Центробежный насос
- Газосепаратор
- Гидрозащита
- Погружной электродвигатель
- Система погружной телеметрии



КАБЕЛЬНЫЕ
ЛИНИИ



Рабочая ступень насоса



СИСТЕМА
ПОГРУЖНОЙ
ТЕЛЕМЕТРИИ
«ТМСП-3»



РАБОЧАЯ СТУПЕНЬ
НАСОСА ВНН5-79-800

ГАЗОСЕПАРАТОР



ПОГРУЖНОЙ



НАСОС ВНН5-79-800



ГИДРОЗАЩИТА



Рис. 3.1 – Типовая схема компоновки УЭЦН

Основные виды и причины отказов УЭЦН.

Распределение отказов УЭЦН на Талдинском месторождении по укрупненным причинам за 2009-2014 гг. представлено на рисунке 3.2 (на декабрь 2014 года). На рисунке 3.3 показаны фотографии рабочих ступеней УЭЦН с разной степенью износа. В таблице 3.1 представлены причины отказов УЭЦН по каждой скважине. Расчет средней наработки на отказ приведен в приложение С.



Рис. 3.2 – Распределение отказов УЭЦН за 2009-2014гг.



1. Новое рабочее колесо ЭЦН, 2. 3. Износ рабочих колес ЭЦН, 4. 5. Мехпримеси (пропант, угольная пыль, шлам), извлеченные из насосного оборудования

Рис. 3.3 – Последствия износа УЭЦН

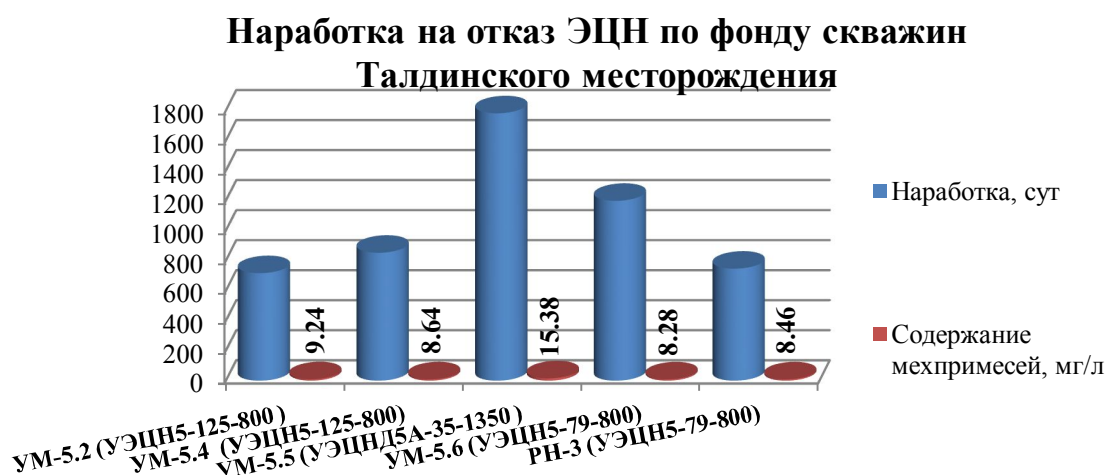


Рис. 3.4 – Диаграмма наработки на отказ УЭЦН

Таблица 3.1 – Сводные данные по отказам УЭЦН за 2009-2014гг.

№ п/п	Тип отказа УЭЦН	Наименование оборудования	№ скважины	Количество отказов		Причины отказов
				Наработка, сут.	Наработка, сут.	
1	Сопротивление изоляции R=0	УЭЦНД5А-35-1350 УВНН5-79-800 УЭЦНД5А-35-1350	УМ-5.4 УМ-5.9 УМ-5.10	1	208	Снижение изоляции в кабельной линии (R=0). Причина не расследована. Произошло снижение изоляции сопротивления в ПЭД. Разгерметизация гидрозащиты, предположительно связана с повышенными вибрационными нагрузками установки, вследствие повышенного содержания мехпримесей в перекачиваемой жидкости.
				1	1198	
				1	20	
2	Износ рабочих органов ЭЦН	УВНН5-79-800	УМ-5.9	1	182	Повышенное содержание мехпримесей в перекачиваемой жидкости привело к абразивному износу рабочих органов ЭЦН.

3	Заклинивание	УЭЦН5-125-800	УМ – 5.4	1	335	Повышенное содержание мехпримесей в перекачиваемой жидкости.
		УВНН5-79-800	УМ – 5.9	1	662	
		УЭЦНД5А-35-1350	УМ – 5.10	1	170	

Из диаграммы (Рисунок 3.4) по основным отказам УЭЦН видно, что основной причиной отказов, влияющей на работу установок является засорение мехпримесями.

Преимущества и недостатки УЭЦН

Преимущества ЭЦН:

- возможность откачки больших объемов жидкости.
- высокий межремонтный период.

Недостатки ЭЦН:

- УЭЦН - довольно сложная техническая система;
- небольшой диапазон регулирования подачи (ограничения по частоте 40-70Гц);
- сложность проведения монтажных работ, требующая привлечения квалифицированного персонала;
- высокая стоимость сервисного обслуживания;
- территориальная удаленность специализированных сервисных центров (ближайший – в г. Томск);
- риск перегрева электродвигателя из-за срыва подачи (работа на предельно низких динамических уровнях при эксплуатации метаноугольных скважин).

3.2.3 Эксплуатация штанговых винтовых насосных установок

Штанговые винтовые насосные установки являются наиболее универсальными для условий метаноугольных месторождений. Они могут эффективно использоваться в вертикальных и наклонно направленных

скважинах для извлечения воды на всех этапах, включая: освоение и пробную эксплуатацию скважин.

При выборе штанговых винтовых насосов для освоения и вывода на режим скважин для добычи метана, необходимо применять такие винтовые пары, типоразмеры которых с номинальной подачей могли бы обеспечивать непрерывную работу насоса и в течение длительного времени понижать и поддерживать динамический уровень воды в скважине на проектной глубине. Это позволит создать оптимальную депрессию на угольный пласт, что в дальнейшем приведет к увеличению дебита газа.

При комплектовании установки ШВН необходимо учитывать условия эксплуатации для каждой конкретной скважины:

- инклинометрию скважины;
- толщину стенки эксплуатационной колонны в месте посадки якоря;

Типовая схема компоновки УШВН представлена на рисунке.

В настоящее время используется схема компоновки № 2, взамен компоновки № 1 (с наличием газопесочного якоря). Отказались от применения газопесочного якоря в компоновке, так как при освоении и эксплуатации скважин происходило периодическое засорение приемной сетки якоря, что приводило к преждевременному отказу оборудования.

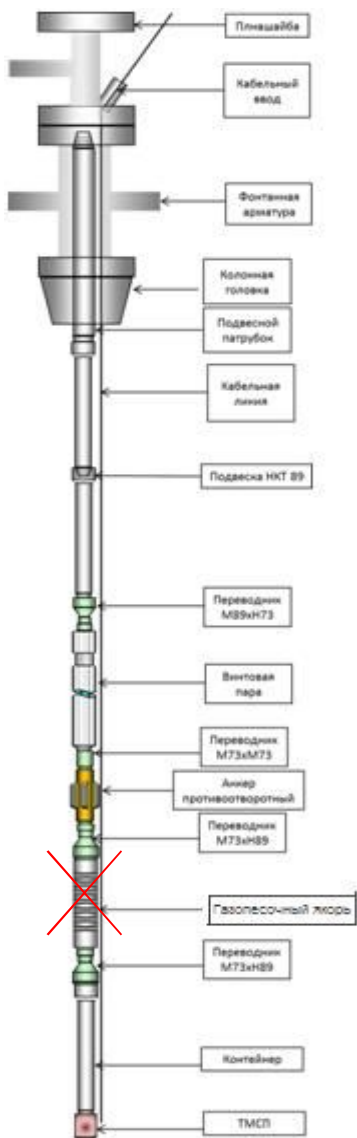
При применении штанговых винтовых насосов в подземную компоновку оборудования необходимо дополнительное включение якорного устройства. Чтобы обеспечить простое и надежное решение для развинчивания колонны насосно-компрессорных труб при использовании винтовых насосов, была разработана конструкция динамического противоотворотного якоря.

На данный момент применяется динамический якорь А-168. Также был получен опыт использования статического якоря ЗУ-122, который себя не зарекомендовал для дальнейшего использования. Основные отличия между статическим и динамическим противоотворотным устройством:

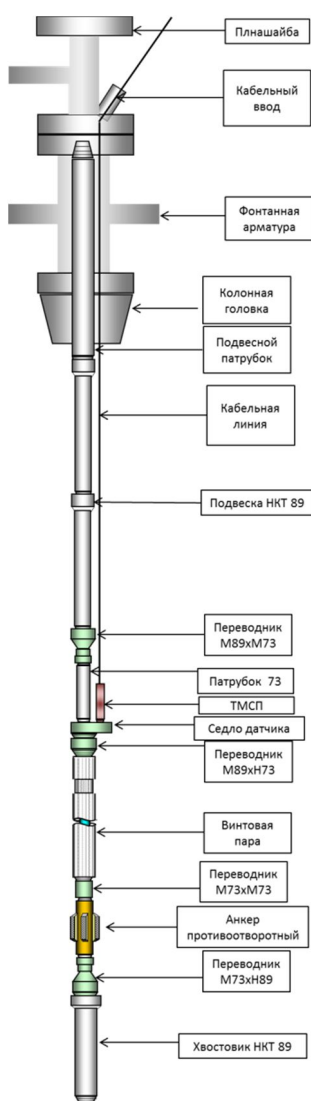
- Статический якорь ЗУ-122 (переделанный пакер с центраторами), работает на посадку: фиксируется жестко, растягивает колонну штанг, прокручивается и не держит колонну. Имеет строгое ограничение по толщине стенки эксплуатационной колонны.
- Динамический А-168 противостоит крутящему моменту, конструктивно выход плашек больше, нет требования к толщине стенки эксплуатационной колонне. (Наиболее целесообразно использовать данный тип якоря, он более ремонтпригоден в отличие от ЗУ-122).

Типовая схема компоновки УШВН, используемая на

КОМПОНОВКА № 1



КОМПОНОВКА № 2



НАЗЕМНЫЙ ПРИВОД «LIFTEQ»



СТАНЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОН С ЧАСТОТНЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ



НАСОСНЫЕ ШТАНГИ



ЦЕНТРАТОР

ГАЗОПЕСОЧНАЯ (ПРИЕМНАЯ) ГЛИНИСТЫЙ

Рис. 3.5 - Типовая схема компоновки УШВН

Основные виды и причины отказов УШВН

Распределение отказов глубинно-насосного оборудования на Талдинском месторождении за 2009-2014 гг. представлено на рисунке 3.6 (состоянию на декабрь 2014 года). На рисунке 3.7 представлены основные части УШВН. Причины отказов по скважинам представлены в приложении В. Расчет средней наработки на отказ приведен в приложение В.

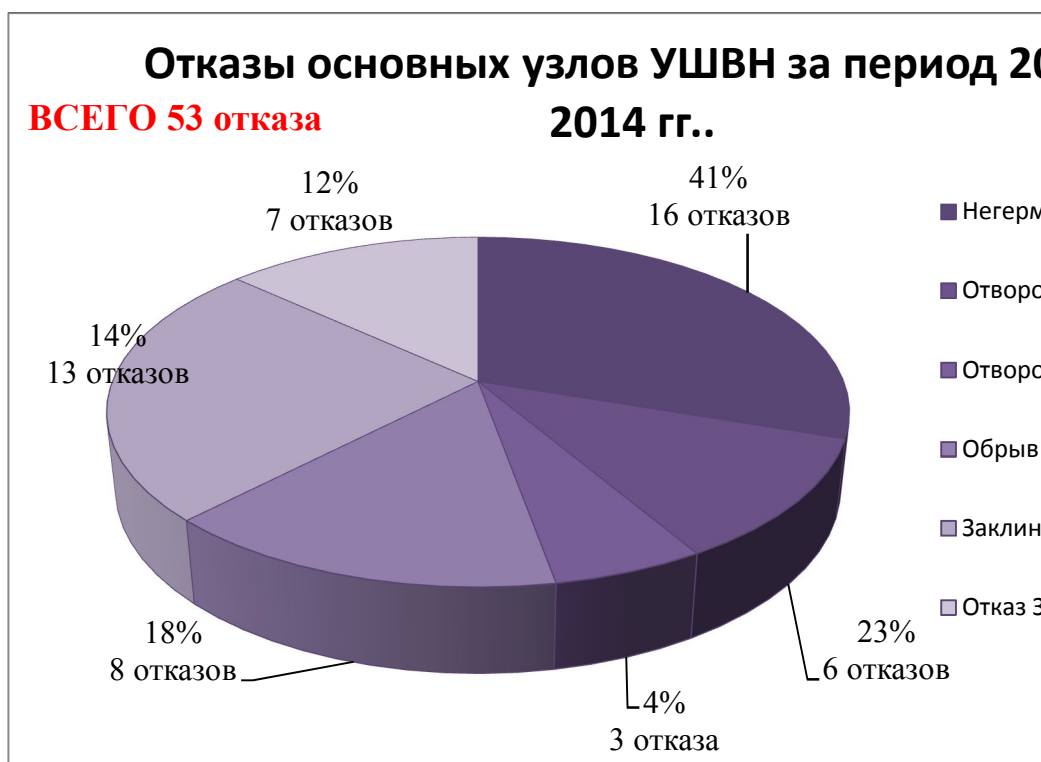


Рис. 3.6 – Распределение отказов УШВН



Износ резьбовых соединений



Износ сухарей/плашек
противооборотного анкера ШВН



Штанга с новым
центратором



Разрушение центратора на
штангах



Негерметичность НКТ



Мехпримеси в насосном оборудовании

Рис. 3.7 –Последствия износа УШВН



Рисунок 3.8 – Наработка на отказ по фонду скважин на Галдинском месторождение за 2009-2014 гг

Таблица 3.2 – Сводные данные по отказам УШВН за 2009-2014 гг.

№ п/п	Тип отказа УШВН	Наименование оборудования	№ скважины	Количество отказов	Наработка, сут.	Причины отказов и возможные решения
1	Негерметичность НКТ	115-F-62 72-D-90 56-D-124 56-D-124 56-D-124 56-D-124 15-B-158 13E1300 6-E-1300 7-B-124 7-B-124 10-B-124 278*200DT25 6-E-1300	СКВ-1.4 СКВ-1.5 СКВ-1.5 СКВ-1.6 СКВ-1.3 СКВ-1.8 СКВ-1.8 СКВ-2.28 СКВ-2.2 СКВ-2.5 СКВ-2.16 СКВ-2.20 СКВ-2.20 СКВ-2.6	2 1 1 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	48 84 344 24 24 138 6 38 174 1 34 19 165 578	Основными причинами негерметичности явилось механическое истирание колонны штанг о колонну НКТ. Результаты проведенного анализа показали, что основная доля отказов по причине негерметичности НКТ (78 %) приходилась на 2009-2010 гг. когда среднее количество центраторов на колонне штанг составляло 24 шт., что позволяет говорить о недостаточном количестве этих узлов ШВН. Решение проблемы: увеличение количества центраторов на колонне штанг.
2	Отворот НКТ	56-D-124 56-D-124 21-D-124 56-D-124 56-D-124	СКВ-1.3 СКВ-1.6 СКВ-2.17 СКВ-2.2 СКВ-1.8	2 1 1 1 1	13 847 205 62 42	Вследствие засорения мехпримесями/подклинивания винтовой пары, происходит набор пружины колонны штанг, создается повышенный крутящий момент, срыв анкера и обратное вращение, как следствие отворот НКТ. Либо недоворот резьбового соединения НКТ при СПО.
3	Отворот штанг	10-B-124 56-D-124	СКВ-2.7 СКВ-2.16	1 2	1 19	Засорение мехпримесями винтовой пары.

4	Обрыв штанг	56-D-124	СКВ-1.5	1	1	Обрыв штанг произошел из-за нагрузок на штанги, вызванных увеличенным крутящим моментом, в результате подклинивания ротора в статоре. Отказ связан с повышенным крутящим моментом, либо с механическим истиранием Механическое истирание. Обрыв штанг по резьбовому соединению. Подняли 31 штангу (из 48) на последней штанге сорвана резьба.
		56-D-124	СКВ-1.5	1	423	
		15-B-158	СКВ-2.1	1	153	
72-D-90	СКВ-2.16	1	8			
16-E-1600	СКВ-2.9	1	569			
		56-D-124	СКВ-1.8	2	14	
		56-D-124	СКВ-2.1	1	9	
5	Заклинивание	56-D-124	СКВ-1.5	1	66	Повышенное содержание мехпримесей в перекачиваемой жидкости.
		15-B-158	СКВ-2.2	1	2	
		56-D-124	СКВ-1.8	1	26	
		10-B-124	СКВ-2.6	1	190	
		15-B-158	СКВ-2.30	1	52	
		56-D-124	СКВ-2.16	2	46	
		15-B-158	СКВ-2.17	1	85	
		56-D-124	СКВ-2.20	1	186	
		15-B-158	СКВ-2.21	2	132	
		56-D-124	СКВ-2.22	1	17	
		21-D-124	СКВ-2.1	1	70	

Преимущества и недостатки УШВН

Преимущества ШВН:

- Способность откачки жидкостей с большим содержанием механических примесей (пропанта, угольного шлама, глинистого раствора) на начальном этапе и с большим содержанием газа на конечном этапе при условии использования газосепаратора;
- Широкий диапазон рабочих дебитов (что особенно важно на этапе освоения скважин);

Пример расчета производительности ШВН 16E1600:

*при частоте 10 Гц $n=37$ об/мин $Q_{\text{сут}}=0,37*3=5,92$ м³/сут*

*при частоте 50 Гц $n=186$ об/мин $Q_{\text{сут}}=1,86*3=29,76$ м³/сут.*

- Низкая металлоемкость;

- Достаточно низкая потребляемая электрическая мощность;
- Минимальные затраты, простота и лёгкость выполнения монтажных/демонтажных работ, техобслуживания.

Недостатки ШВН:

- Ограничения и риски связаны с конструктивными особенностями (передача крутящего момента через колонну штанг.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Зюзииков Станислав Андреевич

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Затраты на эксплуатацию насосов
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Сравнение затрат на эксплуатацию скважин
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Амортизация, энергоресурсы, заработная плата и др.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты на затраты эксплуатации скважин.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выявлено, что эксплуатация скважин с помощью УЭЦН экономически более выгодное

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2017 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	Кандидат экономических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Зюзииков Станислав Андреевич		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

На Талдинском метанолугольном месторождении используется 3 типа глубинных насоса (ШГНУ, УШВН, УЭЦН) для откачки флюида из пласта. Но все они имеют разную экономическую выгоду, в данной главе предстоит рассчитать какой из них наиболее экономически выгодный для производства. Расчет будут произведены при одинаковом дебите.

4.1 Экономический расчет ШГНУ

4.1.1 Условно-постоянные затраты

Основная заработная плата рабочих

$$C_{Г1} = Q_{Г} \cdot C'_{Г1} \quad (4.1)$$

где, $Q_{Г} = 2830$ – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{Г1} = 6,12$ - расходы на основную заработную плату с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{Г1} = Q_{Г} \cdot C'_{Г1} = 17319,6 \text{ руб}$$

Отчисление на социальные нужды

$$C_{Г2} = Q_{Г} \cdot C'_{Г2} \quad (4.2)$$

где, $Q_{Г}$ – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{Г2} = 2,18$ - расходы на социальные нужды с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{Г2} = Q_{Г} \cdot C'_{Г2} = 6169,4 \text{ руб}$$

Амортизация

$$C_{Г3} = Q_{Г} \cdot C'_{Г3} \quad (4.3)$$

где, $Q_{Г}$ – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{Г3} = 95,38$ - расходы на амортизацию с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{Г3} = Q_{Г} \cdot C'_{Г3} = 269925,4 \text{ руб}$$

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования

$$C_{Г4} = Q_{Г} \cdot C'_{Г4} \quad (4.4)$$

где, Q_{Γ} – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{\Gamma4} = 125,44$ – расходы на содержание и эксплуатацию с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{\Gamma4} = Q_{\Gamma} \cdot C'_{\Gamma4} = 354995,2 \text{ руб}$$

Цеховые расходы

$$C_{\Gamma5} = Q_{\Gamma} \cdot C'_{\Gamma5} \quad (4.5)$$

где, Q_{Γ} – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{\Gamma5} = 43,88$ – цеховые расходы с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{\Gamma5} = Q_{\Gamma} \cdot C'_{\Gamma5} = 124180,4 \text{ руб}$$

Общепроизводственные расходы

$$C_{\Gamma6} = Q_{\Gamma} \cdot C'_{\Gamma6} \quad (4.6)$$

где, Q_{Γ} – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{\Gamma6} = 86,68$ – общепроизводственные расходы с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{\Gamma6} = Q_{\Gamma} \cdot C'_{\Gamma6} = 245304,4 \text{ руб}$$

4.1.2 Условно-переменные затраты

Расходы на электроэнергию по извлечению флюида

$$C_{\Gamma7} = Q_{\Gamma} \cdot C'_{\Gamma7} \quad (4.7)$$

где, Q_{Γ} – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{\Gamma7} = 28,3$ – общепроизводственные расходы с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{\Gamma7} = Q_{\Gamma} \cdot C'_{\Gamma7} = 80089 \text{ руб}$$

Расходы по сбору и транспортировку газа

$$C_{\Gamma8} = Q_{\Gamma} \cdot C'_{\Gamma8} \quad (4.8)$$

где, Q_{Γ} – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{\Gamma8} = 7,85$ – расходы по сбору и транспортировку с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{\Gamma8} = Q_{\Gamma} \cdot C'_{\Gamma8} = 22215,5 \text{ руб}$$

Прочие производственные расходы

$$C_{\Gamma9} = Q_{\Gamma} \cdot C'_{\Gamma9} \quad (4.9)$$

где, Q_{Γ} – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{\Gamma 9} = 3,45$ – общепроизводственные расходы с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{\Gamma 9} = Q_{\Gamma} \cdot C'_{\Gamma 9} = 9763,5 \text{ руб}$$

Все расходы

$$C_{\Gamma} = \sum_{n=1}^i C'_{\Gamma i} = 1129962 \text{ руб} \quad (4.10)$$

где, $C'_{\Gamma i}$ - расходы на содержание насоса

4.2 Экономические расчеты УШВН

4.2.1 Условно-постоянные затраты

Основная заработная плата рабочих

$$C_{B1} = Q_B \cdot C'_{B1} \quad (4.11)$$

где, Q_B – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{B1} = 6,12$ - расходы на основную заработную плату с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{B1} = Q_B \cdot C'_{B1} = 17319,6 \text{ руб}$$

Отчисление на социальные нужды

$$C_{B2} = Q_B \cdot C'_{B2} \quad (4.12)$$

где, Q_B – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{B2} = 2,18$ - расходы на социальные нужды с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{B2} = Q_B \cdot C'_{B2} = 6169,4 \text{ руб}$$

Амортизация

$$C_{B3} = Q_B \cdot C'_{B3} \quad (4.13)$$

где, Q_B – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{B3} = 93,14$ - расходы на амортизацию с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{B3} = Q_B \cdot C'_{B3} = 263586,2 \text{ руб}$$

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования

$$C_{B4} = Q_B \cdot C'_{B4} \quad (4.14)$$

где, Q_B – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{B4} = 116,8$ – расходы на содержание и эксплуатацию с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{B4} = Q_B \cdot C'_{B4} = 330544 \text{ руб}$$

Цеховые расходы

$$C_{B5} = Q_B \cdot C'_{B5} \quad (4.15)$$

где, Q_B – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{B5} = 41,1$ – цеховые расходы с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{B5} = Q_B \cdot C'_{B5} = 116313 \text{ руб}$$

Общепроизводственные расходы

$$C_{B6} = Q_B \cdot C'_{B6} \quad (4.16)$$

где, Q_B – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{B6} = 83,73$ – общепроизводственные расходы с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{B6} = Q_B \cdot C'_{B6} = 236955,9 \text{ руб}$$

4.2.2 Условно-переменные затраты

Расходы на электроэнергию по извлечению флюида

$$C_{B7} = Q_B \cdot C'_{B7} \quad (4.17)$$

где, Q_B – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{B7} = 23,6$ – общепроизводственные расходы с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{B7} = Q_B \cdot C'_{B7} = 66788 \text{ руб}$$

Расходы по сбору и транспортировку газа

$$C_{B8} = Q_B \cdot C'_{B8} \quad (4.18)$$

где, Q_B – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{B8} = 7,85$ – расходы по сбору и транспортировку с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{B8} = Q_B \cdot C'_{B8} = 22215,5 \text{ руб}$$

Прочие производственные расходы

$$C_{B9} = Q_B \cdot C'_{B9} \quad (4.19)$$

где, Q_B – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{B9} = 3,45$ – общепроизводственные расходы с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{y9} = Q_y \cdot C'_{y9} = 9763,5 \text{ руб}$$

Все расходы

$$C_B = \sum_{n=1}^i C'_{Bi} = 1069655 \text{ руб} \quad (4.20)$$

где, C'_{Bi} - расходы на содержание насоса

4.3 Экономические расчеты УЭЦН

4.3.1 Условно-постоянные затраты

Основная заработная плата рабочих

$$C_{y1} = Q_y \cdot C'_{y1} \quad (4.21)$$

где, Q_y – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{y1} = 6,12$ - расходы на основную заработную плату с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{y1} = Q_y \cdot C'_{y1} = 17319,6 \text{ руб}$$

Отчисление на социальные нужды

$$C_{y2} = Q_y \cdot C'_{y2} \quad (4.22)$$

где, Q_y – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{y2} = 2,18$ - расходы на социальные нужды с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{y2} = Q_y \cdot C'_{y2} = 6169,4 \text{ руб}$$

Амортизация

$$C_{y3} = Q_y \cdot C'_{y3} \quad (4.23)$$

где, Q_y – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{y3} = 105,14$ - расходы на амортизацию с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{y3} = Q_y \cdot C'_{y3} = 263586,2 \text{ руб}$$

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования

$$C_{y4} = Q_y \cdot C'_{y4} \quad (4.24)$$

где, Q_y – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{y4} = 95,3$ – расходы на содержание и эксплуатацию с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{y4} = Q_y \cdot C'_{y4} = 269699 \text{ руб}$$

Цеховые расходы

$$C_{y5} = Q_y \cdot C'_{y5} \quad (4.25)$$

где, Q_y – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{y5} = 38,1$ – цеховые расходы с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{y5} = Q_y \cdot C'_{y5} = 107823 \text{ руб}$$

Общепроизводственные расходы

$$C_{y6} = Q_y \cdot C'_{y6} \quad (4.26)$$

где, Q_y – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{y6} = 83,73$ – общепроизводственные расходы с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{y6} = Q_y \cdot C'_{y6} = 239531,2 \text{ руб}$$

4.3.2 Условно-переменные затраты

Расходы на электроэнергию по извлечению флюида

$$C_{y7} = Q_y \cdot C'_{y7} \quad (4.27)$$

где, Q_y – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{y7} = 25,6$ – общепроизводственные расходы с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{y7} = Q_y \cdot C'_{y7} = 72448 \text{ руб}$$

Расходы по сбору и транспортировке газа

$$C_{y8} = Q_y \cdot C'_{y8} \quad (4.28)$$

где, Q_y – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{y8} = 7,85$ – расходы по сбору и транспортировке с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{y8} = Q_y \cdot C'_{y8} = 22215,5 \text{ руб}$$

Прочие производственные расходы

$$C_{y9} = Q_y \cdot C'_{y9} \quad (4.29)$$

где, Q_y – добыча газа за год в тыс. куб. м;

$C'_{y9} = 3,45$ – общепроизводственные расходы с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{y9} = Q_y \cdot C'_{y9} = 9763,5 \text{ руб}$$

Все расходы

$$C_y = \sum_{n=1}^i C'_{yi} = 1039940 \text{ руб} \quad (4.30)$$

где, C'_{yi} - расходы на содержание насоса

Вывод

Исходя из произведенных экономических расчетов при одинаковом дебите, получается, что наиболее эффективным насос на Талдинском метаноугольном месторождении является УЭЦН, не смотря на высокие амортизационные затраты. Благодаря минимальным расходам на содержание и эксплуатацию УЭЦН получился выгоднее УШВН и ШГНУ.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Зюзиков Станислав Андреевич

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования является глубинный насос для добычи нефти и газа. Область применения: нефтегазодобывающими компаниями для добычи нефти и газа.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты. <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты). 	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Недостаточная освещенность рабочей зоны; - Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ; - Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе; - Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми; - Повышенный уровень вибрации; - Повышенный уровень шума.. <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Движущиеся машины и механизмы; - Работы с высоким давлением; - Пожаробезопасность; - Электробезопасность.
<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (продукты сгорания топлива при работе двигателей); – анализ воздействия объекта на гидросферу (загрязнение грунтовых вод химическими веществами); – анализ воздействия объекта на литосферу (загрязнение почвы и грунтов химическими реагентами и бытовыми отходами); – решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте;

<ul style="list-style-type: none"> – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>техногенного характера – пожары и взрывы на открытой территории;</p> <ul style="list-style-type: none"> – выбор наиболее типичной ЧС: - пожар; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	3.04.2017
---	------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Зюзиков Станислав Андреевич		

5 Социальная ответственность

Основными законодательными актами по охране труда в нашей стране являются Конституция России, Основы законодательства и др. В этих документах отражены правовые вопросы охраны труда и здоровья трудящихся. На основании вышеперечисленных источников, а также исходя из соответствующих правил безопасности и норм производственной санитарии в данном проекте мной разрабатываются основные мероприятия по созданию безопасных условий работы операторов при обслуживании скважин, оборудованных УЭЦН.

5.1 Производственная безопасность

Выполнение технологических операций по эксплуатации скважин нефти и газа сопровождается следующими вредными и опасными факторами приведенными в таблице 5.1:

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении контроля добычи нефти и газа

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: отбор проб с нефтяных скважин; работа с оборудованием, находящемся под давлением; снятие показаний с приборов телеметрии; работа с машинами и механизмами; закачка рабочих жидкостей в пласт;	<p>1 Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>2 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ;</p> <p>3 Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе;</p> <p>4 Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми;</p> <p>5 Повышенный уровень вибрации;</p>	<p>1 Движущиеся машины и механизмы;</p> <p>2 Работы с высоким давлением;</p> <p>3 Пожаробезопасность;</p> <p>4 Электробезопасность.</p>	<p>1 ГОСТ 12.1.005-88 [14];</p> <p>2 ВСН34-82 [15];</p> <p>3 ГОСТ 12.4.011-89 [16];</p> <p>4 ГОСТ 12.2.062-81 [17];</p> <p>5 ГОСТ Р 52630-2012 [18];</p> <p>6 ГОСТ 12.1.004-91 [19];</p> <p>7 ГОСТ Р 12.1.019-2009 [20];</p>

	6 Повышенный уровень шума.		
--	----------------------------	--	--

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оператор по добычи нефти и газа ежемесячно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [15]

Прожектор	Лампа	Макс. сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Операторы добычи нефти и газа в процессе добычи подвергаются негативному влиянию со стороны выделяющихся легких фракций нефти и попутных газов в атмосферу. Их действие, главным образом, приходится на центральную нервную систему. Отравление парами нефти и продуктами ее переработки сопровождается головокружением, головной болью, сухостью во рту, тошнотой, общей слабостью, которая может достигнуть потери сознания. Также может возникнуть ощущение удушья, которое выражается в головокружении, затруднении процесса дыхания и даже потерей сознания. В связи с содержанием в нефти ароматических углеводородов (УВ) и сероводорода, работа с сырой нефтью может привести к острым или хроническим отравлениям.

Содержание вредных веществ в воздухе контролируется посредством измерения ПДК, значения которых для основных веществ, выделяющихся на нефтегазопромислах, представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – ПДК для вредных веществ в воздухе на рабочих местах [14]

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пары нефти	10	3
Метанол	15	3
Диоксид серы	10	3
Сажа	4	3

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромислах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ). Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций. Данный вопрос регламентирован [3], по которому все рабочие должны быть обеспечены СИЗ.

Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе

Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти и газа – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин). Поэтому в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с низкими температурами (зимой до -50°C) и высокой влажностью (летом до 100%) играют метеорологические факторы.

При низкой (сверхдопустимых норм) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды уменьшается подвижность конечностей в следствии интенсивной теплоотдачи организма, что сковывает движения. Это может послужить причиной несчастных случаев и аварий.

При длительном пребывании работающего в условиях низкой температуры и, следовательно, переохлаждении организма возможно

возникновение различных острых и хронических заболеваний: воспаление верхних дыхательных путей, ревматизм и другие. Результатами многократного воздействия низких температур являются пояснично-крестцовый радикулит и хроническое повреждение холодом (ознобление). Рекомендуемые режимы работ на открытом воздухе в холодное время года представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Рекомендуемый режим работ на открытой территории в холодное время года [30]

Температура воздуха, С	Скорость ветра, м/с											
	до 1		1-2		2-4		4-6		6-8		8-10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	127	1	114	1	95	2	80	2	68	3	58	3
-15	88	2	82	2	69	3	60	3	52	3	45	4
-20	67	3	62	3	55	3	49	4	42	4	37	4
-25	55	3	51	3	46	4	41	4	36	5	32	5
-30	46	4	43	4	39	4	35	5	31	5	28	6
-35	39	4	38	4	34	5	30	5	27	6	24	7
-40	35	5	33	5	30	5	27	6	24	7	22	7
-45	31	5	29	6	27	6	24	7	22	7	20	8

Примечание:

а- максимальная продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин;

б- число 10- минутных перерывов для обогрева за 4 часовой период рабочей смены.

К средствам индивидуальной защиты относятся [18]:

В холодный период года:

- хлопчатобумажное белье;
- термобелье;
- жилет;
- комплект (пуховик, штаны, шапка);
- лыжная маска (балаклава);
- ботинки либо валенки.

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары. Рекомендуемые режимы работ на открытом воздухе в теплое время года представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Рекомендуемый режим работ на открытой территории в теплое время года [30]

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при III категории работ, ч
32,5	-
32,0	-
31,5	-
31,0	-
30,5	1
30,0	2
29,5	2,5
29,0	3
28,5	4
28,0	5
27,5	5,5
27,0	6
26,5	7
26,0	8

Примечание: категория «III» — относятся работы с интенсивностью энергозатрат более 250 ккал/ч (более 290 Вт), связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий

К средствам индивидуальной защиты относятся

В теплый период года:

- комплект спецодежды из хлопчатобумажной ткани;
- ударопрочная каска;
- защитные перчатки;
- очки, защищающие органы зрения;
- облегченная обувь.

Повышенный уровень вибраций

Причиной появления вибраций являются возникающие при работе машин и агрегатов неуравновешенные силовые воздействия. Источниками вибрации при добычи нефти и газа могут быть насосные агрегаты и многие работающие механизмы [31].

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Изменения в физиологическом состоянии организма — в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций опорно-двигательного аппарата и др.

Нормируемыми параметрами вибрации агрегатов являются абсолютные значения виброскорости (в м/с) или виброускорения (в м/с²), а также их логарифмические уровни (в дБ). Вибрационными характеристиками машин являются скорректированные уровни вибрации и уровни нормируемых параметров в октавных полосах частот. Характеристикой вибрационного воздействия на оператора является эквивалентный скорректированный уровень вибрации. Предельно допустимые значения вибрации представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Предельно допустимые значения локальной вибрации[41]

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Допустимые значения			
	В величинах виброускорения		В величинах виброскорости	
	м/с ²	дБ	м/с * 10 ⁻²	дБ
8	1,4	73	2,8	115
16	1,4	73	1,4	109
31,5	2,7	79	1,4	109
63	5,4	85	1,4	109
125	10,7	91	1,4	109
250	21,3	97	1,4	109
500	42,5	103	1,4	109
1000	85,0	109	1,4	109
Корректированные и эквивалентные корректированные значения, и их уровни	2,0	76	2,0	112

В качестве коллективных средств защиты от вибраций на пути их распространения применяют вибродемпфирование, виброгашение и виброизоляцию.

К средствам индивидуальной защиты относятся:

- виброзащитные перчатки;
- виброзащитная обувь.

Повышенный уровень шума

Работа операторов добычи нефти и газа, связана с нахождением на территориях с повышенным уровнем шума. Предельно допустимые значения, влияющие на самочувствие рабочего, должны соответствовать санитарным нормам. Согласно [32], уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ.

Воздействие шумов способствует:

- нарушению слуха;
- сердечно-сосудистым заболеваниям;
- гормональным расстройствам.

Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и

напряженности измеряются в дБ. Допустимые уровни шума при физических нагрузках в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Допустимые уровни шума при физических нагрузках [16]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми.

При работе оператором добычи нефти и газа, существует вероятность получения повреждений различной степени тяжести в результате контакта с насекомыми и животными [33]:

- комары;
- мошки;
- клещи;
- дикие животные.

Безопасность труда должна обеспечиваться различными мерами:

- Для предотвращения возникновения повреждений следует соблюдать определённые правила безопасности, предписанные видам работ на открытой кустовой площадке.
- Предварительная вакцинация работников от возможных вирусов, переносимых насекомыми.

- Применение специальных средств индивидуальной защиты (энцефалитные костюмы, защитные спреи и аэрозоли)
- Не допускать нахождения работников за пределами безопасных зон (за пределами обваловки кустовой площадки)

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов

Движущиеся машины и механизмы

До проведения ремонта оборудования на глубиннонасосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены [17], чтобы работники не получили механических повреждений.

Работы с высоким давлением

Работники нефтегазопроизводств работают с сосудами и аппаратами, находящимися под большими давлениями (до 30 МПа). В случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск смертельной опасности трудящихся, поэтому сосуды и баллоны для хранения нефти и газов, а также их транспортировки должны соответствовать требуемым нормам [18], а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи.

Опасность разрыва баллонов возникает особенно при переполнении их сжиженными газами и последующем нагревании. Для всех газов установлены предельные нормы наполнения, превышать которые категорически запрещается.

При эксплуатации баллонов надо предохранять их от огня, действия солнечных лучей, не устанавливать баллоны ближе 1 м от нагревательных приборов и 5 м от печей с открытым огнем, а также беречь от ударных нагрузок.

На баллонах должны быть надеты два предохранительных резиновых кольца от ударов. Баллоны с аммиаком нельзя хранить вместе с баллонами, наполненными другим газом, а баллоны с кислородом — в одном помещении с баллонами, наполненными горючими газами.

Наполненные баллоны хранят в вертикальном положении, а использованные — в горизонтальном. На использованные баллоны должны быть накручены колпаки, а на корпусе мелом сделана надпись "Пустой".

Баллоны для сжатых, сжиженных и растворенных газов подвергают освидетельствованию не реже чем через каждые 12 месяцев, которое производит завод-наполнитель по разрешению местных органов Госгортехнадзора.

Пожаробезопасность

Нефтегазовые промыслы отличаются высокой вероятностью возникновения пожаров и опасностей взрывов. С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убрания должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Согласно [19], объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. Сами работники должны периодически проходить противопожарные инструктажи. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания.

В зависимости от пожаро- и взрывоопасных свойств применяемых, производимых или хранимых веществ, все производство по степени пожарной опасности подразделяется на пять категорий: А, Б, В, Г, Д.

- *Категория А.* Производство, связанное с получением, применением или хранением: жидкостей, имеющих температуру вспышки паров (28°C) и ниже; паров или газов с нижним пределом

взрываемости 10% и менее в количествах, которые могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси; горючих жидкостей при температуре нагрева их до 250⁰С.

- *Категория Б.* Производства, связанные с применением, получением, хранением или переработкой: жидкостей с температурой паров от 29⁰ до 120⁰С; горючих газов, нижний предел взрываемости которых более 10% к объему воздуха, при применении этих газов в количествах, которые могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси; производства, в которых выделяются горючие волокна или пыль в таком количестве, что они могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси.
- *Категория В.* Производства, связанные с обработкой или применением твердых сгораемых веществ и материалов, а также жидкостей с температурой вспышки паров выше 120⁰С.
- *Категория Г.* Производства, связанные с применением или обработкой несгораемых веществ и материалов в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии и сопровождающиеся выделением лучистой теплоты, искр и пламени, а также производства, связанные с ожиганием твердого, жидкого и газообразного топлива.
- *Категория Д.* Производства, связанные с обработкой несгораемых веществ и материалов в холодном состоянии.

Для тушения пожара используют следующие средства пожаротушения: ручные пенные огнетушители типа ОП, углекислотные огнетушители ОУ-2, пенопроизводящие установки – пеномесителя, воздушнопенные стволы, генераторы высококоротной пены, гидранты и другие средства. Первичные средства пожаротушения размещают в легко доступных местах. Огнетушители защищают от солнечных лучей, осадков.

Электробезопасность

Нефтегазовое производство должным образом электрифицировано, поэтому работник данной отрасли постоянно сталкивается с электроприборами или оборудованием, находящимся под напряжением. В связи с этим работник должен уметь пользоваться такими приборами, знать их общую конструкцию и принцип действия. При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику. Приборы и оборудование, работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносится вердикт о возможности их дальнейшего использования. Неисправное оборудование должно своевременно починено, либо заменено на новое. Общие требования к электробезопасности на предприятии представлены в [20].

Для предохранения рабочих от поражения электрическим током электрооборудование УЭЦН должно быть надежно заземлено. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом в любое время года. Все соединения выполняются сваркой согласно ПЭУ. После устройства контура заземления необходимо измерить сопротивление и, если оно окажется больше допустимого, забить дополнительные электроды.

На кустовых площадках возможно проведение огневых работ, в частности работа болгаркой и сварочным агрегатом. Основными источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании.

Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места [40]. Основные требования пожарной безопасности при сварочных работах следующие: сгораемые

предметы необходимо удалять от места ручной сварки не менее чем на 5 м; машины для точечной, шовной, роликовой и стыковой сварки следует устанавливать только в помещениях, где не производится пожароопасных операций. При этом сварочные машины удаляют от сгораемых предметов на расстояние не менее 4 м; при стыковой сварке деталей сечением более 50 мм² – не менее 6 м. При невозможности удаления сварочных машин на указанные выше расстояния место сварки отгораживают металлическими или асбестовыми листами.

Сварщики должны быть обеспечены по действующим нормам спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, которыми они обязаны пользоваться при выполнении работ. Одежда и рукавицы сварщика не должны иметь следов масла, жира, бензина, керосина, а также других горючих жидкостей. Для защиты глаз и лица от действия ультрафиолетовых и инфракрасных лучей сварщик должен пользоваться ручными или наголовными щитками со стёклами-светофильтрами. Светофильтры при сварке дуговым методом должны применяться в зависимости от силы тока и способа сварки.[40]

5.2 Экологическая безопасность

Защита атмосферы.

По статистическим подсчетам около 75% [35] всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазопромыслы, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокompрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводрод), УВ и их производные и твердые частицы.

Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромислах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы

Мероприятия по охране атмосферного воздуха направлены на обеспечение соблюдения нормативов качества воздуха рабочей зоны, и сокращение вредных выбросов в атмосферу от всех источников загрязнения в период работ [25].

Основными мероприятиями по охране атмосферного воздуха при эксплуатации скважин являются:

- использование автотоплива без вредных присадок (тетраэтилсвинца);
- контроль токсичности и дымности отработавших газов автомашин, спецтехники; дизельных установок;
- использование автотранспорта с полной загрузкой, минимизация числа поездок;
- использование строительной техники и транспорта по назначению.

Защита гидросферы.

По статистическим оценкам порядка 20% [35] от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники, содержатся соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др. Поступившая нефть в воде образует слой на поверхности, в результате чего легкие углеводороды испаряются в атмосферу. Постепенно нефть смешивается с водой и через

некоторый промежуток времени сосредотачивается в водных горизонтах. Содержание растворенных нефтепродуктов в воде не должно превышать 10 мг/л.

Мероприятия, обеспечивающие рациональное использование и охрану водных ресурсов от загрязнения включают:

- повторное использование воды;
- исключение сбросов в водные объекты и на рельеф отработанных буровых растворов и шлама, хозяйственных и других неочищенных стоков;
- установка специальных поддонов в местах возможных утечек и проливов горюче-смазочных материалов, буровых, тампонажных и других растворов;
- предупреждение загрязнения поверхностных и подземных вод поверхностно-активными веществами и химическими реагентами.

Защита литосферы.

По статистическим данным около 5% [35] всех нефтезагрязнений приходится на почвенную среду. Обустройство месторождений, бурения скважин, сооружение подземных хранилищ вызывают необратимые процессы на поверхности земли и в ее недрах, которые приводят к существенным видоизменениям природных ландшафтов.

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

В целях рационального использования и охраны недр предусматриваются следующие мероприятия по защите прилегающих земель от поглощения поверхностного стока и загрязнения, в частности [28]:

- исключение сбросов на рельеф отработанных технологических растворов и шлама, хозяйственных и других неочищенных стоков (извлекаемый шлам с водой отстаивается в зумпфе (без сброса));
- установку специальных поддонов в местах возможных утечек и проливов горюче-смазочных материалов, технологических и других растворов.

По окончании работ площадка бурения каждой скважины приводится в естественное состояние:

- ликвидируется строительный мусор,
- убираются отходы буровых и других работ,
- ликвидируются зумпфы путем глинистого тампонажа,
- восстанавливается почвенно-растительный слой и выполняются другие работы по очистке территории.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К основным чрезвычайным ситуациям (ЧС) в условиях нефтегазопромысла относятся ситуации природного или социального характера, а также ситуации, связанные с взрывопожарной и пожарной безопасностью.

Пожалуй, главная опасность на такого рода промыслах заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Пожары могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м.

Нефтегазовые промыслы на сегодняшний день высоко оснащены различными электрооборудованиями, которые хоть и предназначены для не

самых неблагоприятных условий, однако все равно требуют отдельного внимания со стороны служб электробезопасности. Все приборы и оборудования должны быть исправны, допуск к их использованию должны иметь только лишь специально обученные люди и персонал, прошедший необходимый производственный инструктаж.

Технологические участки производства по взрывоопасности относятся к классу В-1Г и В-1 по ПУЭ-85, по характеру пожарной опасности – к категории 1 и 2-А. Все установки, согласно [26], на производственных участках должны быть оборудованы противопожарными системами и противопожарной автоматикой.

Любое проявление открытого огня или возгорания необходимо незамедлительно ликвидировать с помощью первичного инвентаря пожаротушения или струей воды, инертного газа, либо изоляцией от воздуха и т.д.

При выбросе нефти или газа со скважины, авариях на трубопроводах и при выполнении технологических операций, может возникнуть газоопасная ситуация, которая характеризуется наличием сероводорода в рабочей зоне концентрацией, превышающей 3 мг/м^3 , либо получением извещения об аварии.

Ответственный за пожарную безопасность на случай газовой опасности должен разработать план мероприятий, которые в случае необходимости обеспечат безопасность рабочего персонала. План должен включать в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи. Предупреждение ЧС – не менее важный пункт, чем их ликвидация. К мерам предупреждения ЧС относятся:

- повышение надежности технологического оборудования;
- совершенствование рабочих процессов;
- своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок;
- применение высококачественного сырья и материалов;

- участие в работах высококвалифицированного персонала.

Согласно [30] основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

- укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;
- эвакуация рабочих из зон ЧС;
- использование СИЗ в случае необходимости;
- оказание медицинской помощи пострадавшим;
- организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

5.4 Правовые и организационные вопросы

В организациях, осуществляющих производственную деятельность, должны быть созданы службы охраны труда или вводиться должность специалиста по охране труда в порядке.

Работодатели обязаны обеспечить обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

В процессе производственной деятельности работодатель обязан обеспечить выполнение установленных законодательством условий безопасности, в том числе:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;
- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;
- приобретение и выдачу специальной одежды, специальной обуви, других средств индивидуальной защиты;
- рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов,
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ;

- недопущение работников моложе 18 лет к работам на опасных производственных объектах, а также работников, не прошедших обязательные медицинские обследования или имеющих медицинские противопоказания.

Порядком определяются следующие виды инструктажа работников: вводный, первичный инструктаж на рабочем месте, повторный, внеплановый, целевой.

Предприятие обязано предоставлять льготы для работников, работающих в районах Крайнего Севера и в приравненных к ним местностях [39]:

- выплачивается надбавка к месячному заработку, размер которой возрастает с увеличением стажа непрерывной работы в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляются дополнительные отпуска сверх установленных ежегодных отпусков; в районах Крайнего Севера - продолжительностью 18 рабочих дней;
- разрешается полное или частичное соединение отпусков не более чем за три года;
- в случае временной утраты трудоспособности предприятие, учреждение, организация доплачивают разницу между размером пособия по социальному страхованию и фактическим заработком.

5.5 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

В данном пункте будут приведены основные требования к компоновке кустовых площадок, на которых осуществляется рассматриваемый вид работ. Практически на всех нефтяных месторождениях бурение ведется кустовым способом, т.е. забои скважин располагают согласно проектной сетке от 250 метров и более друг от друга, а устья скважин располагают в одну линию на расстоянии 5 метров между

скважинами. На кустах с большим количеством скважин целесообразно формировать группы по пять скважин и между группами делать разрыв в 15 метров. В разных проектах может быть другое расположение устьев скважин.

После оформления горного отвода в целом на нефтяное или газовое месторождение, оформляется временный и постоянный земельный отвод для будущего куста скважин. Согласно нормативам для разведочных скважин земля отводится только во временное пользование размером от 1,7 до 2,5 га в зависимости от бурового станка для нефтяных и 3,5 га для газовых скважин.

Для эксплуатационных скважин земля отводится в постоянное и во временное пользование. Во временное пользование земля отводится на время бурения скважин. На кустовых площадках земля отводится для первой скважины во временное (постоянное) пользование площадью от 1,6 (0,36) га до 2,1 (0,36), на каждую последующую скважину добавляется 0,5 (0,1) га. В условиях нормального грунта, после геодезической разбивки площадки куста, бульдозерами снимается растительный слой почвы и укладывается в гурты. Вся площадка куста отсыпается песчано-гравийной смесью.

К каждой будущей нефтяной скважине в вырытой траншее прокладывается нефтепровод расчетного диаметра, а к нагнетательной скважине прокладывается водовод. Водовод заглубляется, согласно проекту, ниже уровня промерзания грунта.

К кусту строится линия электропередач, как правило, 6 кВ. На площадке в 25 метрах от ближайшей скважины монтируется трансформаторный пункт, от которого к каждой скважине прокладывается кабель. В зависимости от проекта и способа эксплуатации скважины, кабели могут укладываться в траншею, на стойки или сооружается специальная эстакада

На таком же расстоянии от ближайшей скважины заглубляется канализационная емкость, к которой от скважин в траншеях укладываются трубы для аварийного слива нефти или слива жидкости при ремонте скважин. При фонтанной, газлифтной добыче нефти и на скважинах

оборудованных электроцентробежными насосами вокруг устья скважины укладываются железобетонные плиты с бордюрным выступом. На месте установки подъемника для ремонта скважин заглубляются бетонные блоки. Там, где не пользуются передвижными мостками для укладки насосно-компрессорных труб, монтируются стационарные мостки

В зависимости от количества скважин на кусте для замера дебитов каждой скважины монтируют автоматизированные групповые установки (АГЗУ). К АГЗУ могут быть подключены от 8 до 16 скважин [42].

Заключение

Опыт освоения и эксплуатации скважин показал, что для добычи метана из угольных пластов необходима разносторонняя линейка скважинного насосного оборудования, которое будет использоваться на разных этапах добычи:

На первом этапе освоения целесообразно использовать штанговые винтовые насосы, т.к. они:

- устойчивы к повышенному содержанию механических примесей.
- возможно устранение причин заклинивания на месте, без привлечения сервисной организации.

Межремонтный период насосного-оборудования – 350-355 суток.

На сегодняшний день парк оборудования (винтовых пар) представлен насосами с высокой производительностью (56 м³/сут - 115 м³/сут).

Исходя, из опыта освоения скважин месторождения Т наиболее востребованными на текущий момент являются винтовые насосные пары с номинальной подачей 3 м³/сут (т.к. производительность скважин по пластовой жидкости изменяется в диапазоне от 0,2 м³ до 4 м³).

На втором этапе освоения целесообразно использовать электроцентробежные насосные установки - при установившемся режиме эксплуатации, если позволяют водопритоки (т.к. в настоящее время выпускают ЭЦН с производительностью от 15 м³/сут.):

- центробежные насосы имеют высокий межремонтный период на метаноугольных скважинах, эксплуатирующихся на установившемся режиме работы (УВНН5-79-800 - 1325 сут.).

Межремонтный период составляет 735-740 суток.

Список используемых источников

1. Дроздов А.Н. Применение установок погружных гидроструйных насосов для эксплуатации осложненных скважин// Нефтегазовая вертикаль.-2009. №12-С.71-73.
2. Дроздов А.Н. Механизированная эксплуатация скважин углеметановых месторождений: состояние и перспективы// Газовая промышленность.-2009.№3-С.60-64.
3. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Учебное пособие для ВУЗов «Оборудование для добычи нефти и газа». М.: Нефть и газ, 2002. Часть I.
4. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Учебное пособие для ВУЗов «Оборудование для добычи нефти и газа». М.: Нефть и газ, 2003. Часть II.
5. Хрюкин В.Т., Сторонский Н.М, Васильев А.Н., Кирильченко А.В., Швачко Е.В., Малинина Н.С., Митронов Д.В. «Типизация метаноугольных месторождений (на примере Кузбасса) с оценкой возможности применения различных технологий интенсификации газоотдачи угольных пластов», Наука и техника в газовой промышленности, 2009, № 3, с. 20-33.
6. Ершов М.С., А.Д. Яризов. Электрооборудование и станции управления технологических установок механизированной добычи нефти. Москва: Недра 2008 г.
7. Руководство по эксплуатации УЭЦН РЭ ООО «БОРЕЦ», 2004г.
8. Руководство по эксплуатации. Система погружной телеметрии ТМСП-3. г. Радужный, Владимирская область.
9. Руководство по эксплуатации. Система погружной телеметрии ТМСП-8.
10. Паспорта глубинно-насосного оборудования ОАО «Новомет-Пермь».
11. Паспорт. Руководство по эксплуатации. Устройство якорное ЗУ-122.

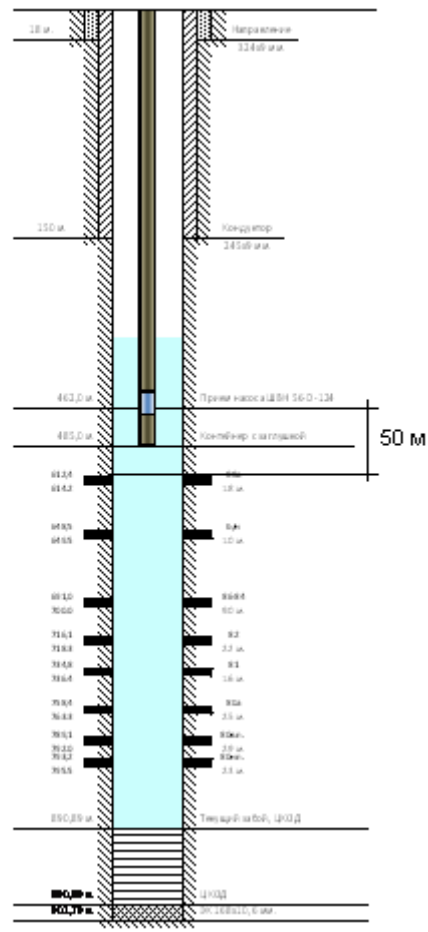
12. Технические условия 3665-001-12058648-2008 ТУ. Насосы скважинные штанговые, опоры замковые и дополнительное оборудование к ним. ЗАО "ЭЛКАМ-нефтемаш". Пермь 2008 г.
13. Интернет ресурсы <http://kuznetsk-dobycha.gazprom.ru/>.
14. ГОСТ 12.1.005-88 « Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
15. ВСН34-82 «Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности»
16. ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»
17. ГОСТ 12.2.062-81 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные»
18. ГОСТ Р 52630-2012 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия»
19. ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования»
20. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»
21. ГН 2.2.5.686-98 «Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы»
22. СанПиН 4630-88 «Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения»
23. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации химических веществ в почве»
24. СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений»
25. ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель»

26. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»
27. ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения»
28. ГОСТ 12.2.049-80 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования»
29. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 «Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем»
30. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату на открытой территории»
31. ГОСТ 24346-80 ГОСТ 24346-80 «Вибрация. Термины и определения
32. ГОСТ 12.01.003-83 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности»
33. СанПиН 3.2.3215-14 «Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации»
34. ГОСТ 30775-2001 «Обращение с отходами. Классификация»
35. Калыгин В.Г. Промышленная экология. Курс лекций. - М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 240 с.
36. Зайцев В.А. Промышленная экология. М.: МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 140 с.
37. Методические указания по выполнению и оформлению выпускных квалификационных работ для студентов всех форм обучения по специальности 280202 – Инженерная защита окружающей среды / Сост.: Ю.П. Ясьян, Л.И. Калашникова, Т.П. Косулина, А.Г. Колесников; Куб. гос. технол. ун-т. Кафедра технологии нефти и экологии. – Краснодар: Изд. КубГТУ, 2005. – 55 с.
38. Бартов Н.К. Пожарная безопасность. – М.: Энергия, 1983. – 254 с.
39. ТК РФ, Статья 251. «Особенности регулирования труда»

40. РД 13.220.00-КТН-575-06 «Пожарная безопасность при ремонтных и огневых работах»
41. СН 2.2.4 «Производственная вибрация»
42. Гребнев В.Д., Мартюшев Д.А., Хижняк Г.П. Строительство нефтегазопромысловых объектов. - 622.276 изд. - Пермь: издательство Пермского национального исследовательского университета, 2012.

Приложение А. Этапы освоения скважин

1 Этап

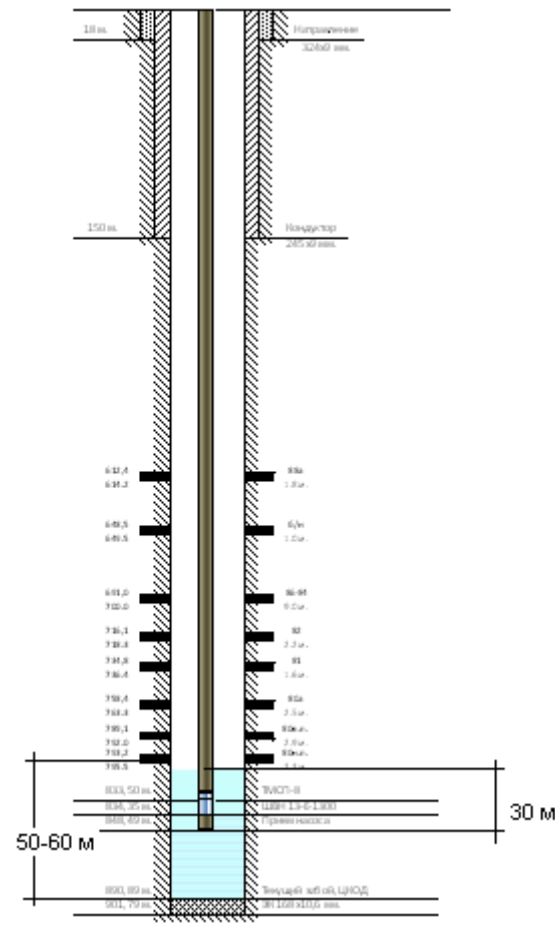


1. Отбор из пласта несвязанных продуктов ГРП, снижение негативного воздействия мехпримесей.
2. Определение потенциальных дебитов пластовой жидкости и газа.
3. Очистка забоя
4. Спуск глубинно-насосного оборудования на проектную глубину

Параметры откачиваемой жидкости:

1. Минерализация:
 - Талдинская площадь от 600 мг/л до 4000 мг/л;
2. Содержание мехпримесей:
 - Талдинская площадь до 57 мг/л

2 Этап



Вывод скважины на режим путем осушения продуктивных пластов

Приложение В. Расчет средней наработки УШВН на отказ

Расчет средней наработки УШВН на отказ за скользящий 2013 год

Наименование показателей	январ.13	февр.13	мар.13	апр.13	май.13	июн.13	июл.13	авг.13	сен.13	окт.13	ноя.13	дек.13
количество отказов за месяц	1	1	0	0	0	1	3	2	2	0	1	0
отработанное время за месяц	399	348	399	442	548	539	557	525	498	518	522	558
наработка текущая за месяц	399	348	-	-	-	539	186	263	249	-	522	-
количество отказов за скользящий год	1	2	2	2	2	3	6	8	10	10	11	11
отработанное время за скользящий год	399	747	1146	1588	2136	2675	3232	3757	4255	4773	5295	5853
наработка за скользящий год	399,0	373,5	573,0	794,0	1068,0	891,7	538,7	469,6	425,5	477,3	481,4	532,1

Расчет средней наработки УШВН на отказ за скользящий 2014 год

Наименование показателей	январ.14	февр.14	мар.14	апр.14	май.14	июн.14	июл.14	авг.14	сен.14	окт.14	ноя.14	дек.14
количество отказов за месяц	1	0	0	1	0	1	0	0	0	2	1	0
отработанное время за месяц	540	538	594	575	641	575	547	542	513	495	522	643
наработка текущая за месяц	540	-	-	575	-	575	-	-	-	248	522	-
количество отказов за скользящий год	11	10	10	11	11	11	8	6	4	6	6	6
отработанное время за скользящий год	5994	6184	6379	6512	6605	6641	6631	6648	6663	6640	6640	6725
наработка за скользящий год	544,9	618,4	637,9	592,0	600,5	603,7	828,9	1108,0	1665,8	1106,7	1106,7	1120,8

Приложение С. Расчет средней наработки УЭЦН на отказ

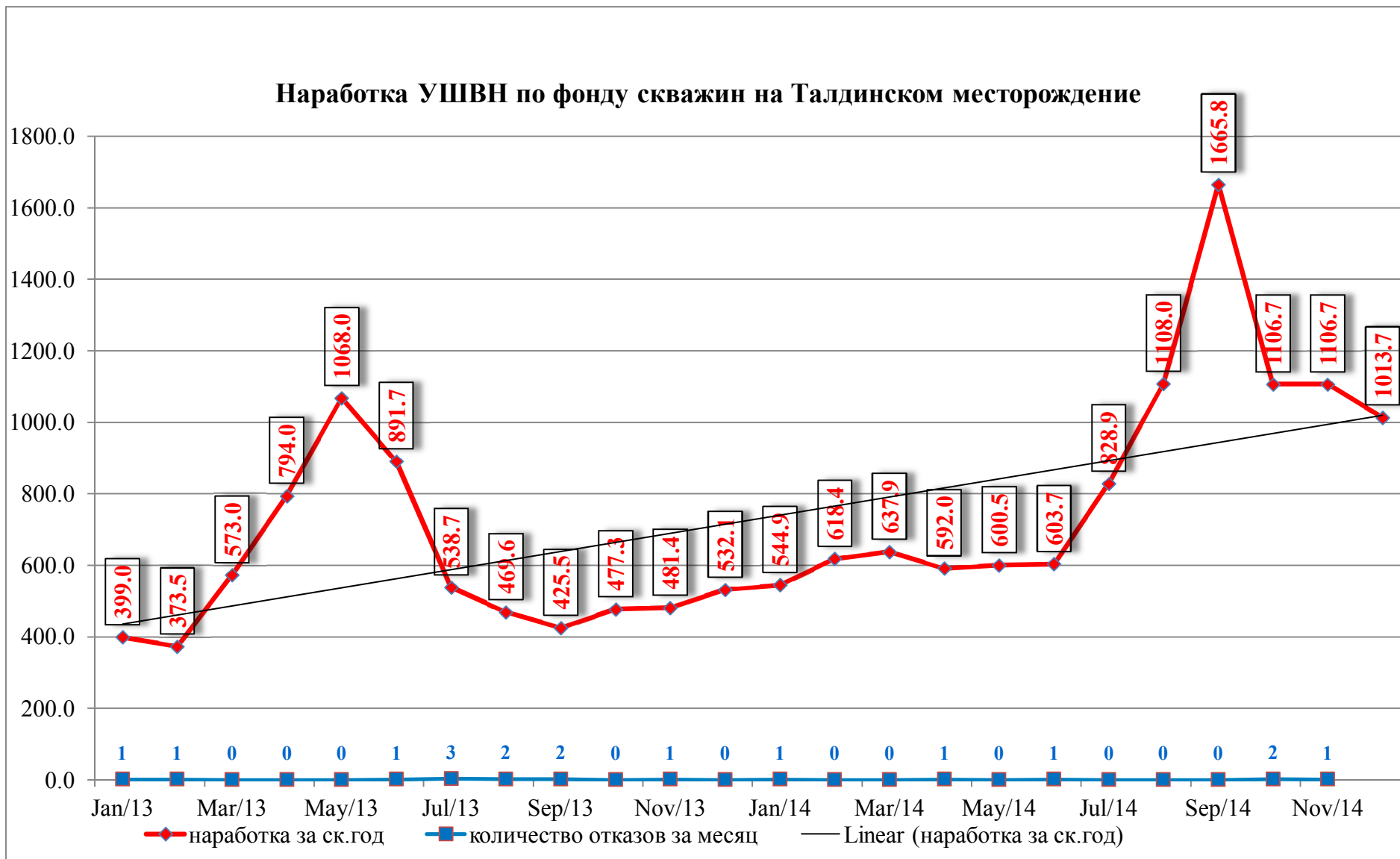
Расчет средней наработки УЭЦН на отказ за скользящий 2013 год

Наименование показателей	январь.13	февраль.13	март.13	апрель.13	май.13	июнь.13	июль.13	август.13	сентябрь.13	октябрь.13	ноябрь.13	декабрь.13
количество отказов за месяц	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	0
отработанное время за месяц	155	140	155	150	155	144	150	120	120	120	118	120
наработка текущая за месяц	-	-	-	-	-	144	150	-	-	120	118	-
количество отказов за скользящий год	0	0	0	0	0	1	2	2	2	3	4	4
отработанное время за скользящий год	155	295	450	600	755	899	1049	1169	1289	1409	1527	1647
наработка за скользящий год	-	-	-	-	-	899,0	524,5	584,5	644,5	469,7	381,8	411,8

Расчет средней наработки УЭЦН на отказ за скользящий 2014 год

Наименование показателей	январь.14	февраль.14	март.14	апрель.14	май.14	июнь.14	июль.14	август.14	сентябрь.14	октябрь.14	ноябрь.14	декабрь.14
количество отказов за месяц	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отработанное время за месяц	154	112	150	150	139	120	124	124	120	124	120	124
наработка текущая за месяц	154	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
количество отказов за скользящий год	5	5	5	5	5	4	3	3	3	2	1	1
отработанное время за скользящий год	1646	1618	1613	1613	1597	1573	1547	1551	1551	1555	1557	1561
наработка за скользящий год	329,2	323,6	322,6	322,6	319,4	393,3	515,7	517,0	517,0	777,5	1557,0	1561,0

Приложение D. Нарботка на отказ за скользящий год по электроцентробежным и винтовым установкам



Наработка на отказ УЭЦН по фонду скважин на Галдинском месторождение

