

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности работы глубинно-насосного оборудования при эксплуатации метаноугольных скважин Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения (Кемеровская область).

УДК 622.333'324.5.054.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Стрельбин Никита Васильевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибульникова М.Р.	К.Г.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСНГ	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Гугарева Н.Ю.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Зятиков П.Н.			

Томск – 2019 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общие по направлению подготовки (специальности)</i>	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

 (Подпись)

 (Дата)

 Зятиков П.Н.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Стрельбину Никите Васильевичу

Тема работы:

Повышение эффективности работы глубинно-насосного оборудования при эксплуатации метаноугольных скважин Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения (Кемеровская область).	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	17.05.2019 №3895/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема месторождения, научные статьи, публикации на основе которых проводился анализ эффективности работы глубинно-насосного оборудования при эксплуатации метаноугольных скважин.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Введение 2. Анализ опыта добычи метана из угольных пластов. Задачи исследования 3. Апробация методики проведения стендовых испытаний 4. Промысловые испытания насосных установок для работы в скважинах по добыче метана из угольных пластов 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность 7. Заключение 8. Список использованных источников 9. Приложения
Перечень графического материала	1. Скважинное оборудование для газлифтной эксплуатации скважин 2. Установка штангового винтового насоса 3. Установка электроприводного центробежного насоса 4. Внешний вид стенда 5. Схема испытаний ступеней ЭЦН на износ 6. Рабочее колесо ЭЦН5-80 (производство АО «ИжНефтеПласт») после ресурсных испытаний 7. Комплексная характеристика ЭЦН5-30 (производство ОАО «ИжНефтеПласт») до и после ресурсных испытаний. 8. Обзорно-географическая карта Ерунаковского геолого-экономического района 9. Изменение природной метаносности с гипсометрической глубиной в западной части Нарыкско-Осташкинского месторождения 10. Зависимость проницаемости угольных пластов от глубины их залегания 11. Динамический уровень и дебит воды на скважинах 12. Дебит газа на скважинах 13. Потребляемая мощность и полезная мощность на скважинах 14. Удельная потребляемая мощность на подъем 1 м³ воды на скважинах 15. Удельная потребляемая мощность на подъем 1 м³ газа на скважинах 16. Показатели средней удельной потребляемой мощности на подъем 1 м³ воды и газа
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Черемискина М.С.
Консультант-лингвист	Гутарева Н.Ю.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибульников М.Р.	к.г.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Стрельбин Никита Васильевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Стрельбин Никите Васильевичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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 и инновационного потенциала НТИ	Проведены расчеты на затраты эксплуатации скважин.
2. Разработка устава научно-технического проекта	Методическая рекомендация по оценке эффективности инвестиционных проектов
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Выявлено, что эксплуатация скважин с помощью УЭЦН экономически более выгодное.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСНГ	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Стрельбин Никита Васильевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Стрельбину Никите Васильевичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования являются скважины УМ – 5.5-5.8 Нарыкско-Осташкинского метанугольного месторождения. Исследования могут применяться при обслуживании скважин на данном месторождении.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства 1.2 Особенности организации работы	Описать нормативно-правовые документы, в соответствии с которыми необходимо проводить контроль обеспечения безопасности сотрудников. Рассмотреть компенсации, предусмотренные российским законодательством работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.
2. Производственная безопасность 2.1 Анализ вредных производственных факторов 2.2 Анализ опасных производственных факторов	Выявить опасные и вредные производственные факторы рабочего места, характеризующие процесс взаимодействия трудящихся с окружающей производственной средой со стороны их вредных и опасных проявлений.
3. Экологическая безопасность 3.1 Защита атмосферы 3.2 Защита гидросферы 3.3 Защита литосферы	Проанализировать воздействие объекта исследования на атмосферу, гидросферу и литосферу и предложить решения по повышению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 4.1 Оценка степени загрязнения земель при аварийном разливе нефти 4.2 Очистка и рекультивация земель после аварийного разлива нефти	Определить возможные ЧС и возможные причины их возникновения. Привести алгоритм действия при ЧС. Предложить меры по обеспечению безопасности сотрудников и минимизации вероятности возникновения ЧС.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.02.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД, ШБИП	Черемискина М. С.			08.02.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Стрельбин Никита Васильевич		08.02.2019

РЕФЕРАТ

В первой главе исследован зарубежный опыт добычи метана из угольных пластов и проанализирована ресурсная база метана в РФ. Описана технология эксплуатации скважин по добыче метана из угольных пластов.

Во второй главе описаны методика стендовых испытания, стенды для исследования комплексных характеристик ступеней ЭЦН для работы в скважинах по добыче метана из угольных пластов. Проанализированы результаты данных испытаний.

В третьей главе рассмотрено проектирование разработки месторождения, описаны критерии выделения эксплуатационных объектов и перспективных угольных пластов, а также представлены факторы, определяющие метаноемкость угольных пластов. Проанализированы промысловые испытания насосных установок для работы в скважинах по добыче метана из угольных пластов.

В четвертой главе рассмотрены: финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, проведены расчеты на затраты эксплуатации скважин и насосов, и выявлено, что эксплуатация скважин с помощью УЭЦН экономически более выгодно.

В пятой главе рассмотрены вопросы охраны труда, недр и окружающей среды, были выявлены опасные и вредные производственные факторы, описаны средства применяемой индивидуальной и коллективной защиты, действия при возникновении чрезвычайных ситуаций.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей работе применены следующие сокращения:

ЭЦН – электроцентробежный насос;

ШВН – штанговый винтовой насос;

ШГН – штанговый глубинный насос;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

ННО – наработка на отказ;

ПЧ – преобразователь частоты;

ЗГВ – зона газового выветривания;

ОПР – опытно-промышленная разработка;

МРП – межремонтный период;

ГРП – гидравлический разрыв пластов;

КВЧ – количество взвешенных частиц;

ПЭД – погружной электродвигатель;

ГИС - геофизические исследования в скважине;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

СПО – спускоподъемные операции;

ТКРС – текущий капитальный ремонт скважины;

АГНКС – автомобильная газонаполнительная компрессорная станция.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 Анализ опыта добычи метана из угольных пластов. Задачи исследования. 14	
1.1 Зарубежный опыт добычи метана из угольных пластов	14
1.2 Ресурсная база метана России	16
1.3 Технология эксплуатации скважин по добыче метана из угольных пластов	18
1.4 Применяемые технологии откачки пластовой жидкости.....	20
1.5 Задачи исследования и пути решения	25
2 Апробация методики проведения стендовых испытаний.....	27
2.1 Описания стендов	27
2.1.1 Стенд для исследования комплексных характеристик.....	27
2.1.2 Стенд для исследования износа ступеней ЭЦН.....	30
2.2 Результаты стендовых испытаний.....	31
2.3 Анализ результатов полученных данных.....	35
3 Промысловые испытания насосных установок для работы в скважинах по добыче метана из угольных пластов	37
3.1 Нарыкско-Осташкинское месторождение – объект промысловых испытаний.....	37
3.1.1 Газовая зональность и метаноносность угольных пластов	39
3.1.2 Проектирование разработки месторождения.....	41
3.1.3 Эксплуатационные объекты (продуктивные угольные пласты) Нарыкско-Осташкинского месторождения	44
3.2 Результаты промысловых испытаний	47
3.3 Анализ полученных результатов	48
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	55
ВВЕДЕНИЕ	55
4.1 Экономический расчет ШГНУ	55
4.1.1 Условно-постоянные затраты	55

4.1.2 Условно-переменные затраты	57
4.2 Экономические расчеты УШВН.....	58
4.2.1 Условно-постоянные затраты	58
4.2.2 Условно-переменные затраты	60
4.3 Экономические расчеты УЭЦН	61
4.3.1 Условно-постоянные затраты	61
4.3.2 Условно-переменные затраты	63
5 Социальная ответственность	67
ВВЕДЕНИЕ	67
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	67
5.2 Производственная безопасность.....	68
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов.....	69
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов.....	73
5.3 Экологическая безопасность.....	78
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	85

ВВЕДЕНИЕ

В промышленной отрасли уже долгое время обсуждается вопрос о целесообразности и необходимости добычи метана из угольных пластов. В настоящее время им очень активно занимаются такие страны как США, Австралия, Канада.

Одна из главных задач, которая при этом затрагивается, это проблема дегазации угольных пластов перед их отработкой подземным способом. В связи с высоким содержанием метана в угольных пластах и его выбросами в горные выработки, происходит очень много аварий, пожаров и взрывов на шахтах.

Одним из самых подготовленных и перспективных регионов в России для добычи метана из угольных пластов является Кузнецкий угольный бассейн (Кузбасс).

Освоение и эксплуатация метаноугольных скважин сопровождаются принудительным откачиванием пластовой жидкости, т.к. главным препятствием выхода газа из пластов при добыче метана из угольных пластов является пластовая вода. В момент вскрытия продуктивного пласта дебит природного газа имеет максимальное значение, а при падении пластового давления и истощении месторождения – уменьшается. Это является основным отличием метаноугольного промысла от обычного.

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.

Рассмотрим подробнее особенности эксплуатации метаноугольных скважин и применяемое насосное оборудование на метаноугольных скважинах Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения.

Цель работы:

Целью исследования является определение повышения эффективности извлечения метана из угольных пластов и анализ применения стандартных скважинных насосных установок для откачки пластовой жидкости из скважин по добыче метана из угольных пластов.

Задачи исследования:

1. Исследовать зарубежный опыт добычи метана из угольных пластов и изучить ресурсную базу метана угольных месторождений в РФ.
2. Проанализировать результаты стендовых и промысловых испытаний основных элементов скважинных насосных установок для определения их рабочих показателей и рациональных областей применения в скважинах.
3. Разработать рекомендации по подбору насосных установок для работы в скважинах на данном месторождении.

1 Анализ опыта добычи метана из угольных пластов. Задачи исследования

1.1 Зарубежный опыт добычи метана из угольных пластов

Основным компонентом природных газов угольных пластов, не затронутых процессами газового выветривания, является метан. Его концентрация в смеси природных газов угольных пластов в пределах зоны метановых газов составляет 80-98%. В пластах жирных углей в виде примесей неравномерно распределены до 15% гомологи метана (тяжелые углеводородные газы). В небольших концентрациях (до 5%) иногда встречается водород.

По мировому опыту добычи метана из угольных пластов очевидное лидерство занимает США.

История данного промысла зародилась в начале 1980-х годов. Поводом для этого стали спонтанные выделения метана в бассейне Сан Хуан из угольных пластов формации Фрутлэнд при бурении скважин на традиционные залежи скважин в нижележащей формации. На тот момент мало кто верил в успех и перспективность добычи метана из угольных пластов. За последние 25 лет добыча метана в США превратилась из никому неизвестного дорогостоящего процесса в конкурентоспособный масштабный способ добычи УВ сырья.

В настоящее время более 100 компаний-операторов осуществляют добычу метана из угольных пластов в США, причем первая десятка добывает менее 50 % всего метана угольных пластов. Основные сервисные компании обеспечивают проведение мероприятий по завершению скважин и интенсификации газоотдачи, ряд компаний имеет собственные технологические решения.

Начиная с определенного момента, затраты на обнаружение новых запасов метана в угольных пластах стали сопоставимы или даже ниже, чем таковые для традиционных ресурсов природного газа. По данным 2006 года

добыча метана из угольных пластов в США составила примерно 51 млрд. м³/год.

Интересное положение сложилось в Канаде, где коммерческая добыча метана из угольных пластов началась в 2002 году. Несмотря на то, что эти работы пока еще не получили таких объемов, как в США, однако американские компании проявляют большую заинтересованность в работе на территории Канады. Пробуренные за 4 года 3000 скважин с пиковыми дебитами, не превышающими 3500 м³/сут, обеспечивают добычу 4,2 млрд. м³ газа в год.

В Австралии, в бассейне Боуэн, на сегодняшний день, наряду с США и Канадой, также начата промышленная добыча метана из угольных пластов, и, хотя количество его относительно невелико, чтобы серьезно влиять на энергетический баланс страны, годовая добыча поддерживается на уровне 1,7 млрд.м³/год.

В последние годы правительство Китая прикладывает огромные усилия для того, чтобы начать промышленную добычу метана из угольных пластов. Это связано в первую очередь с быстрорастущими потребностями страны в энергетических ресурсах, а также с вопросами экологии. Немаловажным фактором, стимулирующим добычу метана, является снижение взрывоопасности при последующей добыче угля - сегодня Китай находится на первом месте по количеству людей, гибнущих от взрывов газа в шахтах.

В России, начиная с 1992 г., проводятся работы по подготовке метаноугольных месторождений к промышленному освоению. В 1998 г. ОАО «Газпром» приступило к реализации проекта по оценке возможности промышленной добычи метана из угольных пластов в Кузбассе. На Таллинском метаноугольном месторождении был создан опытный полигон, на котором в 2003-2004 годах пробурены и оснащены штанговыми винтовыми насосными установками 4 экспериментальные скважины, в которых получены первые притоки метана.

Кроме вышеназванных стран, работа по освоению метана угольных пластов с помощью УЭЦН, УШВН и СШНУ начата в Бельгии, Голландии, Чехии, Франции, Германии, Венгрии, Польше, Испании, Великобритании, Зимбабве, ЮАР, Бангладеш, Индонезии, Малайзии, Японии, Новой Зеландии, Мексике и Чили.

1.2 Ресурсная база метана России

В Донецком, Кузнецком, Печорском и Карагандинском угольных бассейнах по оценкам специалистов генерировано примерно по 1-2 тыс. трлн. м³ углеводородных газов.

Общий объем метана, сохранившегося в угольных бассейнах мира, превышает 1000 трлн. м³. В геологических границах угольных бассейнов России суммарные ресурсы метана в угленосных отложениях (включая метан водорастворенный и рассеянный в толще пород) оцениваются в 200-300 трлн. м³, в том числе в Кузбассе около 70-100 трлн. м³, в Печорском бассейне 15-20 трлн. м³.

Оценки прогнозных ресурсов метана угольных пластов в основных угольных бассейнах России до глубины 1800 м выполнены на основе определения их газоносности по результатам опробования на шахтных полях и геологоразведочных участках и по установленным закономерностям изменения газоносности с глубиной и в зависимости от степени метаморфизма углей. По своим масштабам они составляют 84 трлн. м³. В наиболее изученных и освоенных угольных бассейнах России - Кузнецком, Печорском, Донецком, Буреинском, Южно-Якутском и Зырянском сосредоточено около 17 трлн. м³ ресурсов метана угольных пластов. Это составляет около 15% от мировых ресурсов метана в угольных пластах и около 8% от прогнозных ресурсов традиционного природного газа в России. На верхнем этаже рассматриваемых угольных бассейнов (до глубины 1200 м) ресурсы метана составляют 9869 млрд. м³ (60,6%), а на нижнем (от 1200 до 1800 м) - 6434 млрд. м³ (39,4%).

Газоносность угольных пластов в пределах площадей перспективных для их освоения газовым промыслом должна быть не менее 8-10 м³/т угля.

Этот критерий перспективности самостоятельной промысловой добычи метана из угольных пластов совпадает с критериями перспективности попутного извлечения метана при добыче угля.

Среди угольных бассейнов России особое место принадлежит Кузбассу, который по праву можно считать крупнейшим метаноугольным бассейном мира, обладающим большими реальными возможностями для промышленной добычи метана. Ресурсы метана в угольных пластах, оцененные до глубины 1800 м, составляют около 13 трлн. м³.

Такая сырьевая база позволяет организовать в Кузбассе крупномасштабную промышленную добычу метана (вне шахтных полей) как самостоятельного полезного ископаемого.

По масштабности ресурсов следует выделить следующие месторождения, площади и участки, перспективные для освоения газовым промыслом: Соколовское (482 млрд. м³), Нарыкско-Осташкинское (917), Кукшинское (282) и Кушеяковское (79) месторождения; Талдинская (95), Томская (141) и Распадская (357) площади; Караканский Южный (301), и Мысковский (145) участки.

Оценка высокой перспективности промышленной добычи метана из угольных пластов в Кузбассе основана на сравнении его геологопромысловых характеристик с бассейном Сан-Хуан, обеспечивающего более 60% от общего объема добычи метана угольных пластов в США, а также наличии инфраструктуры и потребителей газа, находящихся на расстоянии всего 15 - 150 км от первоочередных площадей.

По ресурсам метана угольных пластов Кузбасс значительно превосходит Сан-Хуан -13 трлн. м³ против 2 трлн. м³. Только в наиболее геологически изученной южной части Кузбасса сосредоточено около 3 трлн. м³ ресурсов. Плотность ресурсов на отдельных площадях достигает 3,5 млрд. м³/км². По этому показателю Кузбасс не только в 2-3 раза превышает Сан-Хуан, но и сравнивается с уникальными месторождениями природного газа в СРТО (Северные районы Тюменской области). Гигантские ресурсы и высокая

концентрация метана угольных пластов обусловлены высокой угленосностью и метаноносностью угольных пластов Кузбасса — суммарная мощность угольных пластов достигает 100-120 м, толщина отдельных пластов достигает 10-18 м (против 30 м и 8-10 м, соответственно в СанХуане).

Начиная с 1998 г. ОАО «Газпром» в рамках соглашений с Администрацией Кемеровской области ведет научно-исследовательские и проектные работы по подготовке геолого-промысловой и технологической основы для освоения метана угольных пластов в Кузбассе. В результате работ в пределах лицензионной площади произведен выбор 4 первоочередных структур для проведения экспериментальных работ по опытно-промышленной отработке технологий добычи метана угольных пластов и их адаптации к горно-геологическим условиям Кузбасса. Суммарные ресурсы метана на этих площадях оцениваются в 1,5 трлн. м³ и характеризуются высокой концентрацией - до 3 млрд. м³/км².

В перспективе до 2020 года потенциал ресурсов метана в Кузбассе и прогнозные показатели экономической эффективности его добычи и транспортировки позволят обеспечить удовлетворения потребностей в газе соседних регионов на юге Западной Сибири в объеме до 20 млрд. м³/год. Дальнейший рост добычи в период с 2020 до 2030 г.г. может быть экономически обоснован экспортными поставками в страны азиатско-тихоокеанского региона.

1.3 Технология эксплуатации скважин по добыче метана из угольных пластов

Одно из главных отличий добычи газа из традиционных пористых и трещинных коллекторов и добычи метана из угольных пластов состоит в том, что для вызова притока метана необходимо создать депрессию на пласт путем откачки значительного объема пластовой воды. В дальнейшем, при освоении и эксплуатации скважин для добычи метана, как правило, происходит совместное поступление на поверхность низконапорного влажного газа (по

затрубному пространству скважины) и пластовой воды (по трубному каналу лифтовой колонны).

Кроме того, скважина для добычи метана, по сравнению с обычной газовой, обладает следующими отличительными особенностями:

- процесс ее освоения весьма продолжителен (от нескольких недель до полутора лет);

- в процессе освоения и эксплуатации скважины для добычи метана, необходимо поддерживать уровень жидкости (пластовой воды) в стволе ниже наиболее глубоко залегающего вскрытого угольного пласта;

- откачка пластовой воды из ствола скважины осуществляется с помощью скважинного (погружного) насоса, спускаемого на лифтовой колонне;

- в начальный период откачки пластовой воды целесообразно размещать погружной насос в эксплуатационной колонне над верхним вскрытым угольным пластом, чтобы тем самым предотвратить возможные осложнения, связанные с попаданием в насос пластовой воды с повышенным содержанием механических примесей (частиц угля, цементного камня, горной породы, проппанта и др.);

- с целью получения максимального притока газа погружной насос рекомендуется установить ниже наиболее глубоко залегающего вскрытого угольного пласта;

- в процессе откачки пластовой воды из ствола скважины ее приток со временем уменьшается, а приток газа - увеличивается; - низконапорный природный газ (устьевое давление которого, как правило, не превышает 0,15-0,30 МПа) поступает на поверхность по затрубному пространству скважины;

- в случае остановки откачки воды ствол скважины постепенно заполняется пластовой водой, т.е. происходит «самоглушение» скважины.

Соотношение добываемой жидкости к добываемому газу приблизительно равняется от 10 до 300 м³ /сут. жидкости к от 1000 до 10000 м³/сут. газа.

1.4 Применяемые технологии откачки пластовой жидкости

Поскольку продуктивные метановые пласты угольных месторождений обычно имеют недостаточно высокие пластовые давления, скважины, вскрывающие эти горизонты, нельзя или не эффективно будет эксплуатировать в фонтанном режиме. Для дегазации угольных месторождений необходимо будет использовать механизированные способы откачки пластовой воды, что позволит обеспечить выход метана из пластов на поверхность Земли.

В этом случае эксплуатация метановых скважин угольных месторождений будет аналогична эксплуатации нефтяных скважин, с той разницей, что попутным в данном случае будет не газ, а пластовая жидкость.

В настоящее время в нефтяной промышленности используется два основных вида механизированной эксплуатации скважин (подъем пластового флюида на поверхность земли): газлифт и насосная эксплуатация.

Принцип действия газлифта заключается в уменьшении плотности пластовой жидкости с помощью газирования ее плотности в подъемных трубах и при непрерывной подаче газа давление столба газированной жидкости становится меньше забойного давления, в связи с чем пластовый флюид поднимается до устья скважины и изливается наружу.

При использовании газлифта применяется большой комплекс скважинного (рисунок 1.1) и наземного оборудования, которое состоит из источника газа, оборудования для подготовки газа, компрессорных установок, газораспределительных батарей, газопроводов высокого и низкого давления, систем автоматики и оборудования устья скважины. Главными достоинствами газлифта считаются большой межремонтный период, возможность широкого регулирования добычных возможностей, возможность отбора пластовой жидкости с большим содержанием механических примесей. Основными недостатками газлифтного способа добычи пластовой жидкости являются большие капитальные и эксплуатационные затраты, низкий КПД процесса

(общий КПД до 10-15%), невозможность отбора пластовой жидкости при низких динамических уровнях.

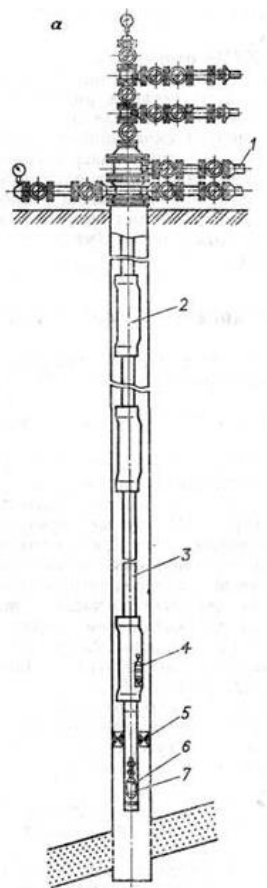


Рисунок 1.1 - Скважинное оборудование для газлифтной эксплуатации скважин
1 – фонтанная арматура; 2 – скважинная камера (для пускового клапана); 3 – НКТ;
4 – газлифтный клапан; 5 – пакер; 6 – приемный клапан

Наиболее часто современные газлифтные установки оснащаются пакером, но при невозможности перекрытия ствола скважины (например - при необходимости проведения исследовательских работ на забое) пакер не используется. В этом случае КПД газлифтной установки уменьшается из-за естественной сепарации газа перед приемным клапаном лифта.

Среди насосных способов добычи пластовой жидкости в мире наиболее распространен штанговый. В нашей стране установками скважинных штанговых насосов (УСШН) оборудовано около 50% всех нефтяных скважин. При небольших глубинах скважин штанговые насосы могут извлекать из недр до 200-300 м³/сутки пластовой жидкости. Эти установки имеют достаточно высокий КПД, могут менять добычные

возможности, однако изменение подачи связано с достаточно сложными работами по переналадке наземного и скважинного оборудования. Кроме того, штанговые насосные установки имеют большую массу наземного оборудования и требуют для своей работы установки мощного фундамента. Поэтому в нашей стране УСШН рекомендованы для откачки пластового флюида из скважин только при небольших (до 50-75 м³/сутки) и стабильных во времени дебитах.

Достаточно близкими к УСШН по конструктивному исполнению являются длинноходовые штанговые насосные установки - ДШНУ. Скважинное оборудование этих установок практически не отличается от УСШН, однако применение бескривошипных наземных приводов позволяет существенно увеличить добычные возможности оборудования и упростить их регулирование при сохранении высокого КПД. ДШНУ могут добывать от 10 до 1000 м³/сутки жидкости с глубин до 1000 м (при максимальном дебите). Кроме того, использование мачтового привода с достаточной длиной хода позволяет обходиться без дополнительного оборудования при проведении подземных ремонтов скважин, что позволяет существенно экономить средства операторов по добыче метана из угольных пластов. Достаточно сказать, что стоимость одного текущего подземного ремонта скважин, связанная, в первую очередь с арендой агрегата для проведения работ на скважине, составляет (в зависимости от глубины скважины) от 200 до 400 тысяч рублей.

Установки штангового винтового насоса (УШВН) нашли широкое применение в мировой нефтяной промышленности для откачки различных объемов пластовой жидкости с разными физическими свойствами. В частности, УШВН хорошо себя зарекомендовали при работе в наклонно-направленных скважинах, при значительных изменениях дебитов скважин (от 5 до 1000 м³/сутки), при откачке пластового флюида с большим содержанием свободного газа и механических примесей (рисунок 1.2). При этом винтовые штанговые установки имеют высокий КПД, т.е. являются энергосберегающим оборудованием. Главные «враги» УШВН - высокие пластовые температуры,

наличие в откачиваемой жидкости ароматических углеводородов и сероводорода - при работе в метановых скважинах отсутствуют, что позволяет широко использовать этот вид оборудования для дегазации угольных пластов. Удачным это оборудование является и с точки зрения возможности регулирования подачи - для изменения подачи необходимо провести несколько несложных операций. Еще одним положительным фактором является достаточно малая масса наземного оборудования и возможность размещения этого оборудования непосредственно на устье скважины.



Рисунок 1.2 - Установка штангового винтового насоса

- 1 – зажим устьевого сальникового штока; 2 – защитное ограждение ремня; 3 – привод с пустотелым валом; 4 – встроенный тормоз обратного вращения; 5 – мотор (5-75 л.с.); 6 – разъемный узел установки и уплотнение в устье скважины; 7 – переходники к устью скважины и лифтовой колонне; 8 – стандартный или прямой привод насосных штанг; 9 – ротор из нержавеющей стали или хромированных сплавов; 10 – эластомер статора из различных материалов для совместимости с жидкостями и абразиво устойчивости; 11 – штифт; 12 – анкер

Широко применяются в мировой нефтяной промышленности, а в России занимают первое место по объемам добычи нефти (до 75% всего объема добычи) установки электроприводных центробежных насосов (УЭЦН).

На рисунке 1.3 представлена схема УЭЦН. К несомненным достоинствам установок центробежного насоса относятся гибкость характеристики, малая масса наземного оборудования, которое может долгое время работать без обслуживания, возможность автоматизации работы, дистанционное диагностирование и перевод на иной режим работы, простота регулирования основных добычных возможностей. При этом установки ЭЦН обладают высоким КПД при средних и высоких дебитах жидкости (от 40-50 м³/сутки и выше). Могут эти установки работать в наклонно-направленных и искривленных скважинах, при наличии достаточно большого количества механических примесей и свободного газа в откачиваемой жидкости. Информация о возможностях и преимуществах этого способа откачки воды из метановых скважин была опубликована в [13]. В дополнении к этой информации необходимо сказать о невозможности использования при откачке воды такого оборудования, как диспергатор. Многочисленные опыты многих авторов показывает, что работа ЭЦН на водогазовой смеси (даже хорошо диспергированной) без применения ПАВ практически невозможна из-за срыва подачи [22].

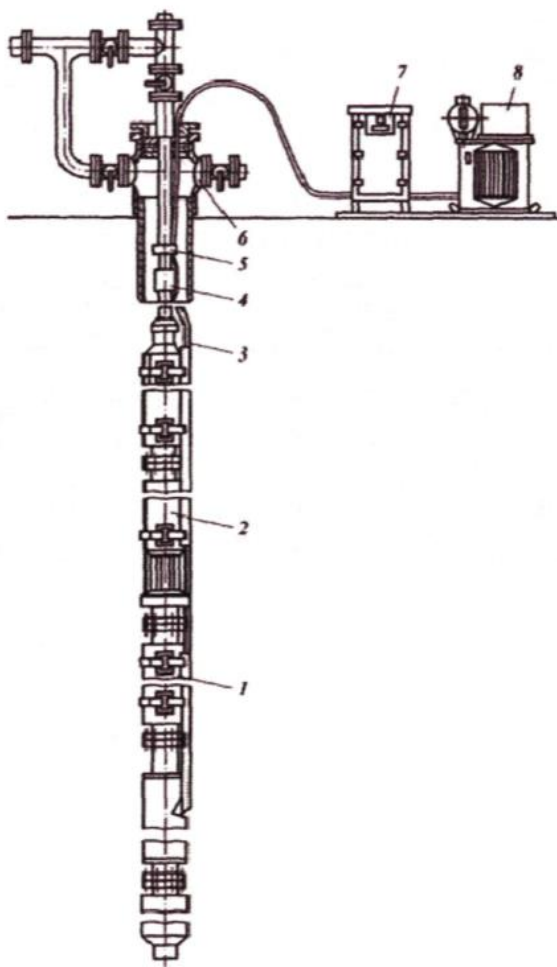


Рисунок 1.3 – Установка электроприводного центробежного насоса

1 - погружной электродвигатель; 2 - центробежный насос с газосепаратором; 3 - кабельная линия; 4 - колонна НКТ; 5 - хомуты крепления кабельной линии; 6 - оборудование устья скважины; 7 - станция управления; 8 - повышающий трансформатор

А применение ПАВ значительно увеличивает эксплуатационные расходы, что, особенно на первом этапе промышленной добычи метана из угольных пластов, снижает привлекательность этого процесса для инвесторов.

1.5 Задачи исследования и пути решения

Главной задачей исследования является обоснование применения УЭЦН и выбор рациональных областей работы этого вида оборудования для откачки пластовой жидкости из скважин по добыче метана из угольных пластов.

Дело в том, что установки ЭЦН изначально были предназначены для откачки пластового флюида, в котором нефти должно было быть не менее 1%, свободного газа - не более 25 объемных %. Содержание нефти обусловлено

необходимостью обеспечить, с одной стороны, смазку трущихся узлов центробежного насоса, а с другой стороны - обеспечить получение стойких газо-жидкостных смесей с минимальными возможностями коагуляции мелких пузырьков газа в крупные.

Для решения этой задачи необходимо уточнить методику подбора УЭЦН при работе в скважинах по добыче метана из угольных пластов, проанализировать стендовые испытания и определить с их помощью возможность применения стандартных ступеней ЭЦН при откачки пластовой воды с механическими примесями и угольной пылью, выяснить энергетическую и экономическую эффективность применения этого вида оборудования на данном месторождении.

2 Апробация методики проведения стендовых испытаний

В связи с большими отличиями в условиях эксплуатации насосов в нефтяных и углеметановых скважинах (наличие угольной пыли, малая растворимость газа в пластовой жидкости, отсутствие смазывающей способности перекачиваемой жидкости, значительные перепады давления на приеме насоса и т.д.) применение насосов в углеметановых скважинах должно предваряться стендовыми испытаниями.

Стендовые испытания проводились с целью выяснения возможности и эффективности работы стандартных насосов на модельной жидкости, имитирующей пластовую воду Нарыкско-Осташкинского месторождения (Кузбасс).

Целью испытаний было установление, выяснение места, характера и интенсивности износа рабочих элементов насосов. С другой стороны, использование ЭЦН для откачки пластовой жидкости из метаноугольных скважин может сопровождаться другими осложнениями, например отложением на рабочих поверхностях угольных частиц, которые, как соли, могут приводить к дисбалансу рабочих колес.

Испытания проводились в два этапа, каждый из которых проходил на специальных стендах, лаборатории нефтепромыслового оборудования: первый - для снятия комплексной характеристики, второй - для исследования процесса износа.

2.1 Описания стендов

2.1.1 Стенд для исследования комплексных характеристик ступеней ЭЦН для работы в скважинах по добыче метана из угольных пластов

Стенд представляет собой единый блок, работающий автономно по замкнутой гидравлической схеме.

На опорной плите рамы расположены электродвигатель («мотор-весы») и стойка входного устройства для ввода воды, вал которой одним концом связан с электродвигателем стальной муфтой, а другим через

эластичную муфту с валом испытываемого насоса. Для герметизации предусмотрены две манжеты, установленные друг против друга.

К стойке входного устройства крепится переходной фланец, к которому примыкает первый направляющий аппарат сборки. В сборке испытываемого насоса используются 6 направляющих аппаратов и 5 рабочих колес, чередующихся, между собой. Последний направляющий аппарат по ходу жидкости устанавливается без рабочего колеса. На первом направляющем аппарате должна быть срезана нижняя крышка (диафрагма), между направляющими аппаратами устанавливаются по торцам прокладки из чертежной бумаги или полиэтилена толщиной не менее 0,2 мм. Отбор входного и выходного давления пакета ступеней должен производиться соответственно из 2-ого и 5-ого направляющих аппаратов, имеющих отверстия диаметром 3 мм. На подвижной плите рамы смонтированы узел крепления ступеней насоса, регулирующий кран К1 и узел измерения расхода РС1.

На раме за испытываемым насосом установлены два бака по 200 литров В1 и В2, которые имеют соответствующую арматуру для перепуска жидкости, мерные стекла В1 и В2 для визуального контроля уровня жидкости в баках, индикаторные манометры М1 и М, на кронштейне рамы укреплен датчик дифференциального давления ДД.

Стенд устанавливается по уровню, для чего на раме предусмотрены регулируемые по высоте опоры.

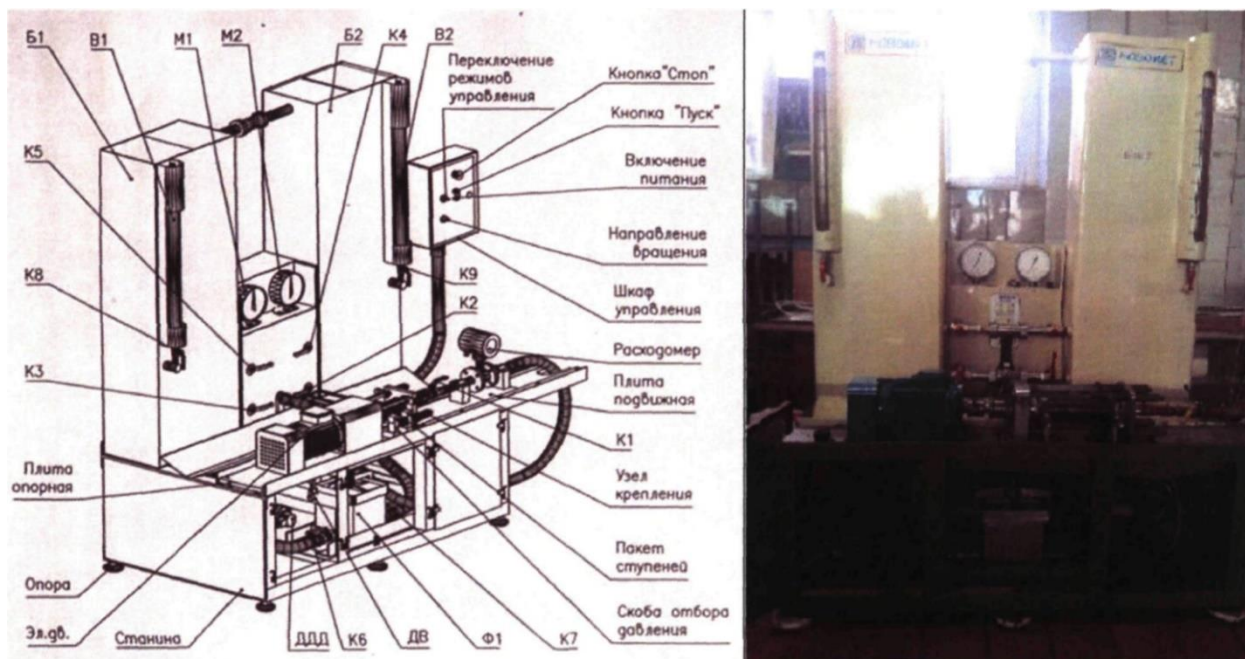


Рисунок 2.1 – Внешний вид стенда.

К1 - кран регулировочный (1"); К2, К3, К6, К7 - кран шаровой (1 1/4"); К4, К5 - кран шаровой (1"); К8, К9 - кран шаровой (1 1/2"); В1, В2 - водомерные стёкла; Б1, Б2 - баки; М1, М2 - манометры образцовые; ДДД - датчик давления дифференциальный МТ-22; РС - расходомер Вzlёт; Ф1 - фильтр; ДВ - датчик веса.

Гидравлическая схема стенда представляет собой замкнутую систему, состоящую из:

- испытываемого многоступенчатого насоса (до 10 ступеней);
- двух баков по 200 литров для размещения модельной жидкости;
- фильтра, установленного между баками;
- регулирующей и перепускной арматуры;
- системы измерения давления и расхода.

Гидравлическая схема может работать в двух режимах:

1) Обкатка и снятие гидродинамических характеристик насоса.

Жидкость поступает в насос из бака Б1 и нагнетается им в тот же бак.

Краны К1, К3 и К5 открыты, краны К2, К4, К6 и К7 закрыты.

2) Обкатка и снятие гидродинамических характеристик насоса.

Жидкость поступает в насос из бака Б2 и нагнетается им в тот же бак.

Краны К1, К2 и К4 открыты, краны К3, К5, К6 и К7 закрыты.

Основные технические данные и характеристики стенда:

Максимальный диаметр направляющего аппарата - 90 мм

Количество испытываемых ступеней - 5

Диапазон датчика расхода - 1,3-326 м³/сут.

Максимальное выходное давление - 10 атм. (1,0 МПа)

Погрешность датчиков давления - 0,25 %

Погрешность датчика расхода - 1,0 %

Погрешность устройства измерения момента на валу сборки - 0,5 %

Емкость баков, (2 шт.) - по 200 литров

Рабочая жидкость - вода техническая

Мощность электропривода - 3 кВт

Частота вращения вала электропривода при номинальной нагрузке
2860 об/мин

Напряжение (3-х фазное) - 380 В

Частота тока в сети - 50 Гц

Температура рабочей жидкости - (15 - 40) °С

Направление вращения вала - любое

Габариты: длина - 2100 мм

Ширина - 630 мм

Высота - 2100 мм

Масса стенда без воды - 500 кг

Устройство стенда выгодно отличает его от зарубежных аналогов, прежде всего по оригинальности и простоте конструкции, а также точности измерения рабочих параметров. Модернизированный стенд многократно использовался для проведения испытаний, что позволяет утверждать, что результатам испытаний на нем можно доверять.

2.1.2 Стенд для исследования износа ступеней ЭЦН

Стенд для износа ступени в модельной жидкости представляет собой электропривод, ось вращения выходного вала которого расположена вертикально по отношению к емкости с модельной жидкостью (схема

представлена на рисунке 2.2). Емкость ($V = 10$ л) с модельной жидкостью жестко крепится в основании стенда, в емкости закрепляется с помощью специальных зажимов направляющий аппарат. Внутри направляющего аппарата размещается рабочее колесо, которое вращается с помощью специально разработанного вала. Вал соединяется с валом привода стенда и обеспечивает передачу крутящего момента на рабочие колеса. В стенде размещаются от одной до трех ступеней (направляющий аппарат + рабочее колесо). Нагрузка на рабочие колеса осуществляется с помощью специального нагрузочного устройства, величина осевой нагрузки составляет 4 Н на ступень. Рабочая частота вращения вала привода составляет 1350 об/мин. Модельная жидкость, в соответствии с методикой проведения стендовых ресурсных испытаний, содержит на 1 л воды 5 г механических примесей (4 г - проппанта марки 16/40, 0,5 г - песка марки 100 Mesh и 0,5 г - угольной крошки и пыли размером до 2,5 мм).

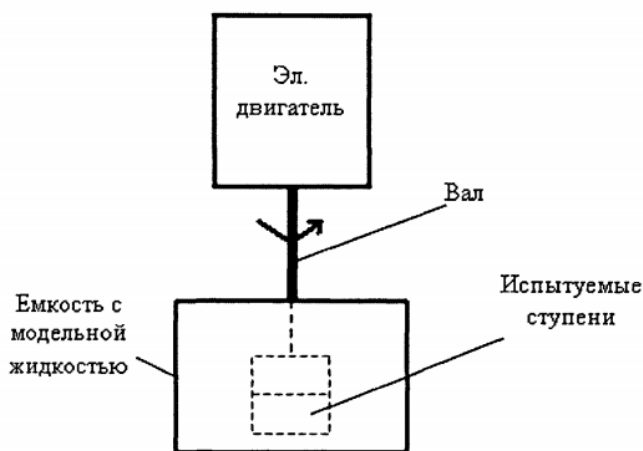


Рисунок 2.2 - Схема испытаний ступеней ЭЦН на износ

2.2 Результаты стендовых испытаний

Так как скважины для добычи метана из угольных пластов могут иметь разные дебиты пластовой воды, то сказать, какие виды ступеней будут использоваться при их эксплуатации, трудно. Поэтому для проведения стендовых испытаний были выбраны ступени ЭЦН5-30 (производство АО «АЛНАС») и ЭЦН5-80 (производство АО «ИжНефтеПласт»), так как оборудование именно этих типоразмеров наиболее часто применяется в

нефтяной промышленности. Также эти ступени могут быть использованы при откачке пластовой воды из углеметановых скважин.

Стендовые исследования, как и было запланировано в методике, проходили в два этапа. На первом этапе снималась характеристика ступени. На втором этапе ступени ЭЦН проходили ресурсные испытания (испытание на изнашивание). После изнашивания снималась характеристика изношенной ступени и сравнивалась с исходной характеристикой до изнашивания.

Всего испытания проводились на 10 ступенях (по 5 ступеней каждого типоразмера). Результаты испытаний по построению комплексной характеристики ступеней ЭЦН5-30 и ЭЦН5-80 представлены в таблицах 2.1 и 2.2.

Таблица 2.1 - Экспериментальные данные насоса ЭЦН5-80 (пересчет на 1 ступень) до износа

№ замера	Частота вращения Об/мин	Давление кгс/см ²	Напор Н, м	Расход Q, м ³ /сут	Масса кг	Мощность N, кВт
1	2982	2,539	4,03	0,00	0,0535	0,00
2	2982	2,535	4,02	10,64	0,0572	8,50
3	2979	2,506	3,99	25,57	0,0628	18,40
4	2979	2,445	3,89	39,61	0,0679	25,73
5	2979	2,390	3,80	49,44	0,0715	29,80
6	2979	2,167	3,45	76,02	0,0836	35,52
7	2976	1,966	3,13	93,34	0,0923	35,94
8	2973	1,769	2,82	107,31	0,1007	34,16
9	2970	1,523	2,44	121,55	0,1102	30,48
10	2970	1,223	1,96	138,04	0,1199	25,55
11	2967	0,987	1,58	150,03	0,1263	21,32
12	2964	0,651	1,05	165,97	0,1339	14,70

Таблица 2.2 - Экспериментальные данные насоса ЭЦН5-30 (пересчет на 1 ступень) до износа

№ замера	Частота вращения Об/мин	Давление кгс/см ²	Напор Н, м	Расход Q, м ³ /сут	Масса кг	Мощность N, кВт
1	2991	1,959	4,64	0,00	0,0153	0,00
2	2988	1,887	4,47	9,25	0,0182	25,83
3	2988	1,826	4,33	13,24	0,0192	33,84
4	2991	1,649	3,90	21,56	0,0217	44,01
5	2991	1,316	3,11	32,49	0,0249	46,08
6	2988	1,208	2,86	35,30	0,0249	46,00
7	2988	1,021	2,42	39,58	0,0249	43,74
8	2988	0,883	2,09	42,45	0,0246	41,03
9	2988	0,785	1,86	44,38	0,024	39,13
10	2988	0,669	1,59	46,50	0,0241	34,74
11	2991	0,575	1,36	47,96	0,0237	31,22
12	2991	0,447	1,06	49,93	0,024	24,96
13	2991	0,086	0,20	54,71	0,0225	5,58

Полученные характеристики стали основой для сравнения рабочих показателей новых ступеней и ступеней после испытания на износ.

После снятия характеристики, ступени ЭЦН5-80 и ЭЦН5-30 проходили ресурсные испытания в модельной жидкости, после ступени вновь были установлены на первый стенд для получения комплексной характеристики.

Таблица 2.3 - Результаты испытаний на износ ступеней ЭЦН5-80

Номер испытания	Дата испытания	Масса колеса/направляющего аппарата (г)	d ₁ (мм)	D ₂ (мм)	b ₂ (мм)	D ₀ (мм)	d ₀ (мм)	Время проведения испытания (час)	Частота вращения (об/мин)	Примечания
Первая ступень до первого испытания		21.45/297.5	29	41	5.9	71.2	17			
1	18.05.2011	22.00/297.5						2	1350	
2	25.05.2011	22.00/297.0	28.9	40.9	5.9	71.1	17	3	1350	
3	31.05.2011	21.7/297.8	28.8	40.9	5.9	71.1	16.8	3	1350	разлом после 6 часов
Вторая ступень до первого испытания		21.4/299.7	29.0	40.9	5.9	71.2	17			
1	1.06.2011	22.6/301.1	29.0	40.8	5.9	71.1	17	6	1350	прилипание к валу, образование трещин
2	08.06.2011							90 мин		
Третья ступень до первого испытания		22.6/303.1	29.0	40.5	6.2	71.4	17			
1	08.06.2011							90 мин	1350	
Четвертая ступень до первого испытания		22.3/299,5	29.0	40.5	6.2	71.4	17			
1	08.06.2011							90 мин	1350	

Таблица 2.4 - Результаты испытаний на износ ступеней ЭЦН5-30

Номер испытания	Дата испытания	Масса колеса/направляющего аппарата (г)	d ₁ (мм)	D ₂ (мм)	b ₂ (мм)	D ₀ (мм)	d ₀ (мм)	Время проведения испытания (час)	Частота вращения (об/мин)
Первая ступень до первого испытания		115.9/263.4	22	31.3	3.5	70.7	17		
1	15.06.2011							4,5	1350
2	22.06.2011	116.6/263.9	22	31.2	3.7	70.7	17	3	1350
Вторая ступень до первого испытания									
1	22.06.2011							2	1350
Третья ступень до первого испытания		125/258.6	22.0	31.2	3.9	70.8	17		
1	23.06.2011							2	1350

В таблицах 2.3 и 2.4 приведены данные по испытаниям на износ. Видно, что масса рабочего колеса и направляющего аппарата незначительно изменялась. В большинстве случаев масса росла на 0,5 грамм. Например, первоначальная масса пластмассового рабочего колеса составляла 21,45 г. после испытаний на износ 22 г. Здесь возможно набухание или налипание. При испытании чугунного рабочего колеса также произошло изменение массы с 115,9 г. до 116,6 г., что доказало налипание угольной пыли, так как разбухание чугунного колеса не возможно. Так же по данным таблицам виден износ диаметральных размеров пластмассового колеса на 0,2 мм (d_1 с 29 до 28,8 и d_0 с 17 мм до 16,8 мм).

2.3 Анализ результатов полученных данных



Рисунок 2.3 - Рабочее колесо ЭЦН5-80 (производство АО «ИжНефтеПласт») после ресурсных испытаний.

На рисунке 2.3 виден износ внутренней поверхности втулки рабочего колеса, видна приработка граней (черные стрелки), видно налипание угольной пыли на втулку (красные стрелки). Геометрический износ втулки составил 0,2 мм на диаметр.

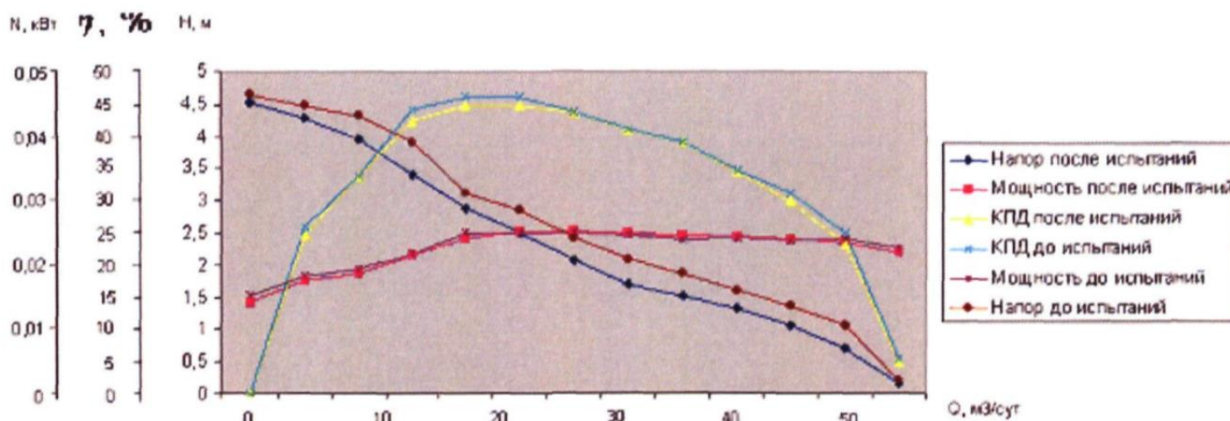


Рисунок 2.4 - Комплексная характеристика ЭЦН5-30 (производство ОАО «ИжНефтеПласт») до и после ресурсных испытаний.

Анализ данных характеристик показал, что снизился напор (синяя кривая на рисунке 2.4) на изношенных колесах, после ресурсных испытаний отчетливо видно износ внутренней поверхности втулки рабочего колеса, налипание угольной пыли на вал и втулку, приработка граней рабочего колеса с угольной пылью, налипание угольной пыли на рабочие поверхности направляющего аппарата, износ втулки направляющего аппарата, приработка рабочих поверхностей направляющего аппарата.

Анализ результатов исследований показал, что для ступеней типа ЭЦН5-30 предельное газосодержание составило 4%.

Результатом стендовых испытаний стало решение о возможности применения стандартных ступеней ЭЦН для откачки пластовой воды из скважин по добыче метана из угольных пластов.

3 Промысловые испытания насосных установок для работы в скважинах по добыче метана из угольных пластов

3.1 Нарыкско-Осташкинское месторождение – объект промысловых испытаний.

Нарыкско-Осташкинская площадь (330 км²) расположена в восточной части Ерунаковского района (рисунок 3.1). В структурном отношении эта площадь приурочена к Кыргай-Осташкинской синклинали и Нарыкской антиклинали. Кыргай-Осташкинская синклиналь - это крупная структура, размеры которой в Ерунаковском районе по длинной оси (ориентированной в субширотном направлении) составляют 19 км, а по короткой - 10 км. Падения пластов в южном крыле 15-20 град., в северном - 30-40 град. Синклиналь выполнена полным разрезом угленосных отложений кольчугинской серии, мощность которых составляет около 2000 м, перекрытыми (в ядре синклинали) триасовыми и юрскими отложениями общей мощностью около 600-650 м. Нарыкская антиклиналь ориентирована параллельно Кыргай-Осташкинской синклинали. Её размеры по длинной оси составляют 18 км, а по короткой около 8 км. Углы падения пластов изменяются от 30-45 град, в южном крыле, до 20-30 град, в северном. Нарыкская антиклиналь сложена угленосными отложениями нижней части кольчугинской серии (ленинской и ускатской свитами), мощность которых в ядре антиклинали составляет 800-1000 м.

Суммарная мощность угольных пластов кольчугинской серии в пределах Нарыкско-Осташкинской площади изменяется от 130-150 м (в ядре КыргайОсташкинской синклинали) до 35-30 м на Нарыкской антиклинали.

Ресурсы метана в угольных пластах Нарыкско-Осташкинской площади оцениваются в 918 млрд. м³ при средней плотности ресурсов метана 2,78 млрд. м³/км².

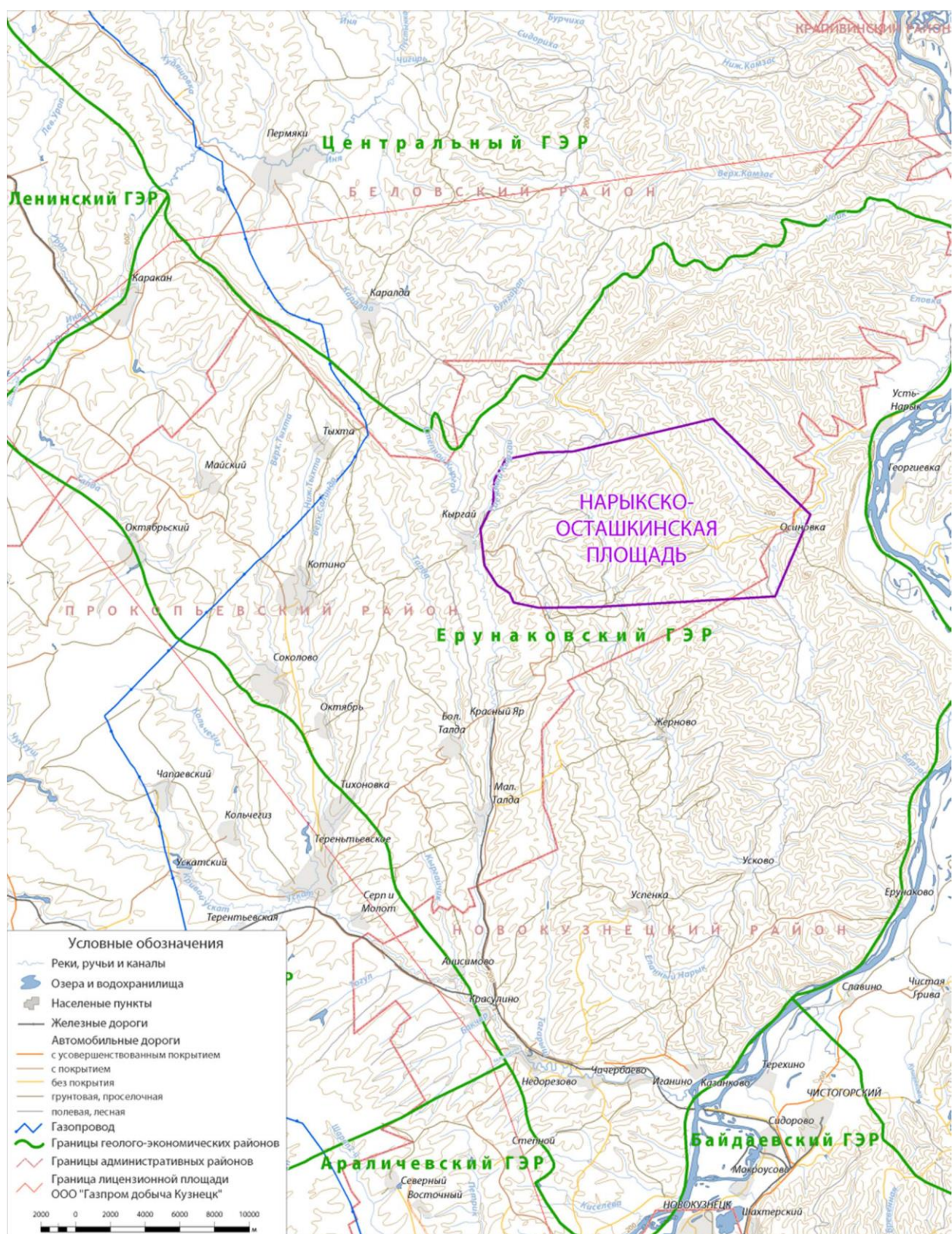


Рисунок 3.1 – Обзорно-географическая карта Ерунаковского геолого-экономического района

3.1.1 Газовая зональность и метаноносность угольных пластов

Предельная потенциальная метаноносность угольных пластов зависит от сорбционных характеристик углей, которые предопределены их метаморфизмом и петрографическим составом. При исследовании сорбционных характеристик углей пластов 73-71 и 78 (скважина 16140) были сняты показания сорбционной метаноемкости для значений давлений от 1 до 10 МПа. При этом были выбраны пробы угля с влажностью от 2,22 % до 3,85 % в интервале температур 20-30 °С (для глубин залегания опробованных пластов 400-700 м) и 30-40 °С (для глубин более 700 м).

По результатам исследования потенциальной метаноемкости было установлено, что при давлении 10 МПа потенциальная метаноемкость этих углей составляет 22-24 м³/т с.б.м. Интенсивность нарастания метаноносности угольных пластов в метановой зоне предопределяется мощностью зоны газового выветривания и метаморфизмом углей. В зависимости от положения границы метановой зоны изменяется и градиент увеличения метаноносности угольных пластов на различных участках Нарыкско-Осташкинской синклинали. Максимальная интенсивность нарастания природной метаноносности угольных пластов характерна для верхней части метановой зоны (приблизительно 150-200 м от границы), где метаноносность угольных пластов изменяется от 3,0-3,5 до 10-12 м³/т с.б.м. Это зона максимального риска при выборе объектов промысловой добычи метана.

При максимальной мощности зоны газового выветривания в северо-восточной части Нарыкско-Осташкинской синклинали, районе скважин №№ 16881 (СН-7) и 16882 (СН-4) отмечается и наиболее интенсивный рост природной метаноносности угольных пластов с глубиной. Здесь значения метаноносности 10 м³/т с.б.м. находятся всего на глубине 100 м от границы метановой зоны на отметках порядка минус 150 м абс. (рисунок 3.2). Примерно такой же темп нарастания метаноносности характерен и для северо-западного крыла синклинали. Значения метаноносности 10 м³/т с.б.м.

находятся здесь также на глубине 100 м от поверхности метановой зоны, но на отметках порядка +50 м. В юго-западной части Нарыкско-Осташкинской синклинали в районе скважин №№ 16876 (СН-8), 16878 (СН-12) темп нарастания метаноносности уменьшается. Метаноносность пластов в 10 м³/т с.б.м. определена на глубинах 130-150 м от поверхности метановой зоны, на отметках около +/-0 м абс. В приосевой части синклинали в районе скважин №№ 16880 (СН-2), 16884 (СН-3) и 16883 (СН-1) темп нарастания метаноносности наименьший.

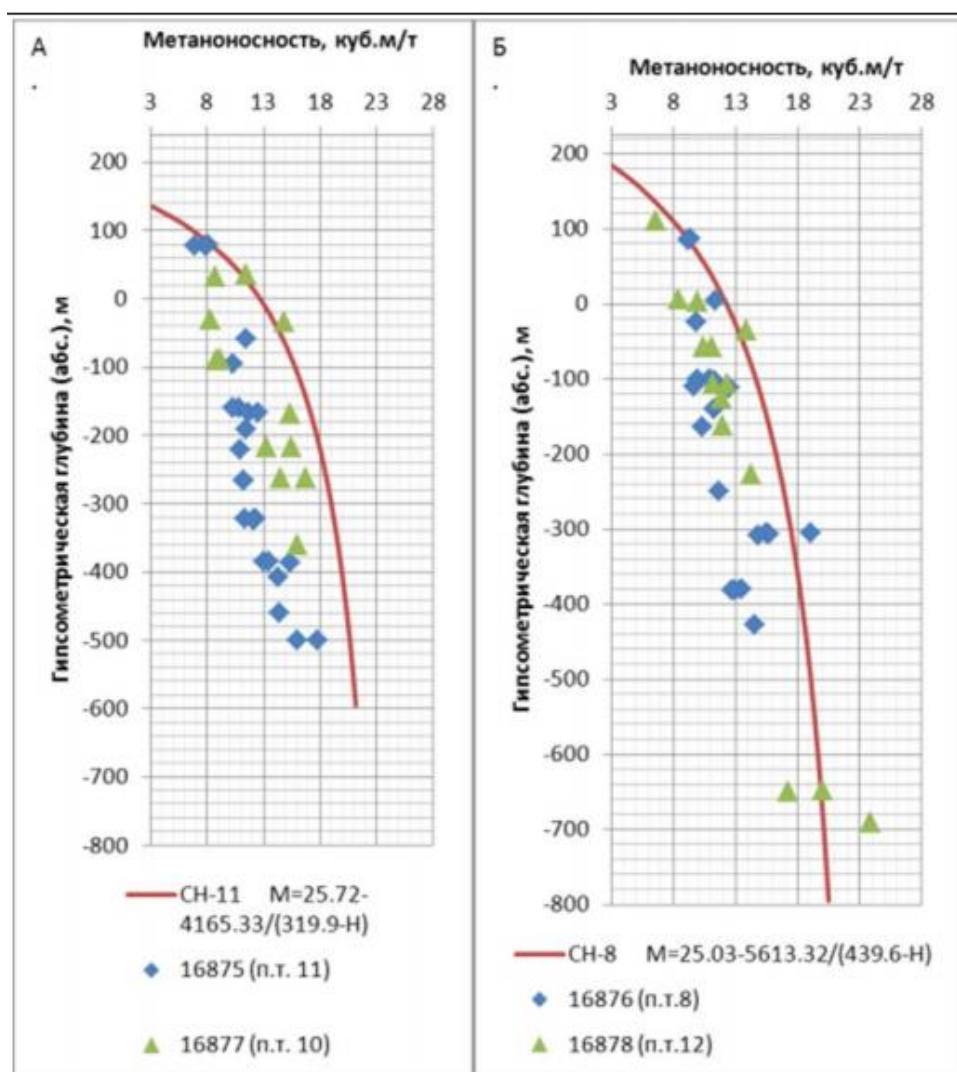


Рисунок 3.2 – Изменение природной метаноносности с гипсометрической глубиной в западной части Нарыкско-Осташкинского месторождения (А - северное крыло, Б - южное крыло синклинали)

Метаноносность пластов в $10 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ определена здесь на глубинах 180-200 м от поверхности метановой зоны, на отметках минус 120, минус 150 м абс. Метаноносность углей $18-20 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ прогнозируется по результатам опробования на горизонте минус 400 м абс. Максимальная метаноносность угольных пластов $22-25 \text{ м}^3/\text{т с.б.м}$ прогнозируется на горизонте минус 900 м абс. по результатам газового опробования и исследования сорбционных характеристик угольных пластов.

3.1.2 Проектирование разработки месторождения

При выделении эксплуатационных объектов для добычи метана и оценке их перспективности в качестве основных критериев принимаются метаноносность угольных пластов (свыше $10 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$), масштабы и концентрация извлекаемых запасов метана в угольных пластах ($50-60 \text{ млн м}^3$ на 1 скважину), толщины пластов (более 1 м), глубины их залегания (900-1000 м), зольность, степень метаморфизма, сорбционные характеристики углей и проницаемость угольных пластов. Большое значение имеют также зольность, степень метаморфизма и сорбционные характеристики углей.

В углях преобладают сорбированные газы, составляющие около 90 % - 95 % от общего объема содержащихся в них газов на глубинах до 1,5- 2,0 км. Особенности форм нахождения и распределения газов в угленосных толщах определяют принципиальные различия в технологии разработки традиционных газовых месторождений и в технологии промышленной добычи газа из угольных пластов, не разгруженных от горного давления.

Газоемкость углей контролируется законами сорбции. Сорбируемость газов возрастает в ряду гелий, водород, азот, аргон, метан, углекислый газ и гомологи метана (Т.У.). Отношения индивидуальной сорбируемости газов к величине сорбции метана являются величинами переменными, они зависят от газового давления, степени метаморфизма углей и свойств газов. Практически не сорбируется только гелий. Основными факторами, определяющими метаноемкость органического вещества, входящего в состав угольных пластов, являются следующие: давление газа (при увеличении

давления повышаются сорбция и компрессия свободной фазы); температура, при возрастании которой сорбция снижается; влажность также понижает сорбцию; степень метаморфизма (повышает сорбционную способность углей); петрографические особенности угля (наличие фюзинита повышает сорбционную способность углей). Сорбционная метаноемкость углей в широком диапазоне температур и давлений увеличивается с повышением степени их регионального метаморфизма и достигает максимума у антрацитов. На средних стадиях метаморфизма каменных углей сорбционная метаноемкость угольного вещества возрастает с увеличением в нем фюзинита.

Природная метаноносность угольных пластов, т.е. конкретный объем метана в единице объема или веса угля зависит от метаморфизма углей, их петрографического состава, пластовой температуры и давления флюидов.

Метаноносность углей Нарыкско-Осташкинского месторождения в зоне метановых газов (ниже зоны газового выветривания) нарастает с глубиной от 3-5 м³/т с.б.м до 15-18 м³/т с.б.м (для углей марок Г-ГЖ) и достигает 20-22 м³/т с.б.м для углей марок Ж-ЖК, поэтому с позиций оценки метаноносности угольных пластов наиболее перспективные объекты будут находиться на максимальных глубинах погружения угольных пластов. Это было бы справедливо, если бы дебиты и добычные возможности скважин зависели только от давления флюидов и метаноносности пластов. Важную роль в процессе добычи метана играют фильтрационные характеристики пластов.

Фильтрационные характеристики угольных пластов определяются их трещиноватостью и степенью открытости трещин. Открытость систем трещин зависит от геодинамического состояния массива, от интенсивности и ориентации поля напряжений относительно ориентации систем трещин.

Система кливажа в угольных пластах - это система эндогенных природных трещин, аналогичная пустотам в породах, трещинам отдельности, нарушениям, разрывам, существующим в газонефтяных коллекторах с природной трещиноватостью. Плоскости кливажа в угольных пластах в

основном достаточно единообразно ориентированы. Помимо кливажа в угольных пластах существуют и другие природные трещины - экзогенные, которые не имеют единой ориентации. Главный кливаж - это основные непрерывные каналы; второстепенный кливаж - это прерывистые трещины, которые, в основном пересекаются трещинами главного кливажа.

Механизм движения метана через матрицу угля и трещинную среду угольного пласта характеризуется тремя связанными процессами:

- десорбция метана с поверхности угольных частиц;
- диффузионный поток через микропоры к трещинам кливажа;
- поток Дарси - фильтрация через кливаж к скважинам.

Десорбция метана происходит при снижении в угольном пласте давления воды и метана, следуя количественно сорбционной изотерме, исследуемого (разрабатываемого) угольного пласта. Объемы десорбции метана зависят от метаноносности угля, предопределенного начальным пластовым давлением и от времени. Между началом десорбции метана и его поступлением в макропоры (трещины) существует большой промежуток времени. Это обуславливает длительность роста дебитов и достижения «пиковых» значений иногда через 1-2 года (а иногда и более), а также большой срок действия (до 20-25 лет) метаноугольных скважин.

Давление газа в трещинно-поровой среде уменьшается в процессе истощения коллектора газа, т.е. в процессе деметанизации угольного пласта. При этом эффективное напряжение (литостатическое давление за вычетом порового давления газа или воды) будет расти, способствуя закрытию трещин в угольном пласте, а проницаемость угольного пласта будет уменьшаться пропорционально величине эффективного напряжения на кливаже.

Проницаемость может изменяться (уменьшается) при сжатии угля. Естественно, что с увеличением глубины возрастает литостатическое давление, что приводит к общему снижению проницаемости угольных пластов. Поровая фильтрационно-емкостная среда угольных пластов

непрерывно меняется при откачке воды и десорбции метана в процессе его добычи.

В пределах Нарыкско-Осташкинского месторождения по результатам прямых определений методами нагнетания жидкости в пласты (инжект-тесты) проницаемость угольных пластов изменяется от менее чем 0,1 мД до 5-8 мД.

Необходимо отметить, что, если для таких критериев выбора эксплуатационных объектов как толщины пластов, их гипсометрия, морфология, метаноносность выявлены определенные закономерности их изменения по глубине и площади, то закономерности изменения проницаемости пластов изучены гораздо менее детально.

3.1.3 Эксплуатационные объекты (продуктивные угольные пласты) Нарыкско-Осташкинского месторождения

Выделение эксплуатационных объектов (перспективных угольных пластов) в пределах Нарыкско-Осташкинского месторождения проводилось по критериям перспективности на основании данных, полученных при геологоразведочных работах и геолого-промысловых исследованиях скважин, а также с применением методов гидродинамического моделирования.

На основе исследований геологических разрезов скважин, результатов их каротажа и геолого-промысловых исследований (мощность и строение угольных пластов, их проницаемость и трещиноватость; качество и степень метаморфизма углей, их сорбционная и газоотдающая способность) было определено, что к эксплуатационным объектам относятся вскрытые разведочными скважинами пласты тайлуганской и грамотеинской свит, имеющие толщины более 1 м, в интервале глубин до 1200 м с метаноносностью более 10 м³/т с.б.м. [3]

По комплексу геолого-промысловых характеристик, включая толщины, строение пластов, их выдержанность и проницаемость пластов к наиболее перспективным отнесены пласты 91а; 88-87; 86-84; 70-70а; 80а; 80; 78-77; 73-72 в интервале глубин 400-900 м.

В то же время адаптация гидродинамической модели к истории работы разведочных скважин показывает, что наиболее высокие дебиты газа и максимальная накопленная добыча характерны для скважин, вскрывающих группы пластов:

- от пл.88 до пл.80 в интервале глубин 500-800 м (скважины РН-4, РН- 9);
- от пл.80 до пл.69 в интервале глубин 500-1000 м (скважины РН-21, РН-22).

С другой стороны, пласты нижней части грамотеинской свиты, метаноносность которых достигает 20-22 м³ /т на глубинах 800-1200 м, пока не обеспечили существенных дебитов газа, т.е. пласты, перспективные по критерию высокой метаноносности, но характеризующиеся низкой проницаемостью, не могут быть отнесены к высокоперспективным. Разработка залежей, приуроченных к нижним пластам ленинской свиты, будет сопряжена с повышенным риском. Изменение проницаемости угольных пластов с глубиной показано на рисунке 3.3.

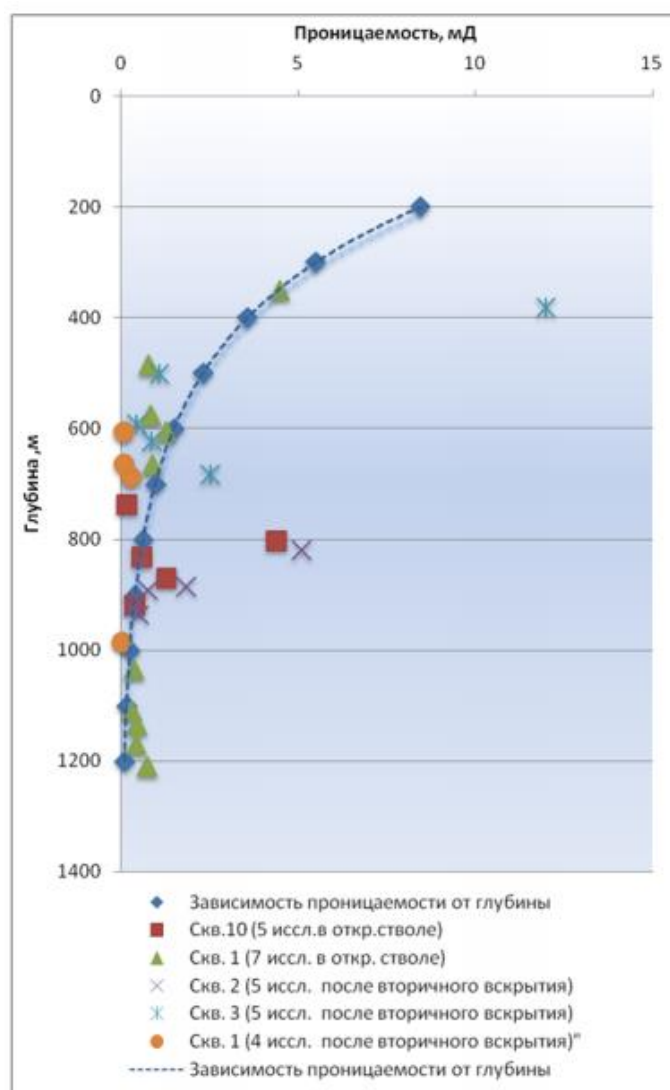


Рисунок 3.3 – Зависимость проницаемости угольных пластов от глубины их залегания

По-видимому, сегодня рано делать вывод о низкой перспективности пластов нижней части грамотеинской свиты, но необходимо осознавать повышенный риск массового бурения эксплуатационных скважин на эти пласты. Необходимо планомерно вести их исследование и выявлять зоны повышенной проницаемости пластов с учетом напряженно-деформированного состояние массива.

Характерные для этих глубин высокая метаноносность и высокое пластовое давление газа будут этому способствовать. Определенную надежду на успешное освоение пластов нижней части грамотеинской свиты дает известное по опыту разработки метаноугольных месторождений за рубежом

свойство угольных пластов увеличивать проницаемость за счет усадки матрицы угля при извлечении пластовых флюидов.

3.2 Результаты промысловых испытаний

Промысловые испытания установки электроприводного центробежного насоса проводились с целью получения информации о работе данного оборудования в углеметановых скважинах.

Для проведения промысловых испытаний были выбраны скважины УМ-5.5, УМ-5.7 и УМ-5.8.

Скважина УМ – 5.5 имеет диаметр эксплуатационной колонны 168 мм, глубину расположения искусственного забоя - 860 м, ствол скважины вскрывает 5 продуктивных горизонтов на глубине 588,4; 706,5; 718; 767,4; 790,6 м. Интервалы перфорации составляют 2,4; 4,3; 1,8; 1,8; 1,6 м. В скважине УМ-5.5 использовалась установка ЭЦНД 5А-35-1350 с погружным вентильным электродвигателем ВЭД-117-26 (мощность 26 кВт), прием насоса располагался на глубине 812 метров.

Для проведения испытаний скважина была оборудована станцией управления «Электрон - 05», трансформатором КТПН - 1600, комплексом приборов, состоящим из: СУДОС, газовый счетчик СВГ.М-400, счетчик жидкости вихревой ДРЖ.И-50 с блоком вычисления БПИ-01.1, прибор вольтметр щитовой Е350 с классом точности 1,5 шкалой от 0 до 500 В переменного напряжения, частотой 50 Гц.

Скважина УМ-5.7 имеет диаметр эксплуатационной колонны 168 мм, глубину расположения искусственного забоя - 860 м, ствол скважины вскрывает 6 продуктивных горизонтов на глубине 468,6; 586,1; 602,1; 652,2; 664,6; 761,3 м. Интервалы перфорации составляют 2,3; 2,7; 1,3; 2; 1,3; 1,7 м. В скважине УМ - 5.7 работала установка ШВН марки 56D-124, так же использовался газосепаратор ПГ, противоотворотный якорь А-168, прием насоса располагался на глубине 783 метра.

В скважине УМ - 5.8 (диаметр эксплуатационной колонны 168 мм, глубину расположения искусственного забоя - 720 м, ствол скважины

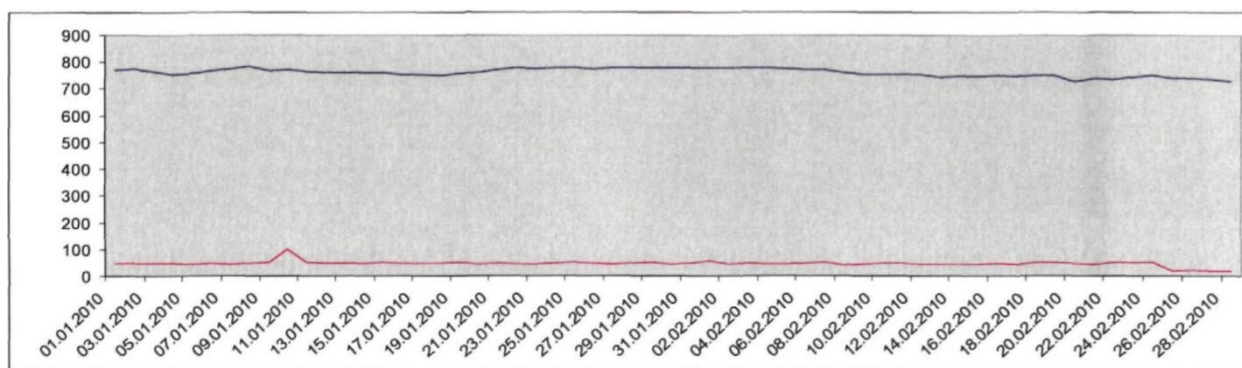
вскрывает 5 продуктивных горизонтов на глубине 357,1; 473,8; 486,9; 534,9; 645,8 м. Интервалы перфорации составляют 2,5; 2,9; 1,8; 2,1; 1,9 м.) так же использовалась установка ШВН марки 56D-124, газосепаратор ПГ, противоотворотный якорь А-168, прием насоса располагался на глубине 661,25 метра.

Результаты замеров при проведении промысловых испытаний приведены в таблицах в Приложении 2.

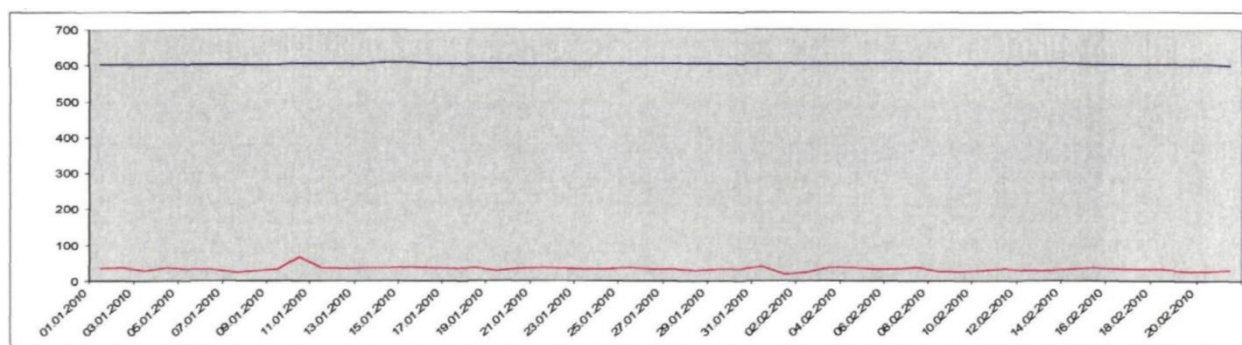
3.3 Анализ полученных результатов

Проанализируем результаты полученные на со скважин УМ-5.5, УМ-5.7, УМ-5.8, на основании таблиц построим графики приведенные на рисунках 3.4 - 3.9.

а)



б)



в)

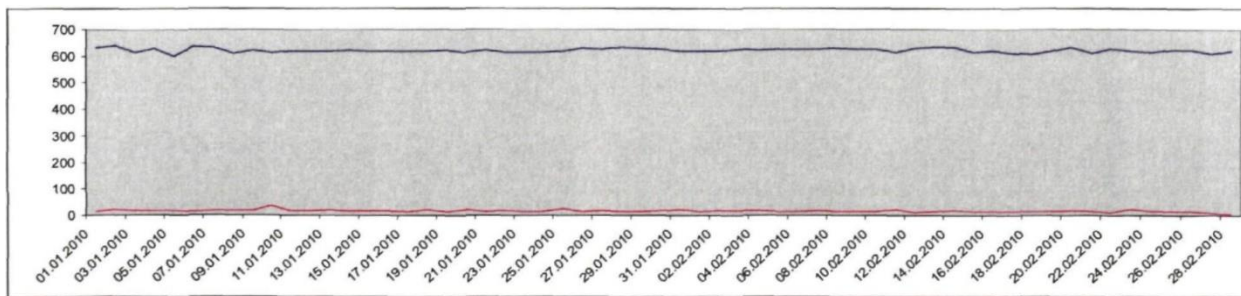
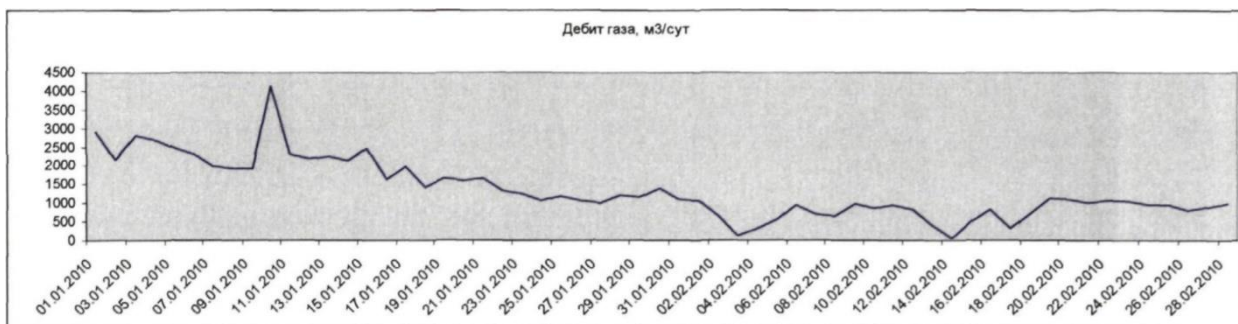


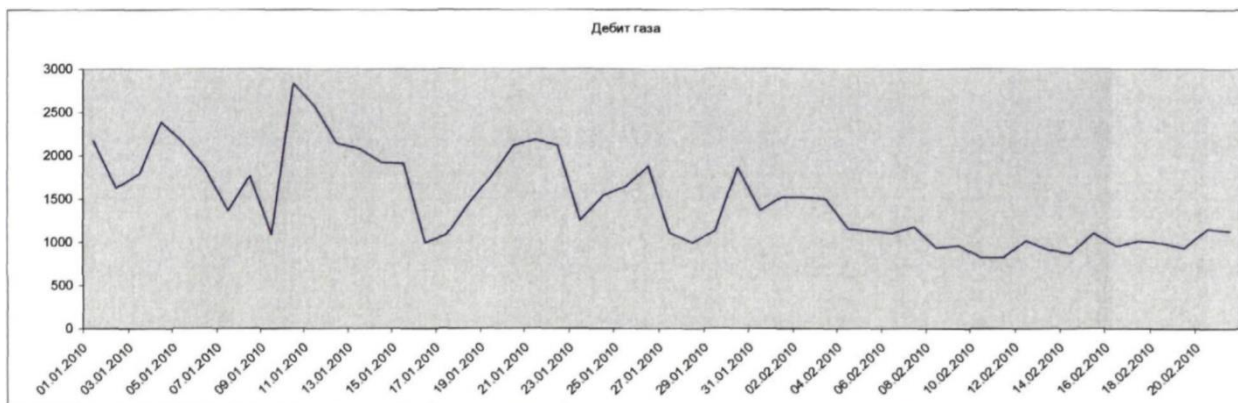
Рисунок 3.4 - Динамический уровень и дебит воды на скважинах УМ-5.5 (а), УМ5.7 (б), УМ-5.8 (в) (динамический уровень показан синим цветом, дебит розовым цветом)

Динамический уровень и дебит воды на скважинах УМ-5.5, УМ-5.7, УМ-5.8 показан на графиках (рисунок 3.4). Оборудованные скважины УЭЦН и ШВНУ работают без сбоев. Средний дебит по воде скважин колеблется от 15 до 50 м³/сут. Максимальный дебит по воде составляет 58 м³/сут на скважине УМ - 5.5 оборудованной УЭЦН.

а)



б)



в)

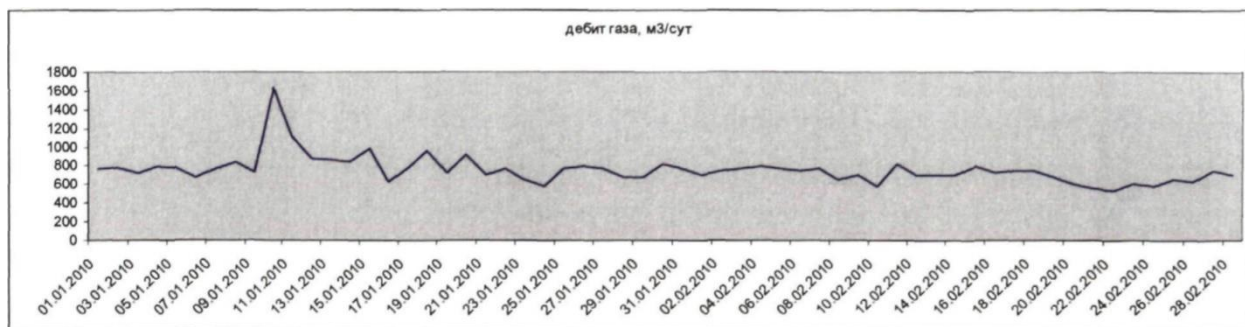
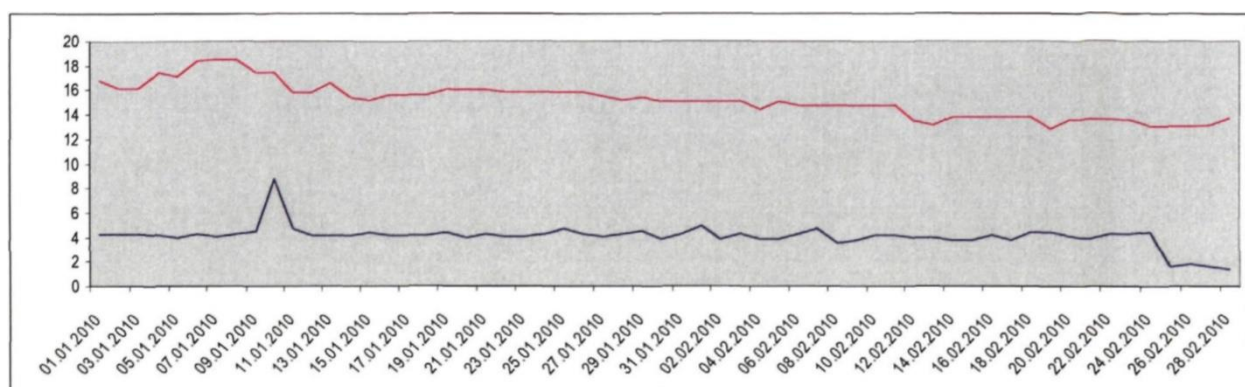


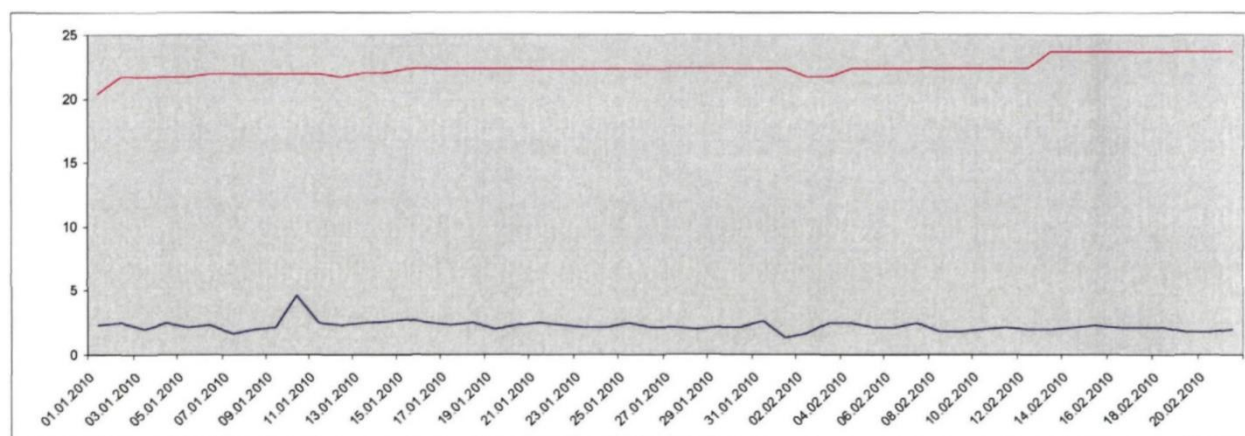
Рисунок 3.5 - Дебит газа на скважинах УМ-5.5 (а), УМ-5.7 (б), УМ-5.8 (в)

На рисунке 3.5 приведены графики по дебиту газа. Видно, что скважина УМ - 5.5 дает стабильный хороший приток газа в средних значениях 2500 м³/сут, что в 2,5 раза больше чем скважина оборудованная установками ШВН. Для метанугольных месторождений добыча газа является приоритетной задачей, следовательно скважина оборудованная ЭЦН является более выгодной с экономической точки зрения.

а)



б)



в)

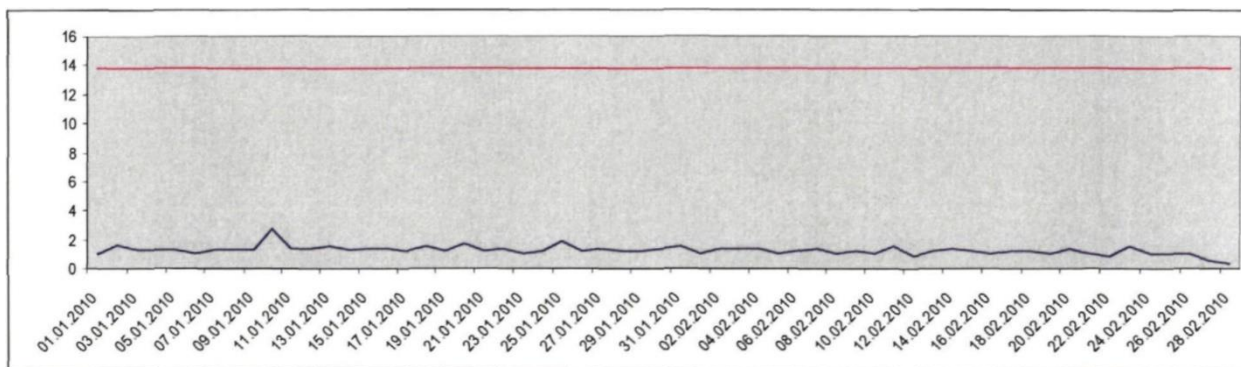


Рисунок 3.6 - Потребляемая мощность и полезная мощность на скважинах УМ5.5 (а), УМ-5.7 (б), УМ-5.8 (в) (потребляемая мощность - красный цвет, полезная мощность - синий)

По графикам потребляемой мощности и полезной мощности, показанных на рисунке 3.6 видно, что изменение соотношений потребляемой мощности к полезной мощности (КПД) колеблется от 10 до 22,2%.

Максимальный КПД равный 22,2% показывает установка электроцентробежного насоса. При повышении полезной мощности потребляемая мощность не увеличивается в связи с поддержанием работы скважинного насоса на той же мощности. В момент повышения полезной мощности в скважине выбрасывает большее содержания газа.

Каждый объект характеризуется разными соотношениями количества поднимаемой воды и содержанием газа. Необходимо рассчитать количество поднимаемой воды и газа. Критерием оценки технико-экономического показателя может быть использовано, например, удельная потребляемая мощность на подъем 1 м^3 газа и 1 м^3 воды. Графики, показывающие изменения удельной потребляемой мощности на подъем 1 м^3 газа и 1 м^3 воды показаны на рисунках 3.7 и 3.8.

а)



б)



в)



Рисунок 3.7 - Удельная потребляемая мощность на подъем 1 м³ воды на скважинах УМ-5.5 (а), УМ-5.7 (б), УМ-5.8 (в)

а)



б)



в)



Рисунок 3.8 - Удельная потребляемая мощность на подъем 1 м³ газа на скважинах УМ-5.4, УМ-5.5, УМ-5.7, УМ-5.8

Таблица 3.1 - Распределение потребляемой мощности на подъем газа и воды

	Средняя удельная потребляемая мощность на подъем 1 м³ газа за два месяца, кВт*час/м³	Средняя удельная потребляемая мощность на подъем 1 м³ воды за два месяца, кВт*час/м³
Скважина 5.5 УЭЦН	0,46	8,28
Скважина 5.7 ШВНУ	0,41	17,12
Скважина 5.8 ШВНУ	0,45	20,42

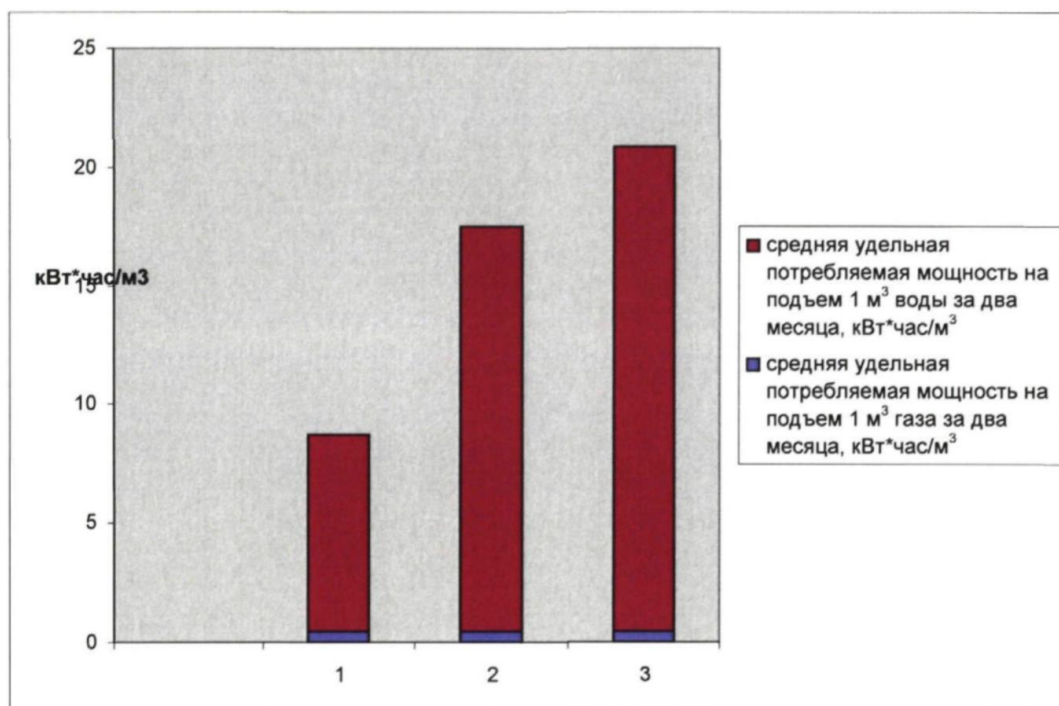


Рисунок 3.9 - Показатели средней удельной потребляемой мощности на подъем 1 м³ воды и газа

1 - Скважина УМ - 5.5 УЭЦН; 2 - Скважина УМ – 5.7 ШВНУ; 3 – Скважина УМ - 5.8 ШВНУ.

В таблице 3.1 приведены средние значения удельной потребляемой мощности, и они отчетливо показывают целесообразность эксплуатации скважин по добыче метана из угольных пластов с помощью УЭЦН.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

ВВЕДЕНИЕ

На Нарыкско-Осташкинском метанугольном 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. Расчеты будут произведены при одинаковом дебите.

4.1 Экономический расчет ШГНУ

4.1.1 Условно-постоянные затраты

Основная заработная плата рабочих

$$C_{г1} = Q_{г} \cdot C'_{г1}$$

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

$$C_{г2} = Q_{г} \cdot C'_{г2}$$

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

$$C_{г3} = Q_{г} \cdot C'_{г3}$$

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

$$C_{г4} = Q_{г} \cdot C'_{г4}$$

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

$C'_{г4} = 125,44$ – расходы на содержание и эксплуатацию с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{г4} = Q_{г} \cdot C'_{г4} = 354995,2 \text{ руб}$$

Цеховые расходы

$$C_{г5} = Q_{г} \cdot C'_{г5}$$

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

$C'_{г5} = 43,88$ – цеховые расходы с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{г5} = Q_{г} \cdot C'_{г5} = 124180,4 \text{ руб}$$

Общепроизводственные расходы

$$C_{г6} = Q_{г} \cdot C'_{г6}$$

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

$C'_{г6} = 86,68$ – общепроизводственные расходы с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{г6} = Q_{г} \cdot C'_{г6} = 245304,4 \text{ руб}$$

4.1.2 Условно-переменные затраты

Расходы на электроэнергию по извлечению флюида

$$C_{г7} = Q_{г} \cdot C'_{г7}$$

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

$C'_{г7} = 28,3$ – общепроизводственные расходы с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{г7} = Q_{г} \cdot C'_{г7} = 80089 \text{ руб}$$

Расходы по сбору и транспортировку газа

$$C_{г8} = Q_{г} \cdot C'_{г8}$$

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

$C'_{г8} = 7,85$ – расходы по сбору и транспортировку с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{г8} = Q_{г} \cdot C'_{г8} = 22215,5 \text{ руб}$$

Прочие производственные расходы

$$C_{г9} = Q_{г} \cdot C'_{г9}$$

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

$C'_{г9} = 3,45$ – общепроизводственные расходы с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{г9} = Q_{г} \cdot C'_{г9} = 9763,5 \text{ руб}$$

Все расходы

$$C_{г} = \sum_{n=1}^i C'_{гi} = 1129962 \text{ руб}$$

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

4.2 Экономические расчеты УШВН

4.2.1 Условно-постоянные затраты

Основная заработная плата рабочих

$$C_{в1} = Q_{в} \cdot C'_{в1}$$

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

$C'_{в1} = 6,12$ - расходы на основную заработную плату с 1 тыс. куб. м газа в руб.

$$C_{в1} = Q_{в} \cdot C'_{в1} = 17319,6 \text{ руб}$$

Отчисление на социальные нужды

$$C_{B2} = Q_B \cdot C'_{B2}$$

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

$$C_{B3} = Q_B \cdot C'_{B3}$$

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

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

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

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

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

$$C_{B6} = Q_B \cdot C'_{B6}$$

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

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

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

$$C_{B8} = Q_B \cdot C'_{B8}$$

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

$$C_{B9} = Q_B \cdot C'_{B9}$$

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

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

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

4.3 Экономические расчеты УЭЦН

4.3.1 Условно-постоянные затраты

Основная заработная плата рабочих

$$C_{y1} = Q_y \cdot C'_{y1}$$

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

$$C_{y2} = Q_y \cdot C'_{y2}$$

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

$$C_{y3} = Q_y \cdot C'_{y3}$$

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

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

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

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

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.

$$C_{B5} = Q_B \cdot C'_{B5} = 107823 \text{ руб}$$

Общепроизводственные расходы

$$C_{y6} = Q_B \cdot C'_{B6}$$

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.

$$C_{y6} = Q_B \cdot C'_{B6} = 239531,2 \text{ руб}$$

4.3.2 Условно-переменные затраты

Расходы на электроэнергию по извлечению флюида

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

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 транспортировку газа

$$C_{y8} = Q_y \cdot C'_{y8}$$

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

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

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

Прочие производственные расходы

$$C_{y9} = Q_y \cdot C'_{y9}$$

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

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

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

Все расходы

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

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

Таблица 4.1 – Общие расхода на содержание насосов

Расходы, руб	Тип насоса		
	УЭЦН	ШГНУ	УШВН
Основная заработная плата рабочих	17.319,6	17.319,6	17.319,6
Отчисление на социальные нужды	6.169,4	6.169,4	6.169,4
Амортизация	263.586,2	269.925,4	263.586,2
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	269.699	354.995,2	330.544
Цеховые расходы	107.823	124.180,4	116.313
Общепроизводственные расходы	239.531,2	245.304,4	236.955,9
Расходы на электроэнергию по извлечению флюида	72.448	80.089	66.788
Расходы по сбору и транспортировку газа	22.215,5	22.215,5	22.215,5
Прочие производственные расходы	9.763,5	9.763,5	9.763,5
Все расходы:	1.039.940	1.129.962	1.069.655

ВЫВОД:

Исходя из произведенных экономических расчетов при одинаковом дебите, получается, что наиболее эффективным насосом на Нарыкско-Осташкинском месторождении является УЭЦН. Не смотря на высокие амортизационные затраты и расходы на электроэнергию по извлечению флюида, данный насос является наиболее выгодным благодаря минимальным расходам на содержание и эксплуатацию оборудования, а также цеховым расходам.

5 Социальная ответственность

ВВЕДЕНИЕ

В разрабатываемых угольных пластах всегда содержится ядовитый и взрывоопасный газ — метан. К его возгоранию может привести любая искра, появившаяся в процессе функционирования оборудования. В результате взрыва рабочие могут не только получить травму, но и погибнуть. Предотвратить производственный травматизм по этой причине можно путем совершенствования средств предотвращения возгорания метана. Любые опасные факторы взрыва следует снижать до безопасных пределов. В данной работе рассмотрены вопросы безопасности добычи метана из угольных пластов.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Параметры воздуха рабочей зоны должны соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны», утвержденному постановлением Госстандарта от 14.06.91 № 875 [1].

Обслуживающий персонал должен работать в спецодежде, знать и уметь пользоваться и применять в работе индивидуальные и коллективные средства защиты.

Спецодежда – это особый костюм, разработанный с учетом специфики работы в конкретной отрасли. В нашем случае он должен отвечать следующим требованиям:

- быть удобным, не стеснять движения и позволять выполнять свои рабочие обязанности, включая физический труд;
- соответствовать времени года, климату, погодным условиям региона, где производится работа;
- быть безопасным для здоровья работников, не причинять им неудобств;
- осуществлять защитные функции.

Летний период: костюм рабочего состоит из полукombineзона и легкой куртки, а также каски и перчаток. Он позволяет свободно двигаться, защищает тело от попадания вредных веществ, позволяет коже дышать. Работник чувствует себя в нем удобно и свободно.

Зимний период: также состоит из куртки, полукombineзона, каски и перчаток, но на этот раз – из утепленного материала. Даже находясь на открытых площадках, работник с комфортом будет переносить низкие температуры и другие неприятные факторы зимней погоды.

Работы внутри технологического оборудования должны производиться в соответствии с Типовой инструкцией по организации безопасного проведения газоопасных работ, утвержденной Госгортехнадзором России 20.02.85 г. [2], по специальному наряду-допуску.

Работы с применением открытого огня (сварка, резка и др.) в помещениях или на наружных площадках действующих производств следует производить в соответствии с Типовой инструкцией по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах (РД 09-364-00 [2]), утвержденной постановлением Госгортехнадзора России от 23.06.00 № 38.

5.2 Производственная безопасность

Выполнение технологических операций не должно причинять вреда работнику предприятия. Вредные и опасные факторы, влияющие на организм трудящегося на нефтегазопромысловом предприятии, должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены, или же уменьшены масштабы их

воздействия. Рабочая зона работника должна быть устроена таким образом, чтобы воздействия вредных и опасных факторов не было, либо имело место быть в допустимых масштабах.

В таблице 5.1 приведены опасные и вредные факторы для методов интенсификации притока к скважинам.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении гидроразрыва пласта и соляно-кислотной обработки скважины.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) отбор проб с нефтяных скважин; 2) работа с оборудованием, находящемся под давлением; 3) снятие показаний с приборов телеметрии; 4) работа с машинами и механизмами; 5) закачка рабочих жидкостей в пласт.	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне; 2. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися; 3. Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ.	1. Движущиеся машины и механизмы; 2. Подвижные части производственного оборудования; 3. Пожаробезопасность; 4. Электробезопасность.	1. ГОСТ 12.1.005-88 [5]; 2. ГОСТ 12.01.003-83 [6]; 3. ГОСТ 24346-80 [7]; 4. ВСН34-82 [8]; 5. ГОСТ 12.4.011-89 [9]; 6. ГОСТ 12.2.003-91 [10]; 7. ГОСТ 12.2.062-81 [11]; 8. ГОСТ Р 52630-2012 [12]; 9. ГОСТ 12.1.004-91 [13]; 10. ГОСТ Р 12.1.019-2009 [14].

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Операции по добыче нефти и метана из угольных пластов на скважинах сопровождаются задействованием большого количества транспортных средств и агрегатов, которые в условиях песочной среды кустов месторождения поднимают в воздух огромное количество пыли и выделяют несметное число газов, которые воздействуют на организм человека.

Величина такого воздействия зависит от химического состава пыли, который в свою очередь характеризует такой параметр, как биологическая активность пыли. В соответствии с этим параметром, пыль бывает раздражающего действия (неорганическая и древесная) и токсического (пыль хрома, мышьяка и др. веществ). В запыленном воздухе дыхание человека становится затрудненным, кислород насыщает кровь менее интенсивно, от чего могут возникнуть легочные заболевания.

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В таблице 5.2 приведены ПДК для различных видов пыли.

Таблица 5.2 – ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта [5]

Вещество	ПДК, мг/м³	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO ₂	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO ₂	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограничение использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

В летнее время года, работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия средствами индивидуальной защиты (СИЗ) от гнуса и энцефалитного клеща (крема, аэрозоли, москитная сетка) [15]. В

некоторых районах возможна встреча с дикими хищниками (например, медведь), ядовитыми животными (например, змеи). В этих случаях работники должны следовать инструкциям поведения при встрече с такими животными.

Повышенный уровень шума и вибраций

Работа операторов, выполняющих, например, гидравлический разрыв пласта (ГРП), связана с нахождением на территориях с повышенными вибрациями и уровнем шума. Предельно допустимые значения данных компонентов, влияющих на самочувствие рабочего, должно соответствовать санитарным нормам. Согласно [6], уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. Показатели вибрации регламентированы [7]. В целях борьбы с уровнем шума и вибраций на нефтегазопромыслах предусмотрена комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения и на путях его распространения, рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: виброизолирующей обувью, перчатками, наушниками или берушами.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оператор по добыче нефти и газа (ДНГ) большую часть времени 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 5.3.

Таблица 5.3 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [8]

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 ДНГ в процессе добычи пластового флюида 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 и общей слабостью. Также может возникнуть ощущение удушья, которое выражается в головокружении, затруднении процесса дыхания и даже потерей сознания.

Содержание вредных веществ в воздухе контролируется посредством измерения ПДК, значения которых для основных веществ, выделяющихся на нефтегазопромыслах, представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – ПДК для вредных веществ в воздухе на рабочих местах [5]

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

Помимо этого, работники на нефтегазопромыслах 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 [9], по которому все рабочие должны быть обеспечены СИЗ.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов

Движущиеся машины и механизмы

Как описывалось ранее, процессы добычи связаны с использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазопромыслах может возникнуть опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов.

Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности [10] устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

Подвижные части производственного оборудования

До проведения гидроразрыва пласта на глубинно-насосных 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 [11], чтобы работники не получили механических повреждений.

В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры с целью следить за повышенными давлениями. Манометры выносятся на безопасное расстояние с помощью импульсных трубок, чтобы была возможность снимать показания с них без опасности здоровью оператора.

Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов. Остатки жидкостей из емкостей и автоцистерн сливаются в специально приготовленные емкости или в канализацию.

Пожаровзрывобезопасность

К факторам пожаро- и взрывоопасности на объектах относятся наличие легковоспламеняющихся газов и жидкостей, кислорода, а также источников возгорания во время утечек и разливов легковоспламеняющихся веществ. К потенциальным источникам возгорания относятся искры, возникающие при скоплении электростатических зарядов, молниевые разряды и открытое пламя.

С целью предотвращения пожаро- и взрывоопасных 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 [13], 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.

Способы и средства тушения пожаров:

Для прекращения горения необходимо:

1. Предотвратить доступ в зону горения окислителя (кислород воздуха) и горючего вещества.
2. Охладить зону горения ниже температуры воспламенения.
3. Разбавить горючие вещества негорючими веществами.
4. Ингибирование химических реакций, вызвавших горение.
5. Механически сбивать пламя (струей воды или газа).

К огнегасительным веществам относятся:

1. Вода.
2. Химическая и воздушно-механическая пены.
3. Водные растворы солей.
4. Инертные и негорючие газы.

5. Сухие огнетушащие порошки.

Все виды пожарной техники подразделяются на следующие группы:

1. Пожарные машины.
2. Установки пожаротушения.
3. Огнетушители.
4. Средства пожарной сигнализации.
5. Пожарные спасательные устройства.
6. Пожарный ручной инструмент.
7. Пожарный инвентарь.

Первичные средства пожаротушения служат для ликвидации начинающихся очагов возгорания силами персонала предприятия. Они располагаются в открытых и доступных местах, должны быть в состоянии готовности и пригодности. К ним относятся огнетушители, пожарные щиты с инструментарием, ящики с песком, емкости с водой. Простейшим и доступным средством пожаротушения помимо воды является песок. Он используется для тушения разлитой горячей жидкости, электрооборудования, деревянных предметов.

Огнетушители являются, на сегодняшний день, самыми распространенными первичными средствами пожаротушения. Они классифицируются по ряду признаков:

1. По виду гасящего вещества (жидкостные, пенные, газовые, порошковые, аэрозольные, комбинированные).
2. По размерам и количеству огнетушащего состава (малолитражные, промышленные ручные, передвижные, стационарные).
3. По способу выброса огнетушащего вещества (выброс заряда под давлением газа, выброс заряда под давлением самого заряда).

Для предотвращения возникновения утечки, пожара или взрыва на объектах необходимо применять следующие особые меры:

- Объекты следует проектировать, строить и эксплуатировать в соответствии с международными стандартами предупреждения и

контроля пожаро- и взрывоопасности, в том числе с положениями о безопасном расстоянии между резервуарами на объекте в соответствии с ПБ 08-342-00[16].

- Защита от возможных источников возгорания включает:
 - Надежное заземление с целью предотвратить скопление электростатических зарядов и опасность молниевых разрядов (включая установленный порядок использования и обслуживания контактов заземления);
 - Использование конструктивно безопасных электрических установок и искробезопасных инструментов;
 - Введение системы разрешений на производство любых огневых работ и обязательного порядка их производства во время проведения работ по техническому обслуживанию, включая надлежащую промывку и продувку резервуаров;
- Объекты следует надлежащим образом обеспечить средствами обнаружения возгорания и пожаротушения, отвечающим признанным международным техническим требованиям для типа и количества легковоспламеняющихся и горючих материалов на объекте. Примерами средств пожаротушения могут служить передвижное / переносное оборудование, такое, как огнетушители и специальные транспортные средства. К стационарным установкам пожаротушения могут относиться установки пенного пожаротушения, насосы высокой производительности, пенные огнетушители, присоединенные к резервуарам, и системы пожаротушения с автоматическим или ручным управлением на участках слива-налива.
- Все противопожарные установки должны находиться на безопасных участках объекта, защищенных от пожара расстоянием или противопожарными стенками.

- Подготовка плана действий в пожароопасных ситуациях с обеспечением ресурсами, необходимыми для выполнения этого плана.
- Организация подготовки по пожарной безопасности и ответным мерам в рамках прохождения персоналом инструктажа и подготовки по вопросам охраны труда и техники безопасности, включая обучение пользованию оборудованием пожаротушения и методам эвакуации с организацией расширенного курса обучения пожаротушению для специальной пожарной команды.

При пожаре следует применять следующие СИЗ:

- **Противогаз** (но стоит отметить, что его использование уместно только при пожарах в помещениях крупного объема или на небольших открытых территориях, это связано с тем, что концентрация кислорода сильно падает, чем вызывается кислородная недостаточность);
- **Респиратор** (еще одно СИЗ при пожаре, он защищает органы дыхания от попадания пыли, паров и вредных газов);
- **Аптечка** (незаменимое средство для оказания первой помощи, наполнение аптечки зависит от области ее применения).

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 быть своевременно починено, либо заменено на новое. Общие требования к электробезопасности на предприятии представлены в [14].

При работе с электрическими приборами следует применять следующие СИЗ:

- изолирующие клещи;
- указатели напряжения;
- электроизмерительные клещи;
- диэлектрические перчатки;
- ручной изолирующий инструмент;
- средства защиты головы (каска защитные);
- средства защиты глаз и лица (очки и щитки защитные);
- средства защиты органов дыхания (противогазы и респираторы);
- средства защиты рук (рукавицы);
- средства защиты от падения с высоты (пояса предохранительные и канаты страховочные);
- одежда специальная защитная (комплекты для защиты от электрической дуги).

5.3 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

По статистике, около 75% 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 углеводородов (УВ) и др.

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромыслах, 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.

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне [17]

Вещество	ПДК, мг/м³	Класс опасности
Азота диоксид	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Серы диоксид	10	3
Сероводород	3	3
Углерода оксид	20	4

Защита гидросферы

По статистическим оценкам порядка 20% 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.

Источниками нефтяного загрязнения водоемов может стать что угодно, но можно выделить несколько наиболее возможных вариантов:

промышленные стоки, прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков, аварии во время технологических операций или же прорывы нефти и различных технических жидкостей в водоносные пласты в следствии их близкого расположения с продуктивным горизонтом.

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.

Для оценки суммарного количество загрязнений в воде, которые поглощают кислород, введен показатель биохимической потребности в кислороде (БПК). Согласно [18], при 20°C данный показатель не должен превышать 3 мг/л.

Защита литосферы

По статистическим данным около 5% 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.

Непосредственно гидравлический разрыв пласта и соляно-кислотная обработка, помимо перечисленных негативных факторов, могут влиять на качество почв посредством загрязнения нефтепродуктами на различных этапах производства данных операций по интенсификации притока. Установлено, что больше всего загрязняются устье скважин, земляные амбары и места, где скапливаются сточные воды.

Помимо буровых растворов и шламов, весомое влияние на почву могут оказывать растворы закачиваемых химических агентов и жидкостей,

применяемых при ГРП. В процессе неправильной закачки или при неправильных расчетах возможно добиться проникновения не только в продуктивный горизонт пласта, но и за его пределы, в отдаленные зоны пласта и породу, его слагающую. Это приводит к изменениям физико-химических свойств почв, а также к проникновению через грунты в подземные воды вредных компонентов, что значительно затруднит восстановление почвенных структур.

Как и в случае с атмосферой или гидросферой, для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций отдельных химических соединений, которые представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – ПДК вредных химических веществ в почве [19]

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этенилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Задумываться об охране земельных ресурсов необходимо со стадии экологической экспертизы проекта строительства нефтегазового комплекса, руководствуясь ведомственными строительными нормативами и [20]. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с [21]. Кроме того, следует предусматривать ликвидацию отходов, остающихся после выполнения технологических операций, а также снижение влияния наиболее загрязняющих факторов.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – внешне неожиданная, внезапно возникающая обстановка, которая характеризуется резким изменением установившегося процесса, оказывающая значительное отрицательное влияние на жизнедеятельность людей и окружающую среду.

К основным ЧС в условиях нефтегазопромысла относятся ситуации природного или социального характера, а также ситуации, связанные с взрыво- и пожарной безопасностью.

Возможны следующие основные чрезвычайные ситуации:

- сейсмическое воздействие;
- аэродинамическое воздействие;
- механическое воздействие;
- взрыв;
- пожар.

Возникновение внутренних чрезвычайных ситуаций (взрыв, пожар) происходит при разгерметизации резервуара в следствии не герметичности сварных швов, фланцевых соединений или при резком повышении давления. В этих случаях происходит выброс природного газа в жидком и парообразном виде через образовавшиеся неплотности в атмосферу. Такие выбросы сопровождаются испарением пролившейся жидкости, и ее пары в смеси с воздухом могут воспламениться и привести к взрыву и пожару.

Для обоснования пожарной безопасности технологических процессов, в соответствии с требованиями нормативного документа [22], необходимо определять интенсивность теплового излучения от пламени и длительность излучения этого пламени.

При воспламенении парогАЗового облака возникает крупномасштабное диффузионное пламя сгорающей массы топлива, поднимающееся над поверхностью земли. Пламя носит шарообразную форму, поэтому получило название «огненный шар».

Оценка пожарной опасности технологических процессов включает в себя:

- расчет интенсивности теплового излучения при пожарах от проливов горючей жидкости (ГЖ) и легковоспламеняющейся жидкости (ЛВЖ) для сопоставления с критическими (предельно допустимыми) значениями интенсивности теплового потока для

человека и конструкционных материалов, которые приведены в таблице 5.8;

–анализ возможности возникновения «огненного шара» при аварии и его поражающее воздействие;

–расчет радиусов зон поражения людей от теплового воздействия в зависимости от вида и массы топлива. Предельно допустимые значения приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Предельно допустимая интенсивность теплового излучения пожаров от проливов ГЖ и ЛВЖ [22]

Степень поражения	Интенсивность теплового излучения q , кВт/м ²
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20-30 с; ожог 1-й степени через 15-20 с; ожог 2-й степени через 30-40 с; воспламенение хлопка-волокна через 15 мин	7,0
Непереносимая боль через 3-5 с; ожог 1-й степени через 6-8 с; ожог 2-й степени через 12-16 с	10,5
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин	12,9
Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по строганной поверхности; воспламенение фанеры	17,0

Таблица 5.8 – Предельно допустимая доза теплового излучения при воздействии «огненного шара» на человека [22]

Степень поражения	Доза теплового излучения Q , Дж/м ²
Ожог 1-й степени	$1,2 \cdot 10^5$
Ожог 2-й степени	$2,2 \cdot 10^5$
Ожог 3-й степени	$3,2 \cdot 10^5$

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.

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 [23], на производственных участках должны быть оборудованы противопожарными системами и противопожарной автоматикой.

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 [24] 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Рассмотрен зарубежный опыт добычи метана из угольных пластов. Проанализирована ресурсная база метана угольных месторождений в Российской Федерации. Рассмотрены различные технологии откачки пластовой жидкости, указаны их преимущества и недостатки.

2. Проанализированны стендовые испытания ступеней ЭЦН, показавшие, что стандартные насосные установки подходят для использования в скважинах по добыче метана из угольных пластов. Показано, что воздействие механических примесей пластовой жидкости углеметановых скважин на рабочие органы насоса минимальны, а величины коэффициента вязкости пластовой жидкости не влияют на характеристику ЭЦН. Диаметральный износ для чугунных колес составил менее 0,01 мм, что менее 0,1% от первоначальных значений.

3. Использование методики подбора и эксплуатация установки ЭЦН для работы в углеметановой скважине обеспечило высокие показатели работы оборудования по наработке до отказа и энергоэффективности, что подтверждено более чем 2 летней эксплуатацией скважины УМ-5.5 на данном месторождении.

4. Промысловые испытания установки ЭЦН в скважинах по добыче метана из угольных пластов подтвердили результаты стендовых испытаний в части сохранения высоких энергетических характеристик погружных центробежных насосов.

Удельные затраты энергии на подъем 1 м^3 пластовой жидкости с помощью установок ЭЦН в два раза меньше, чем с помощью установок ШВН. При этом удельные затраты энергии на подъем 1 м^3 метана у установок ЭЦН и ШВН сопоставимы.

Наработка УЭЦН на скважине УМ-5.5 составила 225 суток, причем причиной замены оборудования явились геолого-технологические мероприятия (ГТМ).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения / Отв. ред. Е.В. Швачко, В.Т. Хрюкин, Д.А. Сизиков и др. – Москва 2015. – 282 с, Часть 1
2. Методика разведки угольных месторождений Кузнецкого бассейна / Отв. ред. Э.М. Сендерзон, А.З. Юзвицкий. – Кемерово: Кн. изд-во, 1978. 235 с.
3. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР. – Т.2. Угольные бассейны и месторождения Сибири, Казахстана и Дальнего Востока /Под ред. А.И. Кравцова. – М.: Недра, 1979. – 454 с.
4. Дроздов А.Н. Механизированная эксплуатация скважин углеметановых месторождений: состояние и перспективы// Газовая промышленность. - 2009. №3-С.60-64.
5. Дроздов А.Н. Применение установок погружных гидроструйных насосов для эксплуатации осложненных скважин// Нефтегазовая вертикаль. -2009. №12-С.70-73.
6. 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.
7. 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.
8. Ершов М.С., А.Д. Яризов. Электрооборудование и станции управления технологических установок механизированной добычи нефти. Москва: Недра 2008 г.
9. 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. 22-30.
10. Газодинамические исследования в скважине № 16320 на Талдинской площади в Ерунаковском районе Кузбасса (отчет по договору №4 от 02.10.2002 г.)
 11. Руководство по эксплуатации УЭЦН РЭ ООО «БОРЕЦ», 2004г.
 12. Руководство по эксплуатации. Система погружной телеметрии ТМСР-3. г. Радужный, Владимирская область.
 13. Руководство по эксплуатации. Система погружной телеметрии ТМСР-8.
 14. Паспорта глубинно-насосного оборудования ОАО «Новомет-Пермь».
 15. Паспорт. Руководство по эксплуатации. Устройство якорное ЗУ-122.
 16. Технические условия 3665-001-12058648-2008 ТУ. Насосы скважинные штанговые, опоры замковые и дополнительное оборудование к ним. ЗАО "ЭЛКАМ-нефтемаш". Пермь 2008 г.
 17. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
 18. ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования и безопасность».
 19. ГОСТ 24346-80 «Вибрация. Термины и определения».
 20. ВСН 34-82 «Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности».
 21. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих».
 22. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности».
 23. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ «Оборудование производственное. Ограждения защитные».
 24. ГОСТ Р 52630-2012 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия».

25. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования».
26. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
27. ГН 2.2.5.686-98 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы».
28. СанПиН 4630- 88 «Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения».
29. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве».
30. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
31. ПБ 08-342-00. Правила безопасности при производстве, хранении и выдаче сжиженного природного газа (СПГ) на газораспределительных станциях магистральных газопроводов (ГРС МГ) и автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС).
32. ГОСТ Р 12.3.047–98. Пожарная безопасность технологических процессов.
33. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования».
34. ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения».
35. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
36. Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ.

37. РД 09-364-00. Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных, взрывопожароопасных объектах.
38. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ.
39. Федеральный закон "О трудовых пенсиях в Российской Федерации" от 17.12.2001 N 173-ФЗ.
40. СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений»
41. ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы земли. Общие требования к рекультивации земель»
42. Калыгин В.Г. Промышленная экология. Курс лекций. - М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 240 с.
43. Зайцев В.А. Промышленная экология. М.: МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 140 с.
44. 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.
45. Бартов Н.К. Пожарная безопасность. – М.: Энергия, 1983. – 254 с.