

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

Школа ИШПР

Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Оптимизация режима работы скважин установками электроцентробежных насосов на газонефтяном месторождении Одопту-море (о. Сахалин)

УДК 622.276.054.23(571.645)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Пантелеев Роман Викторович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Пантелеев Роман Викторович

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов геолого–технического отдела, отдела разработки, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Исследование геологических характеристик месторождения 2. Общие сведения об установках электроцентробежных насосов 3. Расчет предлагаемых установок электроцентробежных насосов 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б.

Социальная ответственность	Абраменко Н.С.
Иностранный язык	Уткина А.Н.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Пантелеев Р.В.		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
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 (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
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	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
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	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	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	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22;
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23

	нести ответственность за результаты работы	
P8	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	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-8; ПК-23

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения Весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

Магистерской диссертации

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
...
...

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Пантелееву Роману Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка затрат на монтаж установок электроцентробежных насосов и их эксплуатации на месторождении Одопту-море
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы времени на выполнение операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	1. Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 19.12.2016

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НИИ</i>	Обоснование перспективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов на месторождении Одопту-море
<i>2. Разработка устава научно-технического проекта</i>	Рассмотрение мероприятий для монтажа и эксплуатации установок электроцентробежных насосов
<i>3. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет капитальных и текущих затрат при использовании установок электроцентробежных насосов
<i>4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет экономической эффективности оптимизации скважин

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Пантелеев Р.В.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Пантелееву Роману Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	Объектом исследования являются установки электроцентробежных насосов, а так же рабочая зона нефтяных скважин, на которых эксплуатируются данные установки
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><i>1. Производственная безопасность</i></p> <p><i>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p><i>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>4. Социальная ответственность</p> <p>4.1. Производственная безопасность</p> <p>4.2. Анализ вредных факторов</p> <p>4.2.1. Движущиеся элементы оборудования, грузоподъемные агрегаты</p> <p>4.2.2. Воздействие повышенного давления</p> <p>4.2.3. Поражение электрическим током (электробезопасность)</p> <p>4.2.4. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны</p> <p>4.2.5. Повышенный уровень шума, вибрации</p> <p>4.2.6. Недостаточная освещенность рабочей зоны</p> <p>4.2.7. Токсичность нефти и нефтепродуктов</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению 	<p>4.3. Экологическая безопасность</p> <p>4.3.1. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения</p> <p>4.3.2. Охрана поверхностных и грунтовых вод</p> <p>4.3.3. Охрана почв</p>

<i>экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</i>	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	4.4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях 4.4.1.Аварийные разливы нефти 4.4.2.Пожароопасность
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	4.5.1.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 4.5.2.Специальные правовые нормы трудового законодательства 4.5.3.Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Пантелеев Р.В.		

Оглавление

Введение.....	13
1 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	15
1.1 Краткая характеристика района расположения месторождения ...	15
1.2 Характеристика геологического строения месторождения.....	17
1.2.1 Стратиграфическая характеристика месторождения.....	18
1.2.2 Тектоническая характеристика месторождения.....	20
1.2.3 Нефтегазоносность	21
1.2.4 Характеристика параметров продуктивных пластов и их неоднородности.....	28
1.2.5 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов	33
1.2.6 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов	37
2 Анализ оборудования механизированного фонда скважин месторождения Одопту-море	41
2.1 Структура механизированного фонда скважин.....	42
2.2 Основные схемы и состав погружных электроцентробежных насосных агрегатов	52
2.3.1 Погружной двигатель с гидрозашитой	56
2.3.2 Насосные обратный и спускной клапаны.....	61
2.2 Осложняющие факторы при работе УЭЦН на месторождении...	63
3 Подбор парка УЭЦН на месторождении Одопту-море	67
3.1 История разработки месторождения Одопту-море	68
3.2 Методика подбора УЭЦН	70
3.3 Выбор погружного электродвигателя.....	79
3.4 Выбор насосно-компрессорных труб.....	81
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	84
4.1 Исходные данные для расчета.....	84
4.2 Расчета экономического эффекта.....	85
4.3 Условно-переменные расходы, связанные с дополнительным объемом нефти	88
4.4 Техничко-экономические показатели оптимизации режима работы скважин	89
5. Социальная ответственность	91
5.1. Производственная безопасность	91
5.2 Анализ вредных факторов.....	92
5.2.1. Движущиеся элементы оборудования, грузоподъемные агрегаты	92
5.2.2. Воздействие повышенного давления.....	92
5.2.3. Поражение электрическим током (электробезопасность)..	93
5.2.4. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	94
5.2.5.Повышенный уровень шума, вибрации.....	95
5.2.6. Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	95

5.2.7. Токсичность нефти и нефтепродуктов	96
5.3 Экологическая безопасность.....	97
5.3.1. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения	97
4.3.2 Охрана поверхностных и грунтовых вод	98
4.3.3. Охрана почв	99
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	100
5.4.1 Аварийные разливы нефтепродуктов	100
5.4.2. Пожароопасность	100
5.5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	102
5.5.2. Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	103
5.5.3. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	104
Заключение	105
Приложение А	106
1. General information about Electric Submersible Pumping System	107
1.2 Selection procedure	113
1.3 Designing of an electrical submersible pump	114
1.4 Effect of High Viscosity Wells in ESP Installation.....	118

Введение

Нефть и газ в современном мире являются наиболее экономичными видами топлива, играя определяющую роль в энерговооруженности индустриально развитых стран. Несмотря на расширение применения нетрадиционных возобновляемых источников энергии, в обозримой перспективе углеводороды останутся основными энергоносителями во всех странах мира.

Помимо использования нефти и газа в качестве энергоносителя, они так же являются ценным сырьем для химической, нефтехимической промышленности и медицины. В конечном итоге, темпы развития нефтегазовой промышленности и широкий спектр применения углеводородов, во многом влияют на развитие всех отраслей индустрии и народного хозяйства. Однако, в связи с постепенным исчерпанием запасов углеводородов на разрабатываемых месторождениях, требуется все больше затрат для поддержания установленного уровня добычи. В совокупности с установившейся тенденцией снижения цен на углеводороды, компании вынуждены искать все новые способы оставаться конкурентоспособными.

Основой планомерного развития нефтяной и газовой промышленности наряду с интенсификацией, является оптимизация производства. Основой оптимизации добычи углеводородов является максимальное использование природных ресурсов, рост производительности труда, максимальное использование производственных ресурсов при наименьших затратах.

В дипломной работе рассмотрена добыча углеводородов с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) на месторождении Одопту-море. Метод механизированной добычи нефти установками электроцентробежных насосов является оптимальным для форсированного отбора жидкости из скважин имеющих сложный профиль и особые осложняющие факторы. Но также УЭЦН является высокотехнологичным и дорогостоящим оборудованием, требующим грамотного подхода к подбору

компоновки установки для каждой конкретной скважины, и постоянного мониторинга изменяющихся условий в процессе разработки месторождения.

Целью дипломной работы является повышение энергоэффективности эксплуатации оборудования на месторождении Одопту-море.

Задачи:

- Рассмотреть геолого-физические характеристики месторождения;
- Изучить существующее оборудование УЭЦН и осложняющие факторы при механизированной эксплуатации скважин;
- Проанализировать эффективности работы скважин на месторождении;
- Произвести подбор необходимого оборудования для оптимизации работы скважин;
- Определить экономический эффект от внедрения оборудования.

Защищаемые положения

- Оптимизация режима работы скважин достигается подбором оптимальной компоновки УЭЦН с учетом осложняющих факторов или переводом работы скважин на периодический режим;
- Использование УЭЦН меньшей мощности или перевод на периодический режим работы является решением проблемы неэффективной работы скважин.

1 Геолого-физическая характеристика месторождения

1.1 Краткая характеристика района расположения месторождения

Нефтегазовое месторождение Одопту-море располагается на шельфе Охотского моря, в 6–10 километрах восточнее берега острова Сахалин, на широте северного окончания Пильтунского залива (см. рисунок 1.1). Месторождение относится к Охотской нефтегазоносной провинции.

Административно входит в состав территории Охинского района Сахалинской области. Участок разработки находится в сорока километрах юго-восточнее районного центра г. Оха. Связь с областным центром сахалинской области (г. Южно-Сахалинск) осуществляется авиатранспортом и автотранспортом. В 7 километрах к северо-западу находится ближайшее разрабатываемое месторождение Одопту-суша. Поселки Восточное Эхаби в 10 километрах к северу и Тунгор в 14 километрах к западу являются ближайшими населёнными пунктами. Электроснабжение осуществляется с Охинской ТЭЦ (г. Оха), водоснабжение из поселка Тунгор.

Месторождение расположено в прибрежной низменности Охотского моря, ограничивается заливом Пильтун на западе, заливом Одопту на севере и берегом охотского моря на востоке. Территория представляет собой заболоченную местность с многочисленными мелкими озерами. Наиболее возвышенные участки рельефа не превышают 20 метров, обрываются в сторону Охотского моря клифами, переходящими в морской пляж. Глубина заливов Пильтун и Одопту составляет 1–2 метра, в связи с чем они не являются пригодными для судоходства, соединение с морем осуществляется по узким протокам, часто замываемым во время штормов.

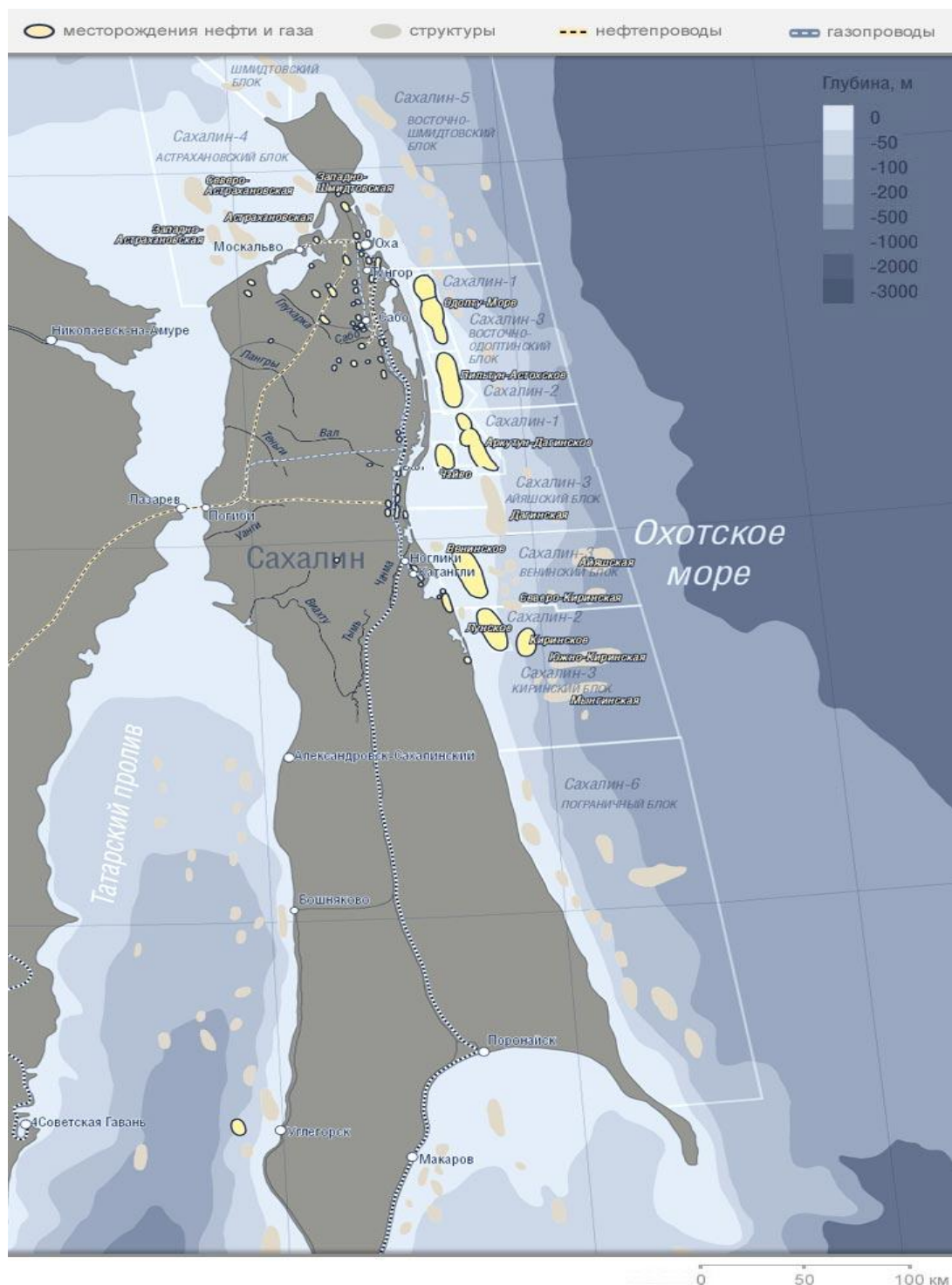


Рисунок 1.1 – Карта месторождений Северного Сахалина.

Территория месторождения принадлежит к Северо-Сахалинской низменной климатической зоне, характеризующейся вторжением воздушных масс с территории Охотского моря летом и холодного континентального воздуха зимой.

Зима характеризуется низкими температурами, длительным и устойчивым снежным покровом (до 9 месяцев в году), частыми ветрами и

метелями. Снежный покров устанавливается в конце октября. Максимальной высоты (1,2 м) снежный покров достигает в марте. Разрушение устойчивого снежного покрова происходит в мае. Глубина промерзания грунтов в среднем колеблется от 2,01 до 2,97 м. Максимальная зафиксированная глубина промерзания – 3,9 м.

Лето холодное, пасмурное. Сильное влияние на климат оказывает холодное Сахалинское течение.

Для теплого периода характерна частая повторяемость туманов, с максимумом в июне-июле.

Среднегодовые показатели климата составляют:

- Относительная влажность от 75 до 85%;
- Количество осадков – 546 мм;
- Температура воздуха минус 2,4°С;
- Абсолютных минимум (годовой) температур приходится на январь – минус 34°С;
- Абсолютный максимум (годовой) температур приходится на август – плюс 28°С.

Сообщение месторождения Одопту-море осуществляется по грунтовым дорогам III и IV категорий трудности. Северная часть о. Сахалин по сейсмическому районированию отнесён к зоне умеренной сейсмической активности. Возможная амплитуда землетрясений составляет 9 баллов.

1.2 Характеристика геологического строения месторождения

Подготовка Одоптинской морской структуры под глубокое поисковое бурение проводилось детальными сейсморазведочными работами 2Д. Месторождение Одопту-море открыто в прибрежной зоне острова Сахалин в 1977 г. поисковой скважиной №R0. Геологическое строение месторождения изучено по данным сейсморазведки 3Д, результатам бурения трех вертикальных и семнадцати наклонно-направленных скважин.

1.2.1 Стратиграфическая характеристика месторождения

Стратиграфический разрез месторождения представлен (сверху-вниз) следующими отложениями:

- четвертичные отложения;
- нутовский горизонт;
- уйнинско-дагинско-окобыкайский горизонт;
- даехуриинский горизонт;
- мачигарский горизонт;
- меловой «фундамент».

Верхнеокобыкайский подгоризонт ($N_1 ok$) является наиболее древней вскрытой частью стратиграфического разреза. Верхняя граница окобыкайского горизонта условно проведена на уровне кровли XXVII пласта. Толщина отложений вскрытых скважиной составляет 350 метров; проведённые сейсморазведочные работы показывают, что в восточном направлении в пределах Восточно-Одоптинской зоны толщина осадков составляет приблизительно 500 метров, а в западном направлении толщина осадков увеличивается примерно до 1000 метров. По литологическим характеристикам горизонт представляет собой чередование 20–40 метровых пластов печанников с мелкозернистыми и среднезернистыми плотными глинами и кремнистыми аргиллитами.

Нутовский горизонт ($N_1 nt$) – верхний миоцен-плиоцен. Толщина осадков варьируется от 2100 до 3000 метров в Юго-Западном направлении и от 1800 до 2000 метров в направлении Восточно-Одоптинской зоны. Литологически горизонт изменяется в широких пределах. На западе и северо-западе представляет собой полностью песчаный разрез, а на востоке доходит до полностью глинистого.

Нутовский горизонт подразделяется на:

- нижненутовский подгоризонт (IX–XXVI пласты);
- верхненутовский подгоризонт («М», «Н», «О», I–VIII пласты).

Нижненутовский подгоризонт состоит из чередующихся сложно построенных пластов песчаников толщиной от 2 до 60 метров, глин и алевролитов. Средняя часть разреза XII-XXIV пластов характеризуется максимальным содержанием песчаников (от 40 до 55 процентов) Песчаники по классификации отнесены к серым и светло-серым, средне- и мелкозернистым, хорошо отсортированным, часто алевроитовым и глинистым. Глины преимущественно относятся к серым и темно-серым, мягкие и слабопесчанистые глины преобладают в верхней части разреза, а плотные аргилитоподобные сконцентрированы в нижней части. Алевролиты можно классифицировать как серые, светло-серые, разномзернистые, плотные, частично с переходами в мелкозернистые песчаники. Толщина отложений возрастает до 1800 метров в области прогибов, с удалением на восток (к Восточно-Одоптинской зоне) снижается до 400–500 метров. В среднем по площади толщина отложений составляет порядка 1100–1300 метров. С уменьшением толщины осадков увеличивается их глинизация.

Все установленные скопления углеводородов отнесены к центральной части разреза нутовского подгоризонта (XX–XXI₂ пластам). В процессе проведения дополнительных исследований с учетом интерпретации результатов 3D сейсмических исследований на месторождении были выделены пласты с доказанной промышленной нефтегазоносностью: XX₁²; XX²; XXI₁; XXI₂.

Помимо этого по материалам геофизических исследований предполагается залежь в пласте XX₃. Все пласты с доказанной нефтегазоносностью объединены в общую пачку – XX и XXI пласты.

Верхненутовский подгоризонт - N_{2nt} (плиоцен)

Верхненутовский подгоризонт составлен песчаными пластами «М», «Н», «О», I–VIII. В процессе формирования осадочные породы подгоризонта отлагались в бассейне на глубинах 50–150 м. В наиболее широком месте (сводовая часть) толщина осадков подгоризонта составляет 750 м.

Позже корреляция продуктивных пластов была изменена в связи с более детальным изучением разрезов скважин с учетом материалов 3Д сейсморазведки (Таблица 1.1)

Таблица 1.1 – Сопоставление балансовой и уточненной номенклатуры продуктивных пластов при пересчете запасов

Номенклатура продуктивных (1985–2002 гг.)	Уточненная номенклатура продуктивных пластов (с 2003 г.)
-	XX ₁ ² (2 прослой)
XIX ₁	XX ₂
XX ₂	
XX ₃	XX ₃
XXI ₁	XXI ₁ –XXI ₂

1.2.2 Тектоническая характеристика месторождения

Одоптинская складка (антиклиналь) относится к Одоптинской мегантиклинали. Габариты мегантиклинали составляют 32×6,5 километров. Углы падения пород в приосевой части структуры составляют 2°–3°. С удалением в сторону западного крыла углы увеличиваются до 5°–17°, в восточном крыле от 3° до 7°. Складкообразование шарнира мегантиклинали образуют три купола: Северный, Центральный и Южный. Северный и Центральный купол входят в лицензионный участок проекта Сахалин-1. Северный купол имеет размеры 11 × 4 километра. Углы падения пород восточного крыла составляют около 5°, на западном – до 10° (см. рисунок 1.2).

В пределах участка «Северный купол» выделены три разломные зоны. Нарушения имеют грабенообразующий тип и практически не секут основные нефтяные пласты. Наиболее крупное нарушение – сброс №1, приурочено к первой зоне и имеет сбросово-сдвиговый характер. Нарушение прослеживается на всем протяжении разреза в направлении с юго-западного на северо-восточное через свод купола. Исследования осложняются тем, что Сброс №1 не подсечен скважинами, но исходя из результатов гидродинамических исследований скважины №R26 установлен с высокой вероятностью непроницаемый экран на расстоянии 30–40 метров от скважины. Данное предположение подтверждается так же отсутствием нефтенасыщения в скважинах прилегающего блока (скважина №R0, №R21).

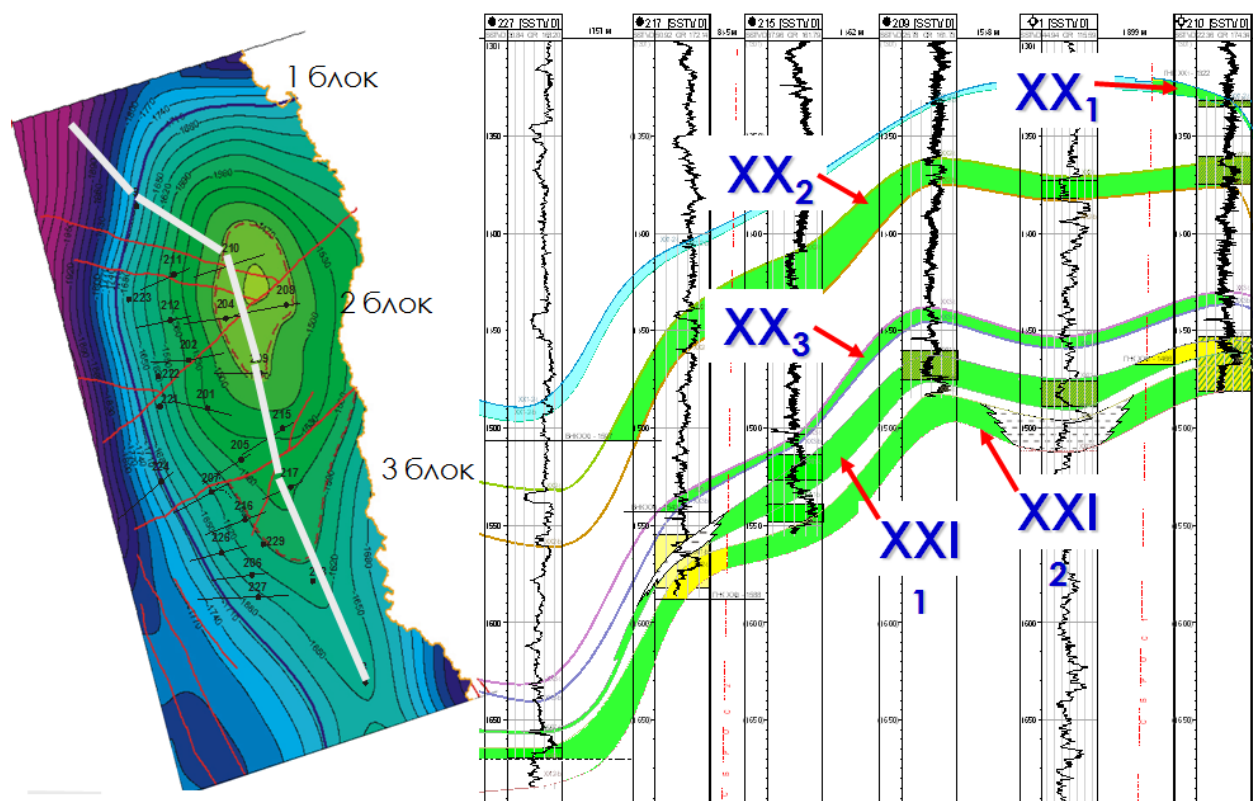


Рисунок 1.2 – Структурный план и разрез месторождения Одопту-море

Сброс №2 установлен при помощи сейсмоматериалов 3D исследований. Экранирующие свойства подтверждаются различной продуктивностью второго и третьего блоков, и наличием газовой шапки залежи XXI₂ пласта в третьем блоке.

Наиболее вероятное возникновение экранирующих свойств объясняется тем, что в зонах, ослабленных нарушениями могли скапливаться непроницаемые осадки, создавая литологические экраны, разделяя песчаный прослой на отдельные гидродинамически несвязанные залежи.

1.2.3 Нефтегазоносность

На месторождении выделено 13 залежей, из них 4 газонефтяных и 9 нефтяных. По количеству извлекаемых запасов нефти и газа месторождение принадлежит к категории мелких. Месторождение имеет очень сложное геологическое строение, имеется наличие одно- и двухфазных залежей, характеризуется присутствием литологических замещений и нестабильностью по площади толщин и коллекторских показателей продуктивных пластов, осложнено тектоническими нарушениями. Залежи углеводородов по фазовому

состоянию принадлежат к нефтяным (XX_2 , XX_3) и нефтяным с газовой шапкой (XX_1^2 , XXI_1 , XXI_2). Строение коллектора в ловушке – пластовое. Тип коллектора – поровый. Типы экрана в ловушке – сводовые и частично тектонически и литологически экранированные. По величине пластового давления – к залежам с высоким пластовым давлением (136–173 кгс/см²). По величине рабочих дебитов относятся к мало- и среднедебитным. Наибольшие высотные отметки залежей характерны для I блока XXI_1 , XXI_2 пластов – 260–254 метров, наименьшие для XX_1^2 – 87метров.

Пласт XX_1^2 развит на всей площади структуры, контрастно выделяется на фоне вмещающих пород, имеет незначительную общую толщину 2–7 м. Коллектор развит в сводовой части купола, эффективные толщины не превышают 3 м, характеризуется низким показателем песчаности (0,42), расчлененность 4,3

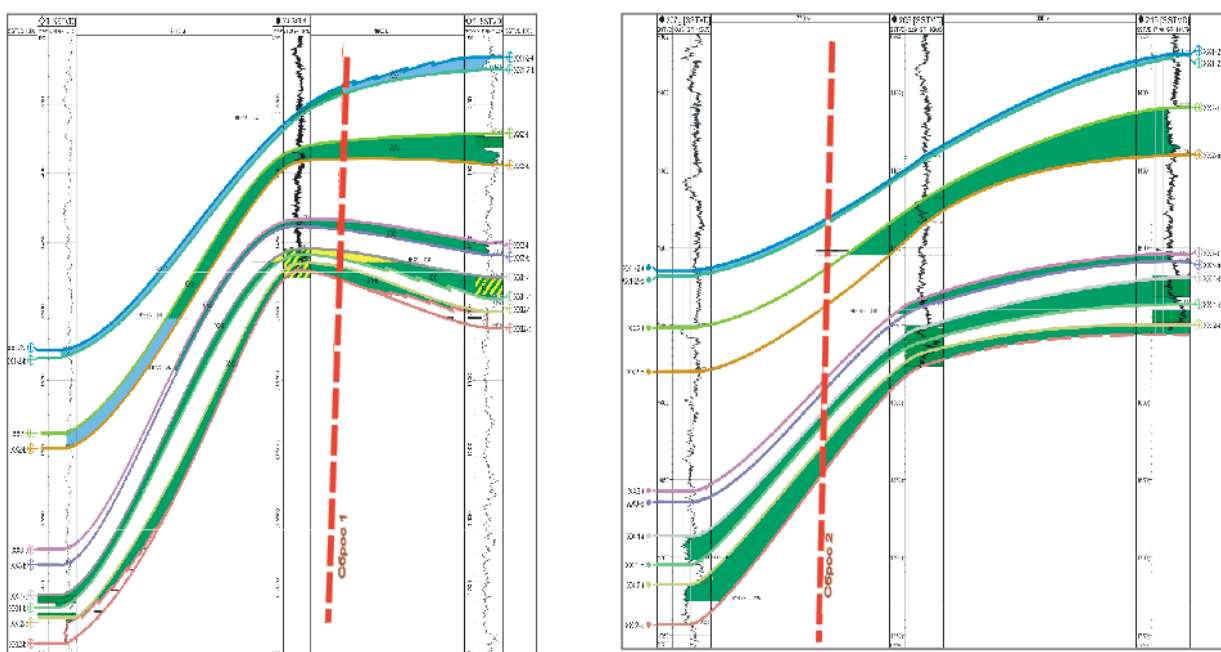


Рисунок 1.3 – Схемы корреляции по линиям скважин R27-R26-R0 и R2-R1-R7

Залежь I блока XX_1^2 пласта вскрыта и опробована совместно с XX_2 в скважине №R4, где из интервала перфорации от 4915 до 4932 метров (1332–1334 метров абсолютных) получен приток нефти с газом с дебитом 16,8 м³/сут. нефти, газовый фактор – 540 м³/м³. Пласт по результатам оценки ГИС продуктивен в скважинах №№ R3, R4, R26 до подошвы, в скв. №№ R0, R19, R20, R6, R21 – водоносен по ГИС. С юга залежь экранируется сбросом №1, на

остальной территории ограничена контактом. Граница залежи проведена по отметке подошвы скважины. № R26 – 1362 м.

Учитывая высокий начальный газовый фактор, можно предположить наличие в залежи газовой шапки. Граница газ–нефть проведена по отметке – 1333,6 м, что соответствует отметке подошвы нижнего газоносного прослоя. Залежь нефтегазовая, пластовая сводовая, тектонически экранированная. Высота залежи составляет 87 метров: газовой шапки – 59 метров, нефтяной оторочки – 28 метров, ширина водонефтяной зоны достигает 100 метров, эффективная толщина насыщенного коллектора в среднем составляет от 1,4 до 1,7 м.

XX₂ пласт состоит из двух пропластков, хорошо выражен во всех скважинах и прослеживается по всей площади купола. Толщина пласта колеблется от 14 до 50 метров, эффективная толщина – от 5 до 22,1 метра, достигая максимума в сводовой части 2 блока. Пласт характеризуется низким коэффициентом песчаности (0,28), расчлененность – 5,2. Разрывными нарушениями ловушка разбита на три блока, к которым приурочены тектонически экранированные залежи нефти.

В блоке №1 залежь установлена по насыщению кернa в скважине №R19, доказана опробованием скважины №R4, где из интервала перфорации 5097–5160 метров (абсолютные отметки 1361,1–1375 метров) совместно с XX₁² пластом, получен приток нефти. Водонефтяной контакт (Скважина №R19) установлен на уровне подошвы пласта – 1501 метр. Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, высота залежи составляет 176 метров, ширина водонефтяной зоны около 200 метров, средняя толщина нефтенасыщенного коллектора от 4,1 до 6,9 метра.

На площади блока №2 пробурены скважины № R0, R21, R19, R1, R7. Пласт опробован в интервале перфорации от 1402,8 до 1412 метров (абсолютные отметки – 1373–1382 метров) в скважине №R0. Получен приток безводной нефти с дебитом 11,4 м³/сут., в других скважинах по результатам геофизических исследований предполагается аналогичное наличие

нефтенасыщенности.. В скважине №R1 на уровне подошвы (1485 метров) установлен водонефтяной контакт Залежь нефти определена как пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, с высотой залежи 160 метров, с шириной водонефтяной зоны до 250 метров, с нефтенасыщенной толщиной от 7,6 до 12,1 метров.

При исследовании блока №3 вскрыта скважинами №R9, №R8 и №R28. Исследования пласта проводились в скважине №R28, в интервале перфорации от 1536 до 1548 метров (абсолютные отметки от 1507,5 до 1519,5 метров). Приток воды с нефтью составил 22,1 м³/сутки с содержанием нефти до 15%, что предполагает близость водонефтяного контакта. В скважине №R8 пласт залегает на глубинах от 4318 до 4413,5 метров (абсолютные отметки от минус 1502,6 до минус 1527,2 метра). При проведении геофизических исследований установлена продуктивность до глубины 4333 м (абсолютная отметка минус 1506 метров). В скважинах № R5, № R6 и № R2 согласно результатам геофизических исследований пласт является водоносным. Водонефтяной контакт установлен на отметке 1506 метров.

Залежь нефти определена как пластовая, сводовая, тектонически экранированная, высота залежи составляет 81 метр, ширина водонефтяной зоны колеблется от 50 до 500 метров, средняя нефтенасыщенная толщина от 7,6 до 9,2 метра.

XX₃ пласт хорошо коррелирует в скважинах, наиболее развит в верхней части купола. Толщина пласта варьируется от 2,6 до 14 метров, толщина коллектора от 0 (в зоне замещения) до 7,6 метров.

В результате геофизических исследований установлена насыщенность коллектора в блоке №1 в скважинах №R26, №R20, №R4 и №R5. Отметка нефтеносности проходит по подошве насыщенного прослоя в скважине №R5 отметке минус 1543 метра. Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически-экранированная. Высота залежи составляет 143 м, ширина водонефтяной зоны варьируется от 75 до 100 метров, нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,56 метра.

В блоке №2 установлена продуктивность по результатам геофизических исследований в скважинах №R3, №R21, №R0, №R19, №R1 и № R7. В качестве водонефтяного контакта принята отметка минус 1506 метров. Высота залежи составляет 111 метров, ширина водонефтяной зоны до 100 м, насыщенная толщина коллектора от 2,0 до 2,5 метров.

В блоке №3 установлена продуктивность пласта при геофизических исследованиях скважины №R9. В качестве водонефтяного контакта принята отметка минус 1538 метров. Высота залежи составляет 13 метров, ширина водонефтяной зоны до 250 метров, насыщенная толщина коллектора от 2,0 до 3,1 метра.

Пласт XXI₁ состоит из чередующихся песчано-глинистых и алевритовых пород, представлен тремя прослоями коллектора. Общая толщина пласта изменяется от 8 до 27 метров, толщина коллектора варьируется от 0 (в зоне замещения) до 14,2 метров. Наибольшие толщины отнесены к западному крылу складки. Пласт XXI₁ совместно с нижележащим XXI₂ характеризуется низкой песчаностью (порядка 0,36), высоким уровнем расчлененности, равной 10.

Ловушка структурно-литологическая и разбита на три залежи сбросами №1 и №2.

В блоке №1 залежь вскрыта с последующим опробованием скважинами №R0, №R27, №R4, №R5, №R6, №R26 и №R20. Из них в скважинах №R27, №R4, №R26, №R5 и №R6 проведено опробование совместно с пластом XXI₂. В скважине №R27 получен слабый приток нефти с дебитом 2,7 м³/сутки, что является свидетельством низких фильтрационно-емкостных свойств XXI₁ и XXI₂ пластов. Опробование в в скважинах №R26 и №R4 дало приток нефти с газом. Газовый фактор составил 2339 м³/м³). Газонефтяной контакт принят на отметке 1457 метров. Водонефтяной контакт принят на отметке 1710 метров. Также эти результаты подтвердились при проведении геофизических исследований в скважине №R27.

Залежь тектонически экранированная, имеет частичное литологическое ограничение в восточном направлении. Габариты залежи 3,25×4,5 километра,

нефтяная оторочка находится на уровне 253 метров, ширина водонефтяной зоны составляет до 120 метров, газонефтяной – до 1200 метров, эффективная толщина коллектора изменяется от 1,6 до 4,8 метра, газонасыщенная – до 4,7 метра.

Газонефтяная залежь блока №2 вскрыта скважинами №R0, №R3, №R21, №R19, №R1, №R7, №R13 и №R15.

На данном участке опробование пласта было проведено по всем скважинам. При опробовании пласта из скважин №R21 и №R3 получен приток нефти с газом. Газовые факторы составили 1273,8 м³/м³ и 334 м³/м³, что свидетельствует о наличии газовой шапки. Отметка газонасыщения принята на абсолютной отметке минус 1466 метров, что не противоречит данным геофизических исследований. Отметка водонефтяного контакта принята на уровне 1702 метра.

Залежь газонефтяная, тектонически экранированная, частично литологически ограниченная в восточном направлении. Габариты залежи 1,75×4,25 километра, ширина газонефтяной зоны 1000 метров, водонефтяной – до 125 метров, нефтенасыщенная толщина коллектора в блоке изменяется от 3,4 до 6,0 метров, газонасыщенная – 3,5 метра.

Залежь нефти в блоке №3 вскрыта и опробована скважинами № R28, №R2, №R8, №R22, №R18. В скважинах №R2, №R22, №R18 опробование и эксплуатация велась совместно с пластом XXI₂. Граница нефтенасыщения в блоке составляет 1702 метра.

Эффективные толщины в блоке №3 незначительны (в среднем 2,8–3,3 метра), изменчивы по площади в литологическом плане, имеется ухудшение коллекторских и фильтрационно-емкостных свойств в восточном направлении (скважины № R9, № R8 и №R18).

Пласт XXI₂ неоднороден, состоит из отдельных, ограниченных по площади песчаных тел. Описание данного участка весьма затруднено. Толщины пласта, вскрытые скважинами уменьшаются от 30 до 5 метров в направлении с востока на запад. Толщины коллектора аналогично

уменьшаются от 14,2 до 0 метров. Достигают наибольших значений в сводовой и западной частях блока. В пределах ловушки установлено наличие трёх залежей

Залежь блока №1 опробована совместно с пластом XXI₁ скважинами №R26, №R4, №R5, №R6. Граница насыщения в блоке №1 проведена по нижним перфорационным отверстиям в скважине №R27 – 1721 метра.

Залежь нефти пластовая сводовая, тектонически экранированная, частично литологически ограниченная в восточной. Габариты залежи 4,25×3,75 километра, высота – 246 метров, ширина водонефтяной зоны до 75 метров, толщина нефтенасыщенного коллектора от 1,6 до 1,8 метра.

В блоке №2 пласт XXI₂ находится в эксплуатации с пластом XXI₁ скважинами №R19, №R1, №R7. На начальном этапе пласт XXI₂ был опробован совместно с пластом XXI₁ скважиной №R23, получен приток воды с нефтью. В интервале пласта XXI₂ в результате исследований была отмечена низкая нефтенасыщенность (44–45%). Вероятной причиной являлся близко расположенный к подошве уровень водонефтяного контакта, который и стал причиной водяных перетоков. Позже была проведена изоляция скважины, что привело к получению притока безводной нефти из вышележащего пласта XXI₁.

Водонефтяной контакт установлен на уровне кровли пласта в скважине №R23 на отметке 1707 метров. Залежь нефти пластовая, сводовая, сбросы №1 и №2 создают тектоническое экранирование, на востоке присутствует литологическое ограничение. Размеры залежи 4,0×2,4 километра, высота – 232 метра, ширина водонефтяной зоны от 100 до 400 метров, толщина нефтенасыщенного коллектора от 4,9 до 5,7 метров.

В блоке №3 пласт вскрыт скважинами №R28, №R2, №R8, №R9, №R29, №R22, №R16, №R18. Пласт опробован и разрабатывается вместе с пластом XXI₁ скважинами №R8, №R22, №R18. В скважине №3 пласт опробован в интервале от 1691 до 1719 метров (абсолютные отметки от минус 1662,5 до минус 1677,5 метров). По результатам получен приток воды с признаками нефти, дебит составил 11 м³/сут.

В скважине №R9 получен фонтанный приток газа. Газонефтяной контакт по результатам исследований установлен на отметке 1580 метров (подошва коллектора в скважине). Приток чистой нефти соответствует нижнему отверстию интервала перфорации скважины №R16 и составляет 1670 метров. По результатам исследований в скважинах №R29, №R9, №R16 и №R18 установлена зона уменьшения эффективных и общих толщин коллектора, а также ухудшение коллекторских свойств.

Газонефтяная залежь блока №3 пластовая, тектонически экранированная, с частичным литологическим ограничением в восточном направлении. Габариты залежи 2,8×5,0 км, высота газовой шапки 18 метров, нефтяной оторочки – 90 метров. Ширина газонефтяной зоны до 400 метров, водонефтяной до 1000 метров. Газонасыщенная толщина от 2,1 до 3,5 метров, нефтенасыщенная толщина от 3,3 до 7,6 метра.

1.2.4 Характеристика параметров продуктивных пластов и их неоднородности

Продуктивный осадочный комплекс месторождения сформирован в условиях шельфового склона, что повлияло на литологический состав и коллекторские свойства пород. Параметры продуктивных пластов и их неоднородности изучены по ГИС и керну, средние значения параметров приведены в таблице 1.2, статистические ряды распределения фазовых проницаемостей приведены в таблице 1.3

Таблица 1.2 – Месторождение Одопту-море (Северный купол) Статистические показатели характеристик неоднородности пластов

Пласт	Кол-во скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости, доли ед.		Коэффициент расчлененности, доли ед.	
		среднее значение	коэфф. вариации	среднее значение	коэфф. вариации
1	2	3	4	5	6
XX ₁	3	0,42	0,84	4,3	0,29
XX ₂	7	0,28	0,53	5,2	0,59
XX ₃	7	0,4	0,51	4,4	0,44
XXI ₁	9	0,36	0,44	10	0,64

Таблица 1.3 – Результаты определения фазовых проницаемостей месторождения Одопту-море

Лабораторный номер образца	Фазовая проницаемость для		Относительная проницаемость для		Параметр насыщения	Водонасыщенность, %
	воды, $\cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	нефти, $\cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	воды	нефти		
17-227	502,62	0	0,542	0	1	100
	0	400,22	0	0,432	6,15	28
	12,90	64,36	0,014	0,069	2,30	55
	12,49	36,44	0,014	0,039	2,21	56
	14,41	25,27	0,016	0,027	2,12	60
	17,24	19,62	0,019	0,021	2,03	61
	18,91	13,69	0,020	0,015	1,93	62
	33,91	0	0,037	0	1,82	66

Зависимость между проницаемостью и начальной нефтенасыщенностью приведена на рисунке 1.4

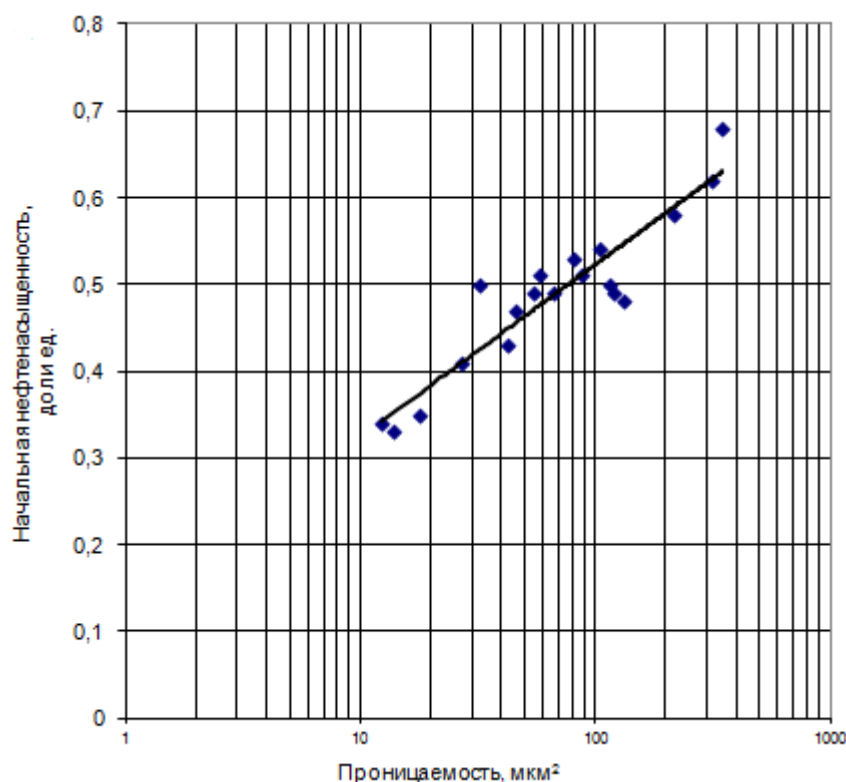


Рисунок 1.4 – График зависимости между проницаемостью и начальной нефтенасыщенностью

Зависимость между проницаемостью и остаточной нефтенасыщенностью приведён на рисунке 1.5

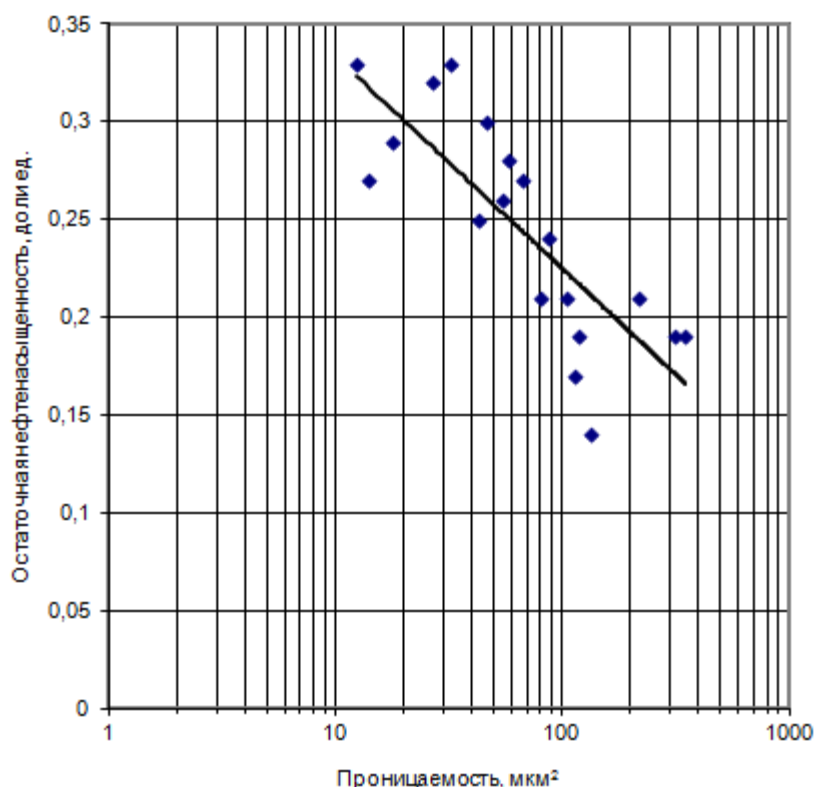


Рисунок 1.5 – График зависимости между проницаемостью и остаточной нефтенасыщенностью

XX пласт развит в пределах сводовой части и на западном крыле Северного купола. Керновым материалом и образцами из боковых грунтоносных охарактеризован в скв. R0, R28, R27, R19, R5. По промыслово-геофизической характеристике и результатам анализа каменных образцов пласт представляет собой перемежающиеся слои песчаников, алевролитов и глин. Песчаники относятся к классу плохо отсортированных, имеют многочисленные линзовые нарушения, а также прослойки глин и алевролитов. Объем содержащихся глин, представленных гидрослюдисто-монтмориллонитовыми минералами, составляет от 15 до 45%. В пределах пачки выделены прослойки коллекторов XX₁², XX₂, XX₃. Из них XX₁², XX₂ с доказанной нефтеносностью и XX₃ с предполагаемой продуктивностью по ГИС и признакам нефтенасыщения в керне (скважина №R5).

XX₁² пласт по каротажной характеристике представлен песчано-алевритовым прослоем, замещен глинами в восточной части структуры. Фильтрационно-емкостные свойства коллектора практически не изучены керном. В соответствии с интерпретацией результатов ГИС проницаемость

находится в диапазоне от 16×10^{-3} до 58×10^{-3} мкм², пористость от 19 до 22%, расчетная насыщенность коллектора изменяется от 38 до 58% (принятая средняя начальная нефтенасыщенность 57%).

XX₂ пласт по результатам исследования керна из скважины № R19 и образцов грунтов из скважин №R0, R28, R27 в основе состава имеет мелкозернистый песчаник, частично среднезернистым, алевритистым с линзами глин. Также в количестве 15–25% присутствует цемент. Состав цементирующей массы представлен гидрослюдисто-монтмориллонитовым, реже – сгустковым железистым карбонатом, изредка встречается кальцит.

В породах пласта преимущественно развиты кремнистые и кварцитовидные разности. Подчиненное значение имеют алевролиты и алеврито-песчаники, которые приурочены к подошвенной части пласта. Открытая пористость коллектора изменяется от 18-24%, проницаемость от 10×10^{-3} до 318×10^{-3} мкм² с максимальными значениями в центральной части структуры (скважина №R7), средняя начальная нефтенасыщенность коллектора, принятая по керну и ГИС – 60%.

XX₃ пласт состоит из 2-3 слоев коллектора, разделенных глинисто-алевритовыми прослоями. Керновым материалом охарактеризован в скважине №R28 (интервал 1631–1650 м) и №R5 (интервал 4510,5–4518,7 м). По результатам анализа образцов керна пласт представлен песчаным алевролитом перемежающимся с линзами и прослоями глины, песчаника мелкозернистого слабо цементированного. Проницаемость пород составляет 18×10^{-3} – 127×10^{-3} мкм², пористость изменяется от 19 до 25%. Средняя начальная нефтенасыщенность по керну и ГИС составляет 57%.

XXI₁ пласт изучен по материалам ГИС, данным исследования грунтов, отобранных в скважинах №R0, №R28, №R27, результатам исследования керна из скважины № R19.

Песчаники и алеврито-песчаники в составе пласта, в основном, мелкозернистые алевритовые, с редкими линзами и прослоями глин. Содержание цемента в них составляет 15–30% (в линзах и разделах между

прослоями до 50–70%). Состав цементирующей массы представлен гидрослюдисто-монтмориллонитовым, реже сгустковым железистым карбонатом, пиритом, хлоритом, с прослоями известковых песчаников.

Категории алевролитов представлены крупнозернистыми, песчано-глинистыми, разномерными, реже тонкозернистыми. Количество цемента колеблется от 10 до 30% (до 70% в линзах). Состав цементирующей массы гидрослюдисто-монтмориллонитовый, местами кальцитовый, изредка – хлоритовый. Текстура цементного материала преимущественно базальтная, поровая. Обломочная часть пород представлена кварцем (48%), реже полевыми шпатами (25%) и обломками пород (27%).

Коллекторы относятся к среднепроницаемым, средняя расчетная проницаемость по ГИС – 381×10^{-3} мкм², проницаемая часть пласта керном не изучена. В скважине №R19 керн отобран из непроницаемой части пласта между прослоями коллектора и представлен глинами алевроито-песчаными с проницаемостью от $0,04 \times 10^{-3}$ до $3,56 \times 10^{-3}$ мкм², открытая пористость от 7 до 12%.

XXI₂ пласт. Состав и свойства пород изучены по грунтам, отобранным в скважинах №R0, №R28, №R27, керну из скважины №R2 (пилотный ствол) и ГИС. Согласно лабораторным исследованиям пласт преимущественно представлен песчаниками мелко-тонко-зернистыми и средне-мелкозернистыми (в более тонких прослоях). Исследованиями керна из кровельной части пласта скважины №R2, определены фильтрационно-емкостные свойства пород: открытая пористость варьируется от 21,65 до 22,33%, газопроницаемость составляет 508×10^{-3} – 610×10^{-3} мкм². Большие размеры пор, их равномерное распределение, хорошая сообщаемость пор, низкое содержание цементирующих веществ (от 2 до 11%) обуславливают высокую проницаемость пород.

Межпластовые разделы изучены по ГИС и исследованиям керна, грунтов и шлама. Раздел между XX и XXI₁ пластами имеет толщину от 12 до 24 м, охарактеризован керном скважины №R28 и представлен преимущественно

алевролитами с редкими прослоями алевроито-песчаников. Пористость пород варьируется от 14 до 23%, проницаемость от $0,1 \times 10^{-3} - 0,3 \times 10^{-3}$ мкм² до $15,9 \times 10^3$ мкм². Раздел между XXI₁ и XXI₂ пластами имеет толщину до 30 м, по ГИС представлен глинистыми алевролитами, имеющими более высокие экранирующие свойства.

1.2.5 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов

При исследовании 171 пробы отобранных из 10 береговых наклонно-направленных скважин, и вертикальных скважин №R0 и №R28, пробуренных с морской буровой платформы в период с 1998 по 2004 годы определены физико-химические свойства нефтей XXI₁, XXI₂ и XXI₁²-XX₂ пластов.

Исследования были проведены в Аналитической лаборатории «СахалинНИПИморнефть» методами однократного и ступенчатого разгазирования. Исследование нефти в пластовых условиях на основе скважины №R28 было проведено в городе Даллас, США. Физико-химические свойства, групповой состав сепарированных нефтей (см. приложение Б) и компонентный состав газов (см. приложение В), Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти (см. приложение Г) получены по действующим ГОСТам в Аналитической лаборатории «СахалинНИПИморнефть». Зависимость между проницаемостью и остаточной водонасыщенностью приведена в приложении Д, зависимость между проницаемостью и пористостью приведена в приложении Е.

Нефти XXI₁, XXI₂ и XXI₁²-XX₂ пластов в поверхностных условиях идентичные свойства и относятся к легким, малосмолистым, малопарафинистым, малосернистым, маловязким и имеют следующие параметры:

- Плотность от 0,837 до 0,861 г/см³;
- Вязкость при 200С – от 2,69 до 3,76 сСт;
- Содержание парафинов от 0,7 до 1,34%;
- Серы от 0,20 до 0,31%;
- Смол силикагелевых от 3,5 до 11,3% (в среднем 5%);

- Асфальтенов от 0,3 до 0,8%;
- Температура кипения нефти от 50 до 76⁰С;
- Выход бензиновых фракций до 200⁰С – 35–43%, светлых до 300⁰С – 63-73%.

Имеются незначительные различия в свойствах нефтей в зависимости от расположения скважин по площади XX₁ пласта. В направлении пласта с восточного на юго-западное происходит последовательное увеличение плотности нефти от 0,839 (скважина №R0) до 0,850–0,853 г/см³ (скважины №R20, №R7). С южного к северному направлению по пласту, плотность нефти также возрастает с 0,838 (скважина №R28) до 0,852 г/см³ (скв. №R5).

Состав группового углеводородного состава следующий:

- метановые углеводороды – 38,7–42,8%;
- Нафтеновые углеводороды – 30,1–34,5%
- ароматические углеводороды – 23,4–26,8%.

По классификации Ботневой Т.А. нефти пластов XX₁ и XX₁²-XX₂ относятся к метановым, по А.А.Петрову (результаты газохроматографических исследований) – к типам А¹ и А¹-А².

Углеводороды в пластовых условиях имеют близкие свойства. Давления насыщения принимается равным пластовому и составляет от 14,76 до 17,31 МПа.

Нефть XX₁ пласта в пластовых условиях имеет следующие свойства:

- плотность – 741–751 кг/м³;
- растворимость газа в нефти – 87–91 м³/м³ ;
- относительная плотность газа – 0,616–0,617;
- объемный коэффициент – 1,224–1,261;
- коэффициент растворимости – 5,01–5,6 м³/м³×МПа⁻¹;
- Динамическая вязкость – 0,55–0,74×10⁻³ Па·с.

Нефть XX₁²-XX₂ пластов в пластовых условиях имеет следующие свойства:

- Плотность – 764 кг/м³ ;

- Растворимость газа в нефти – $77 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- относительная плотность газа – 0,625;
- объёмный коэффициент – 1,199;
- коэффициент растворимости – $4,98 \text{ м}^3/\text{м}^3 \times \text{МПа}^{-1}$.
- Динамическая вязкость (расчетным путем) – $0,72 \times 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$.

В соответствии с результатами проведённых исследований нефтей в пластовых и сепарированных условиях установлено следующее:

- В пластовых условиях нефть полностью насыщена газом;
- Нефти из разных пластов в поверхностных условиях имеют близкие физико-химические свойства;
- Незначительный разброс параметров для нефтей связан с её расположением в структуре.

Из пластового газа скважины №R9 пласта XXI₁ был получен конденсат, со следующими характеристиками:

- плотность – $0,756 \text{ г}/\text{см}^3$;
- вязкость – 0,81сП;
- температура закипания – 58°C ;
- выход до 200°C – 90%;
- содержание парафинов – 0,06%;
- серы – 0,02%;
- силикагелевых смол – 0,24%;
- асфальтенов – 0,02%.

Согласно типизации И.С.Старобинца, конденсат метано-нафтового типа, с содержанием 48% метановых и 39% нафтовых углеводородов. Данные о составе пластового газа получены путём сепарации при введении расчетной доли углеводородов C₅₊. С помощью расчетно-графического метода определены:

- Коэффициент конденсатоотдачи – 0,917;
- Потенциальное содержание C₅₊ – $10 \text{ г}/\text{м}^3$;
- Мольное соотношение «сухого» газа к пластовому – 0,998.

Исследования компонентного состава были проведены на 64 пробах отобранных из 10 скважин. Компонентный состав растворенного газа исследован по 64 пробам из 10 скважин. Состав и свойства растворенного газа, отобранного из горизонтальных скважин, вскрывших пласты XXI₁ и XX₁²-XX₂, изучены в Аналитической лаборатории «СахалинНИПИморнефть».

В составе газов:

- Метан – 90,3 – 95,3%;
- Тяжелых углеводородов – 5,1–8,4%;

Компонентный состав тяжелых углеводородов:

- Этан – 3,4–5,6%;
- Пропан – 0,7 – 1,6%;
- Бутан – 0,4 – 1,5%;
- Пентан – 0,1 – 0,8%;
- Гексан – до 0,4%.
- Азот – до 0,3%;
- Углекислый газ – до 0,4%.

Содержание гомологов метана убывает в ряду: C₂H₆–C₃H₈–C₄H₁₀–C₅H₁₂. Присутствие сероводорода не обнаружено.

Растворенный газ пластов XXI₁, XXI₂ и XX₁²-XX₂ классифицируется по И.С.Старобинцу как сухой и полужирный, низкоазотный, низкоуглекислый, не содержащий сероводорода.

По данным углеводородного состава и физико-химическим свойствам нефтей получены следующие товарные характеристики:

- Потенциальное содержание фракций, выкипающих до 200⁰С составляет от 40,6% до 47,0% массы;
- Потенциальное содержание фракций, выкипающих до 300⁰С составляет от 70,0 до 79,5% массы;

- Значительные содержания во фракции ароматических углеводородов и низких n-алканов дают предпосылки к получению высоких октановых характеристик бензина;
- Прямогонные фракции актуально использовать в качестве базовых компонентов автомобильных бензинов;
- Низкое содержание серы при высоком содержании нафтеновых углеводородов (30,1–34,5%) свидетельствуют о возможности получения ароматических углеводородов в процессе каталитического риформинга;
- Для производства компонентов дизельных топлив может быть использована фракция 200–400⁰С;
- Газ обладает высокой теплотворной способностью Q_H составляет 33650–41970 кДж/м³, Q_B – 37290–46230 кДж/м³ и имеет в составе незначительное количество балластных газов, в связи с чем актуально его использование в высокотемпературных процессах;
- В газе присутствуют тяжелые углеводороды, что позволяет рассматривать его как ценное сырье для производства метанола, этилена, пропилена и ацетилен.

Состав пластовых вод изучен по результатам анализов трех проб из скважины №R28 (XX₁, XX₂ пласта) и № R27 (XXI₁ пласта) (см. приложение Ж). Минерализация вод высокая и составляет 16,7–26,91 г/дм³. Содержание ионов хлора и гидрокарбонатов – 7,7–15 и 1,1–2,5 г/л соответственно. Сульфаты содержатся в количестве 0,16–0,42 г/л, сульфатный коэффициент имеет значения – 0,016–0,021. Редкие компоненты не определялись. Вода из XX₂ пласта относится к хлоркальциевому типу по Сулину, а XXI₁ пласта – гидрокарбонатно-натриевому типу.

1.2.6 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определяются как средние и низкие. Данная оценка обусловлена составом пород, который преимущественно состоит из тонко- и мелкозернистых песчаников и алевритов

с глинистостью более 15%. Нижние пределы коллекторских свойств приведены в таблице 1.4

Таблица 1.4 – Нижние пределы проницаемости, пористости, нефтенасыщенности и объемной глинистости при нормальных и пластовых условиях

Параметр	Для нефтенасыщ. коллектора		Для газонасыщ. коллектора	
	При нормальных условиях*	При пластовых давлениях	При нормальных условиях*	При пластовых давлениях
Проницаемость, $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$ с учетом эффекта Кликенберга	8	6,2 4,4	2,7	1 0,6
Пористость, % по керосину по гелию	19,34	18,49	17 16,6	14,1
Остаточная водонасыщенность, %	60		65,5	
Глинистость, %	23,2		27	
Объемная глинистость, доли ед.	0,187	0,189	0,225	0,23
Относительная глинистость, доли ед	0,492	0,505	0,57	0,62

Водонефтенасыщенность определена прямым методом (бурение скважин велось на нефилтующемся буровом растворе).

Исследования керна по определению коэффициента нефтевытеснения и фазовых проницаемостей проводились в условиях моделирующих пластовые. В исследованиях использовались образцы керна пласта XX_I скважины №R30.

Исследование коэффициента нефтевытеснения проводилось с постоянной скоростью закачки вытесняющего агента. Скорость течения (линейная) составляла до 2 м/сутки для образцов с величиной проницаемости до 0,1 мкм^2 , и до 5 м/сутки для образцов с величиной проницаемости выше 0,1 мкм^2 . В качестве вытесняющего флюида использовались раствор NaCl концентрацией 43г/л и очищенный керосин вязкостью 1,07 МПа·с и плотностью 0,795г/см³.

По результатам моделирования процесса вытеснения нефти водой коэффициент вытеснения в XX_I пласте варьируется в пределах от 0,01 до 0,72. В приложении И представлен график зависимости между коэффициентом нефтевытеснения и проницаемостью.

Для характеристики связи фильтрационных параметров пористой среды и ее флюидонасыщенности проведены исследования капиллярметрии в скважине №R32. На рисунке 1.6 приведены зависимости кривых капиллярного давления от водонасыщенности, J-функция водонасыщенность-проницаемость.

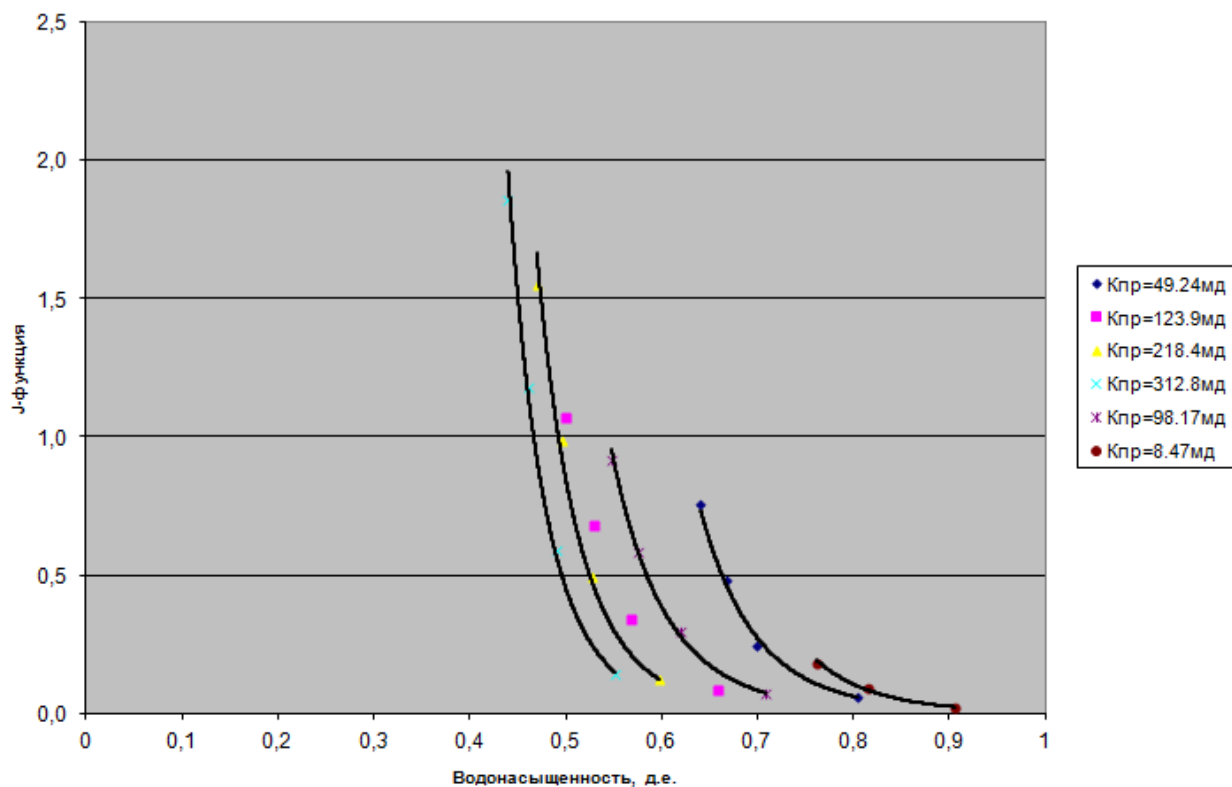


Рисунок 1.6 – Месторождение Одопту-море. Зависимость J-функция водонасыщенность-проницаемость.

Подсчетные параметры, балансовые запасы нефти и растворенного газа.

Запасы нефти и газа по Северному куполу месторождения Одопту-море в 1984г были утверждены ГКЗ СССР по XXI₁ (категория С₁) и XIX₁ (категория С₂) пластам.

В 2003г. по данным бурения и результатам геолого-промысловых исследований трех поисково-разведочных и 8 эксплуатационных скважин произведен оперативный пересчет запасов нефти и газа. Результаты пересчета запасов рассмотрены и включены в Отчетный Баланс запасов ОАО «НК «Роснефть» - Сахалинморнефтегаз» за 2003 г. (протокол заседания ЦКЗ №218 (м) – 2004 от 26 апреля 2004г.). На основании этого были внесены следующие изменения: впервые включены запасы по XX₁ пласту (по категории С₁), запасы XX₂ переведены в категорию С₁ на основании опробования их в скважине №R4,

подсчитаны запасы нефти по XX₃ пласту (категория С₂), в баланс включены запасы нефти и растворенного газа в целом по XX₁+ XX₂+ XX₃. По XXI₁ пласту проведена переоценка запасов нефти, свободного газа из газовой шапки и растворенного газа по категории С₁.

На основании данных сейсморазведки ЗД, по результатам бурения 17 наклонно-направленных и трех вертикальных скважин в 2005 г. была построена геологическая модель, произведен пересчет запасов нефти и газа. В приложении К приведены запасы нефти, газа и конденсата, полученные в результате пересчета по состоянию на 1.01.2006 г.

Таким образом на месторождении Одопту-море актуальными для промышленной эксплуатации являются пласты XX₁², XXI₁ и XXI₂.

2 Анализ оборудования механизированного фонда скважин месторождения Одопту-море

Разработка морских месторождений шельфа это система организационно-технических мероприятий, обеспечивающих рациональное извлечение углеводородов в жидкой и газообразной форме из месторождений, залегающих под дном морей и океанов. Организационно-технические мероприятия сопровождают процесс разработки в течении всего процесса: при проведении разведочных работ, бурении скважин, строительстве сооружений для добычи, сбора и транспортировки углеводородов, находящихся как над водой, так и ниже уровня моря. При разработке морских месторождений шельфа в условиях арктических морей существуют следующие особенности:

- Процесс разработки требует выбора оптимальной системы основных сооружений для использования в условиях шельфовой добычи: стационарные морские ледостойкие платформы, искусственные острова, кустовое бурение с берега, или использование подводно-устьевых комплексов;

Ограниченность площади разработки, и в связи с этим ограниченность количества сооружений для ведения процесса;

Ограниченное количество скважин, как следствие их высокой стоимости.

Исходя из данных особенностей, проектирование разработки месторождения должно решать следующий задачи:

- Выбор рациональной системы разработки многопластового месторождения;

- Выбор эффективной системы разбуривания многопластового месторождения;

- Оптимальное распределение добычи углеводородов по эксплуатационным объектам;

- Нахождение экономически и технически оправданных решений по обустройству ограниченных площадей;

- Соблюдение предъявляемых технических требований и экологических норм на всем протяжении разработки месторождения.

2.1 Структура механизированного фонда скважин

До 2003 года месторождение эксплуатировалось фонтанным способом. С 2003 года фонд скважин переведен с фонтанной на механизированную эксплуатацию, с использованием погружных электроцентробежных насосов.

Структура эксплуатационного фонда скважин по состоянию на 2007 год составляет 25 скважин, из них:

- Добывающие – 19 (эксплуатация с помощью УЭЦН);
- Нагнетательные – 6;
- Ликвидированные – 0.

Суммарная добыча по месторождению на 2006 год составляет:

нефти – 641,438 тыс. т.

воды – 2,372 тыс. т

газа – 122927,2 млн. м³

Общая техническая характеристика УЭЦН

Эксплуатация скважин с использованием установок погружных насосов в настоящее время является основным способом добычи нефти в России. По данным статистики около двух третей годовой добычи углеводородов производится с помощью данного оборудования.

ЭЦН являются лопастными насосами динамического класса и характеризуются большими подачами и меньшими напорами по сравнению с объемными насосами.

Установки ЭЦН применяются для эксплуатации высокодебитных нефтяных скважин. Широкое применение установки обусловлено возможностью работы в условиях обводненных, глубоких и наклонно-направленных скважин.

Диапазон подач погружных электроцентробежных насосов составляет от 10 до 1000 м³/сутки и более, напор – до 3500 метров. Наиболее эффективно среди всех механизированных способов добычи нефти в России показывают себя центробежные насосы в области подачи жидкости свыше 80 м³/сут. В диапазоне от 50 до 300 м³/сут КПД оборудования превышает 40%.

Рабочей средой может являться как чистая пластовая жидкость, так и смеси нефти газа и пластовой воды.

Существуют насосы в обычном, износостойком и коррозионно-стойком исполнении. Технические характеристики насосов обычного исполнения:

- Плотность откачиваемой жидкости может достигать 1400 кг/м^3 ;
- Температура откачиваемой жидкости – не более 90°C ;
- Содержание воды в смеси – до 99%
- Массовая концентрация механических примесей – до 0,1 г/литр, твердостью до 5 баллов по Моосу;
- Предельное гидростатическое давление в зоне подвески – 230атм;
- Жесткость откачиваемой жидкости (рН) – от 6,0 до 8,5;
- Содержание сероводорода – не более 0,01 г/литр;
- Максимальная объёмная доля свободного газа на приёме насоса (без использования газосепаратора) – не более 25%.
- Допустимый темп набора кривизны ствола скважины – до 20 на 10 метров;
- Допустимый угол отклонения оси ствола скважины от вертикали – до 40° .

При нахождении в жидкой среде твердых частиц в количестве 0,1–0,5 г/л следует использовать установки износостойкого исполнения.

При наличии сероводорода в количестве 0,01–1,25 г/л установки коррозионно-стойкого исполнения.

Достоинством ЭЦН являются большие возможности по автоматизации работы и дистанционного контроля состояния по сравнению со штанговыми установками. Кроме того ЭЦН меньше подвержены влиянию кривизны скважины.

Недостатками электроцентробежных насосов является ухудшение работы в условиях коррозионной среды, при повышенном содержании механических примесей, в условиях высокого газового фактора, а так же высокой

температуры. снижение параметров работы с увеличением вязкости жидкости (при вязкости более 200 сП эксплуатация ЭЦН становится невозможной).

Основными производителями погружных электроцентробежных насосов в России являются Альметьевский насосный завод (АО «АЛНАС»), Лебедянский машиностроительный завод (АО «ЛЕМАЗ»), московский завод «Борец». Интересные разработки предлагаются и другими организациями, например, пермским заводом АО «Новомет», изготавливающим методом порошковой металлургии оригинальные ступени погружных центробежных насосов.

УЭЦН в России изготавливаются в соответствии с техническими условиями ТУ, за рубежом – в соответствии требованиями API.

Наиболее известные зарубежные производители установок ЭЦН – компания «REDA», «Centrilift», «ODI» и «ESP» (США). Также в последние годы все чаще представляют свои разработки изготовители УЭЦН из Китайской Народной Республики (фирма Temtext).

Общая схема установки погружного электроцентробежного насоса

На сегодняшний день предложено большое число различных схем и модификаций установок ЭЦН. На рисунке 2.1 приведена общая схема добывающей скважины оборудованной установкой погружного электроцентробежного электронасоса.

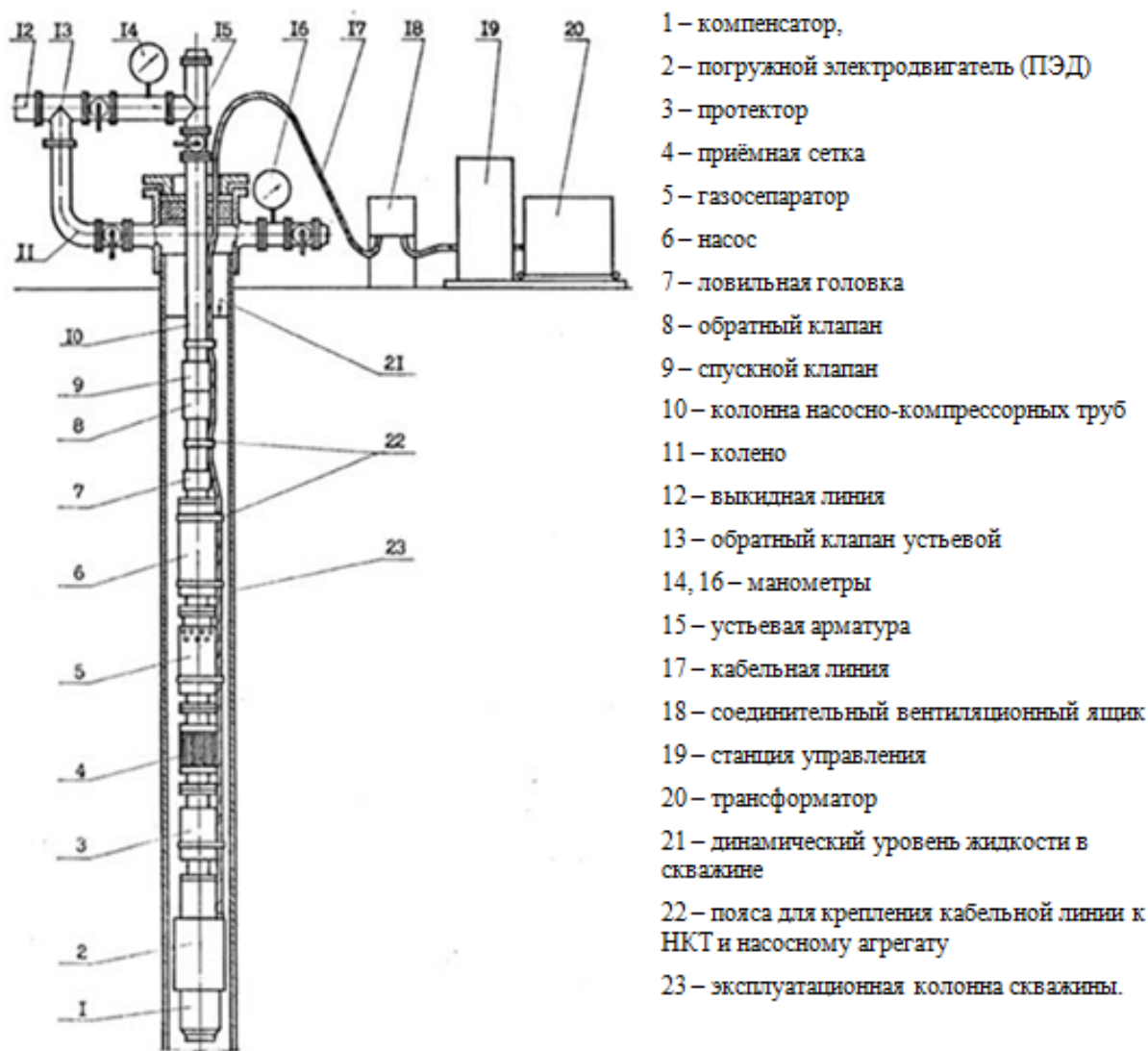


Рисунок 2.1 – Схема установки погружного центробежного насоса в скважине

В процессе работы насос подает жидкость с забоя скважины на поверхность по НКТ. Насос приводится во вращение от вала погружного электродвигателя. Электроэнергия к двигателю передается с поверхности посредством кабеля. Охлаждение двигателя производится потоком перекачиваемой жидкости.

Наземное оборудование включает в себя станцию управления с трансформатором. Предназначается для преобразования напряжения промышленной электросети до оптимальное напряжение на входе в электродвигатель с учетом потерь в кабеле. Станция управления является управляющим элементом установки и защищает её при отклонениях от нормально режима работы.

Допустимое (согласно российским техническим условиям) максимальное содержание свободного газа на входе в насос составляет 25%. Порог допустимого газосодержания может быть повышен до 55% при использовании газосепаратора в конструкции установки. Зарубежные производители УЭЦН рекомендуют применять газосепараторы при входном газосодержании более 10%.

Конструкции основных узлов и деталей насоса

Основными элементами любого центробежного насоса являются рабочие колеса, направляющие аппараты, вал, корпус, радиальные и осевые опоры (подшипники), уплотнения, предупреждающие внутренние и внешние утечки жидкости.

Электроцентробежные скважинные насосы – многоступенчатые. Рабочие колеса располагаются последовательно на валу. Каждое колесо имеет направляющий аппарат, в котором преобразуется скоростная энергия жидкости в энергию давления с последующим направлением ее в следующее за ним колесо. Колесо и направляющий аппарат образуют ступень насоса.

В многоступенчатых насосах с последовательным расположением колес предусматриваются узлы для разгрузки осевых сил.

Ступени насоса

Насосная ступень является основным рабочим органом скважинного центробежного насоса, посредством которой передается энергия от насоса жидкости. Основными деталями рабочей ступени являются (см. рисунок 2.2) рабочее колесо и направляющий аппарат.

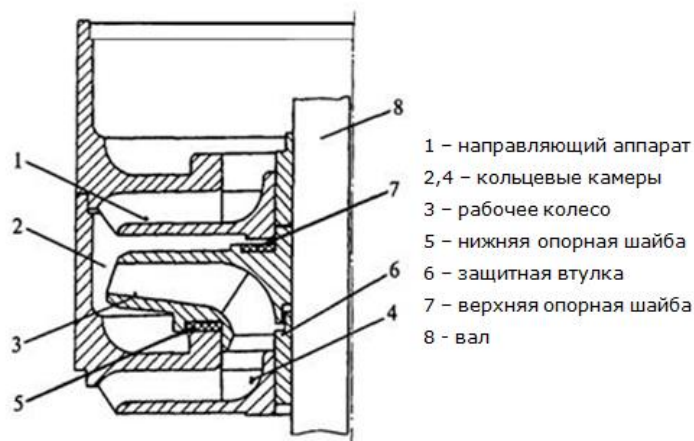


Рисунок 2.2 – Ступень ЭЦН

Напор одной ступени составляет от 3 до 7 м водного столба. Небольшая величина напора ограничена малой величиной внешнего диаметра рабочего колеса, который в свою очередь зависит от диаметра скважины. Требуемые значения напора в насосе достигаются последовательной установкой рабочих колес и направляющих аппаратов.

Ступени размещаются внутри корпуса каждой секции насоса. В каждой секции, в зависимости от требуемых параметров может размещаться от 39 до 200 ступеней (максимально до 550 штук).

Для уменьшения осевой нагрузки на вал применяется плавающее рабочее колесо. Такое колесо не закреплено жестко на валу в осевом направлении, а свободно перемещается в промежутке, ограниченном опорными поверхностями направляющих аппаратов. От проворота колесо удерживает призматическая шпонка.

Индивидуальная осевая опора каждой ступени включает в себя опорный бурт направляющего аппарата предыдущей ступени и антифрикционную износостойкую (текстолитовую) шайбу, запрессованную в расточку рабочего колеса (см. рисунок 2.2, №5). Эта опора (пята) одновременно является передним уплотнением колеса, снижающим внутренние утечки в насосе.

На режимах, примерно на 10% превышающих подачу, соответствующую нулевой осевой силе, рабочее колесо может «всплыть» – переместиться вверх. Для обеспечения для колеса надежного упора предусматривают верхнюю осевую опору. На верхней индивидуальной опоре рабочее колесо может

работать и при кратковременных пусковых режимах. Верхняя опора включает в себя опорный бурт на направляющем аппарате и шайбу, запрессованную в расточку рабочего колеса.

Основные элементы ступени насоса могут иметь различное конструктивное исполнение. В соответствии с этим, ступени и, собственно, насосы классифицируют следующим образом.

1. По конструкции лопастного аппарата рабочего колеса:

- с цилиндрическими (радиальными) лопастями;
- с наклонно-цилиндрическими (радиально-осевыми) лопастями.

В ступенях с радиальными направляющими лопастями переводные каналы расположены радиально. Гидравлически они более совершенны, но номинальная подача ограничивается до 125 м³/сут при наружном диаметре насоса 86 и 92 мм и до 160 м³/сут при наружном диаметре насоса 103 мм и 114 мм.

У рабочих колес с наклонно-цилиндрическими лопастями, лопатки входят в область поворота из осевого направления в радиальное, что приводит к наклонному расположению их входной кромки по отношению к оси насоса. Значение коэффициента быстроходности таких колес находится на крайней правой границе быстроходных насосов, приближаясь к диагональным насосам. Подача в таких ступенях выше.

2. По способу установки рабочих колес на валу:

- ступени с плавающими рабочими колесами;
- ступени с жесткозакрепленными колесами (применяются в зарубежных конструкциях).

3. По способу разгрузки от осевых сил:

- ступени с рабочими колесами, неразгруженными от осевой силы;
- ступени, разгруженные от осевой силы с помощью разгрузочной камеры со стороны заднего (основного) диска. ступени, разгруженные от осевой силы выполнением радиальных импеллеров на внешней стороне заднего диска (см.рисунок 2.3). Радиальные импеллеры на заднем диске снижают

действующее на него давление и используются в основном в цилиндрических колесах. Колеса, в этом случае, называют центробежно-вихревыми.

Центробежно-вихревые колеса (см. рисунок 2.4) были разработаны и выпускаются фирмой «Новомет». Для их изготовления используется метод порошковой металлургии. Использование центробежно-вихревых колес имеет ряд преимуществ: на 15–20% увеличивается напор ступени; насос можно использовать для поднятия жидкости с повышенным содержанием газа (до 35% по объему).

Конструкция ступени с разгруженными рабочими колесами повышают ресурс работы нижней опоры рабочего колеса, но имеют также и более сложную технологию и повышенную трудоемкость изготовления. Кроме того, в процессе работы может произойти функциональный отказ способа разгрузки использованием разгрузочной камеры в случае засорения разгрузочных отверстий и при износе верхнего уплотнения рабочих колес.

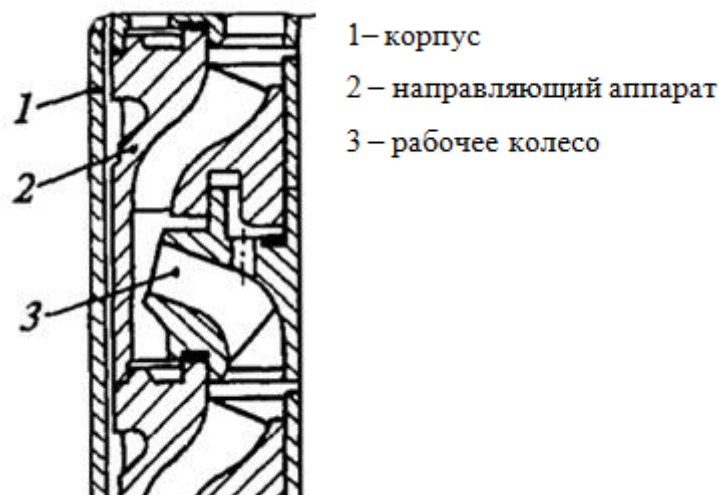


Рисунок 2.3 – Конструкция ступеней с разгруженным рабочим колесом

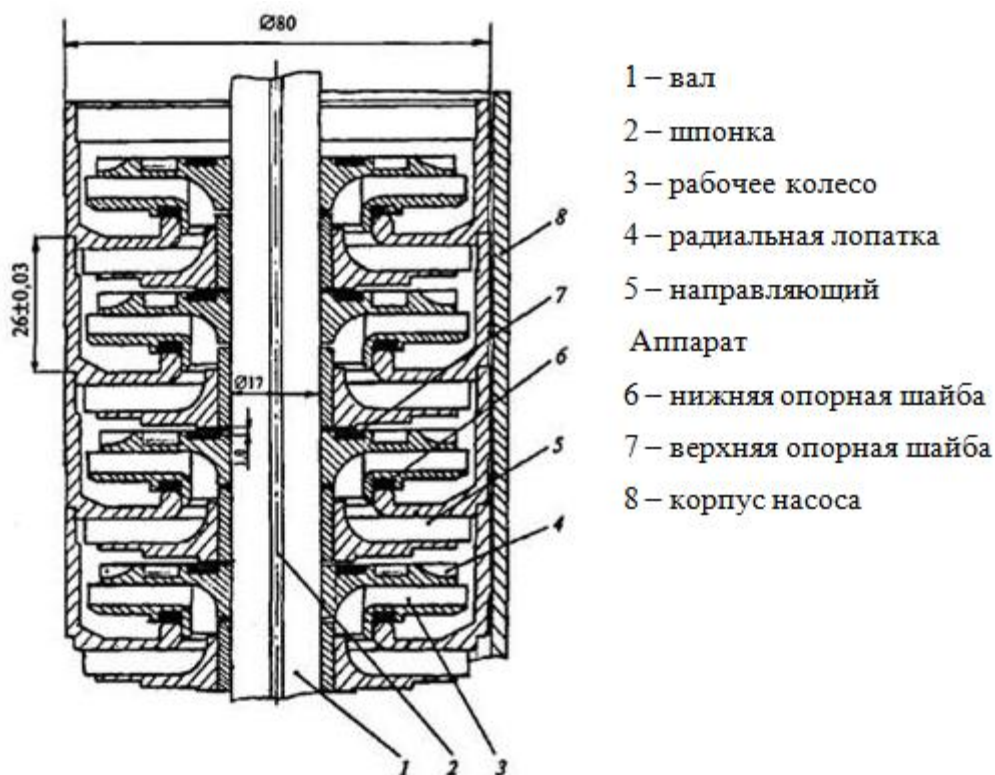


Рисунок 2.4 – Ступени центробежно-вихревого насоса фирмы «Новомет»

4. По исполнению ступени могут быть:

- обычного исполнения (ЭЦН);
- износостойкого (ЭЦНИ);
- коррозионностойкого (ЭЦНК).

Подшипниковые узлы насоса

Подшипниковые узлы скважинного центробежного электронасоса это основной элемент определяющий долговечность и работоспособность насосного агрегата. В условиях больших нагрузок в насосах используются подшипники скольжения, работающие в среде перекачиваемой жидкости. Для восприятия действующих на вал осевых сил и радиальных нагрузок в ЭЦН используют соответственно осевые и радиальные подшипники.

Осевые опоры

Осевая сила, действующая на ротор, создается от собственного веса, от перепада давления на торец вала, а также от перепада давлений и разности площадей заднего и переднего диска рабочих колес с жесткой посадкой на валу или плавающих колес, прихваченных к валу в процессе эксплуатации.

Воспринимающий осевую силу упорный подшипник устанавливается или непосредственно в насосе – в верхней части секции или модуль-секции (отечественные конструкции), или в гидрозащите насоса (зарубежные конструкции).

Радиальные опоры

Радиальные нагрузки, возникающие при работе насоса, воспринимаются радиальными подшипниками. Они так же являются подшипниками скольжения работающими в среде перекачиваемой жидкости.

В обычном исполнении радиальные подшипники расположены в верхней и нижней частях корпуса каждой секции или каждой модуль-секции насоса. В насосах износостойкого типа для уменьшения изгиба вала в продольном направлении устанавливают промежуточные радиальные опоры через каждые 16-25 ступеней (на расстоянии от 650 до 1000 мм).

Вал

Вал насоса ЭЦН выполняют сборным, соединяющимся по концам с помощью шлицевых муфт в местах соединения секций и модулей.

Рабочие колеса закреплены на валу шпоночным соединением, для передачи крутящего момента. Общую шпоночную канавку изготавливают фрезерованием по всей длине вала, шпонки представляют собой чистотянутые прутки квадратного сечения.

На обоих концах вала располагаются радиальные подшипники скольжения.

Корпус

Корпус насоса представляет собой цилиндрическую трубу, объединяющую составляющие узлы и элементы насоса и формирующую его секции (в секционных насосах) или модули (в модульных насосах).

В соответствие с конструктивной схемой насоса секции или модули соединяются между собой с помощью фланцевого соединения или соединения типа «фланец – корпус».

Корпуса изготавливают из низкоуглеродистой стали

Основные схемы и состав погружных электроцентробежных насосных агрегатов

Скважинный электроцентробежный агрегат состоит из погружного насоса, электродвигателя и гидрозащиты, имеющих различные конструктивные схемы. Основные из них приведены ниже.

Погружной центробежный насос

Погружной центробежный насос изготавливают в секционном (ЭЦН) или модульном (ЭЦНМ) исполнении.

Насос в секционном исполнении (ЭЦН), в общем случае, содержит нижнюю секцию с приёмной сеткой (см. рисунок. 2.5, а), среднюю секцию и верхнюю секцию с ловильной головкой (см. рисунок 2.5, б). Количество средних секций выбирается из условия необходимого количества рабочих ступеней. Широко применяется установка дополнительного входного модуля на среднюю секцию насоса – приёмной сетки - вместо нижней секции (см.рисунок. 2.5, в), а также модуль-головки – вместо верхней секции. В этом случае насосы называются модульными (тип ЭЦНМ).

Вместо входного модуля может устанавливаться сеператор, в случаях когда нужно устранить влияние свободного газа на входе насоса.

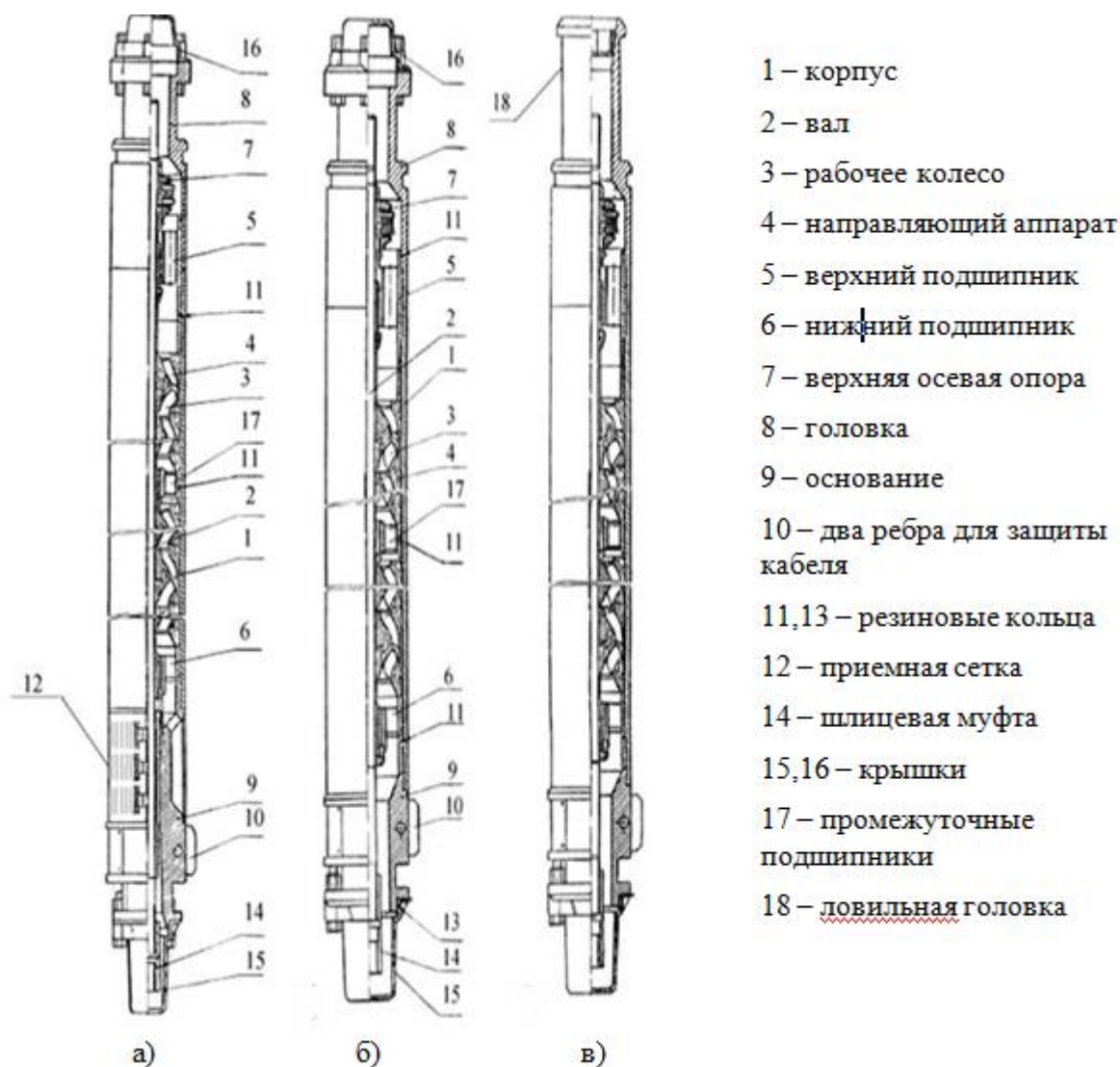


Рисунок 2.5 – Нижняя(а), средняя(б) и верхняя(в) секции ЭЦН

Нижняя секция (рисунок. 2.5, а) состоит из корпуса, головки, основания, вала, пакета ступеней, верхнего и нижнего подшипников, верхней осевой опоры, двух рёбер для защиты кабеля, резиновых колец, приемной сетки, шлицевой муфты, крышек и промежуточных подшипников.

Рабочие колёса и направляющие аппараты устанавливают последовательно. Направляющие аппараты стянуты верхним подшипником и основанием в корпусе и во время работы неподвижны. Рабочие колёса установлены на вал, который через шпонку приводит их во вращение. Подшипники (верхний, промежуточные и нижний) являются радиальными опорами вала. Осевая нагрузка воспринимается верхней осевой опорой. Резиновые кольца герметизируют внутреннюю полость секции от утечек перекачиваемой жидкости.

Шлицевые муфты служат для передачи вращения от одного вала к другому. На период транспортировки и хранения секции закрыты крышками.

Рёбра предназначены для защиты электрического кабеля, расположенного между ними, от механических повреждений при спуске и подъёме насоса.

На рисунке 2.5 изображены средняя (б) и верхняя (в) секции. Резиновое кольцо уплотняет соединение секций между собой. Верхняя секция насоса заканчивается ловильной головкой.

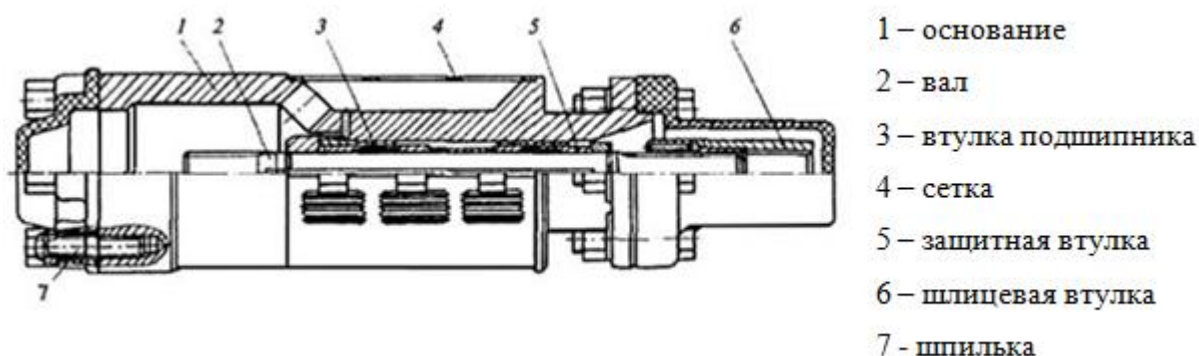


Рисунок 2.6 – Входной модуль насоса

Представленный на рисунке 2.6 входной модуль необходим для очистки перекачиваемой продукции от механических примесей. Входной модуль состоит из основания, вала, приёмной сетки и шлицевой муфты. В основании установлены подшипники скольжения вала, а также крепежные элементы которыми модуль крепится верхним концом к секции насоса, а нижним – к протектору. Упаковочные крышки применяют при хранении и транспортировании входного модуля.

Для повышения допустимого газосодержания нефти, поднимаемой на поверхность, и повышения всасывающей способности в ЭЦН используют следующие методы:

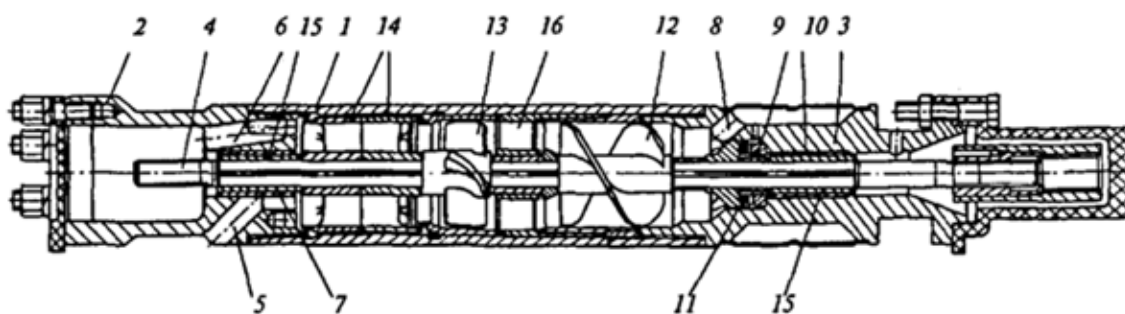
- применение сепараторов различных конструкций на входе, где происходит отделение газа;
- установка на приеме диспергирующих устройств, где происходит измельчение газовых включений и подготовка однородной жидкости;

– применение комбинированных «ступенчатых» насосов (первые ступени имеют большее проходное сечение – рассчитаны на большую подачу);

По принципу действия забойные сепараторы являются центробежными. Изготавливаются в виде отдельных насосных модулей, монтируемых на фланцевое соединение перед нижней секцией насоса. Соединение секций или валов производится шлицевыми муфтами.

Использование газосепараторов на входе позволяет увеличить содержание газа до 50 %, а в некоторых случаях и до 80% (модуль насосный - газосепаратор МН ГСЛ5, разработка АО «Лебедянский машиностроительный завод»).

На рисунке 2.7 изображен газосепаратор типа МН(К)-ГСЛ (в обозначении «К» – коррозионностойкое исполнение).



1 – трубный корпус, 2 – головка, 3 – основание с приемной сеткой, 4 – вал, 5 – канал для газовой фазы, 6 – канал для жидкой фазы, 7 – втулка радиального подшипника, 8 – приемная полость, 9 – подпятник, 10 – втулка радиального подшипника, 11 – пята, 12 – шнек, 13 – осевое рабочее колесо, 14 – сепараторы, 15 – втулки радиальных подшипников, 16 – направляющая решетка гильзы.

Рисунок 2.7 – Газосепаратор типа МН(К)-ГСЛ

Принцип работы газосепаратора следующий: газожидкостная смесь проходит сквозь сетку входного модуля, попадает на шнек и движется к рабочим органам газосепаратора. Газожидкостная смесь под напором поступает в рабочую камеру, которая снабжена радиальными ребрами, где газ и жидкость разделяются под воздействием центробежных сил. Жидкость отбрасываемая на периферию камеры сепаратора движется далее ко входу в насос, а газ через наклонные отверстия выбрасывается в затрубное пространство.

Кроме модульного исполнения газосепараторы могут быть встроены в нижнюю секцию насоса (ОАО «Борец»).

В модульном исполнении выпускаются диспергаторы типа МНДБ5 (производства ОАО «Борец»). Они монтируются на входе насоса вместо входного модуля. При использовании диспергатора количество свободного газа на входе в насос может достигать 55% по объему. Принцип работы диспергатора состоит в том, что газовые включения измельчаются, и поток газожидкостной смеси становится более однородным, что улучшает работу насоса.

Вместо входного модуля могут быть также установлены модули газосепараторы-диспергаторы МНГДБ5, выпускаемые ОАО «Борец». Данное устройство позволяет увеличить максимальное содержание газа на входе до 68% по объему.

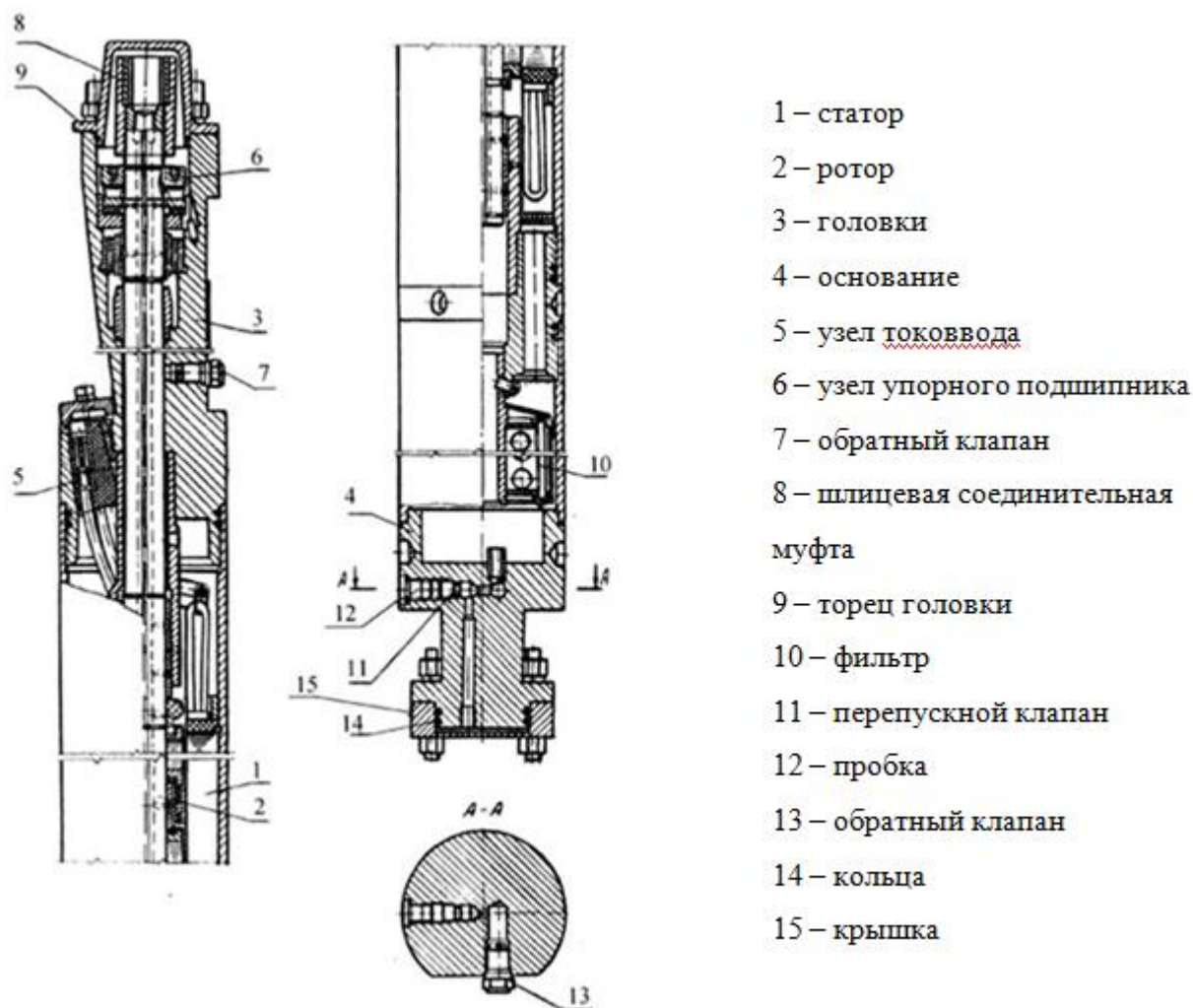
2.3.1 Погружной двигатель с гидрозащитой

Электродвигатель

Основным видом погружных электродвигателей ЭЦН являются асинхронные маслозаполненные двигатели с короткозамкнутым ротором имеющие следующие характеристики:

- Частота тока – 50 Гц;
- Синхронная частота вращения вала – 3000 мин⁻¹;
- Мощность – до 500 кВт;
- Напряжение – от 400 до 3000 В;
- Сила тока – от 10 до 100 А.

Электродвигатели мощностью от 12 до 70 кВт (см. рисунок 2.8) – односекционные, основными элементами конструкции являются статор, ротор, головка, основание и узел токоввода.



- 1 – статор
- 2 – ротор
- 3 – головки
- 4 – основание
- 5 – узел токоввода
- 6 – узел упорного подшипника
- 7 – обратный клапан
- 8 – шлицевая соединительная муфта
- 9 – торец головки
- 10 – фильтр
- 11 – перепускной клапан
- 12 – пробка
- 13 – обратный клапан
- 14 – кольца
- 15 – крышка

Рисунок 2.8 – Односекционный погружной электродвигатель

Статор представляет собой трубу, с запрессованным в неё магнитопроводом изготовленным из листовой электротехнической стали. В пазы статора уложена трехфазная обмотка из специального обмоточного провода. Соединение фаз обмотки - звездой.

Ротор, состоящий из набора пакетов с промежуточными подшипниками размещается внутри статора. Для наличия возможности циркуляции масла вал ротора выполняется пустотелым. Для создания более благоприятных условий работы подшипников весь набор пакетов на валу разбит на группы, зафиксированные стопорными кольцами. Втулки подшипников металлокерамические, а корпуса выполнены из немагнитного чугуна - нирезиста с запрессованными стальными втулками. Также в комплектность входит устройство для механического стопорения втулок от проворота.

Верхний конец статора соединен с головкой, в которой монтируются узел токоввода и узел упорного подшипника.

Электродвигатели мощностью свыше 80 кВт обычно выполняют двухсекционными. Верхняя и нижняя секции соединяются непосредственно при монтаже установки на скважине.

Конструкция каждой секции идентична конструкции односекционного электродвигателя. Электрическое соединение секций между собой последовательное. Соединение корпусов секций – фланцевое, валов – шлицевой муфтой.

Гидрозащита

Для увеличения работоспособности погружных электродвигателей используется гидрозащита.

Гидрозащита состоит из протектора и компенсатора и выполняет функции:

- выравнивание давления во внутренней полости двигателя и жидкости в скважине;
- компенсация тепловых изменений объема масла в полости двигателя и его утечек через негерметичные элементы конструкции;
- защита внутренней полости двигателя от попадания пластовой жидкости и предотвращение утечек масла при вращении вала.

Компенсатор (см. рисунок 2.9) представляет собой трубный корпус, с расположенной внутри диафрагмой. Внутренняя полость диафрагмы заполнена маслом и имеет сообщение с полостью электродвигателя. Для заполнения диафрагмы маслом используется герметизированное отверстие с перепускным клапаном в головке. Полость за диафрагмой сообщается со скважинной жидкостью через отверстия в корпусе.

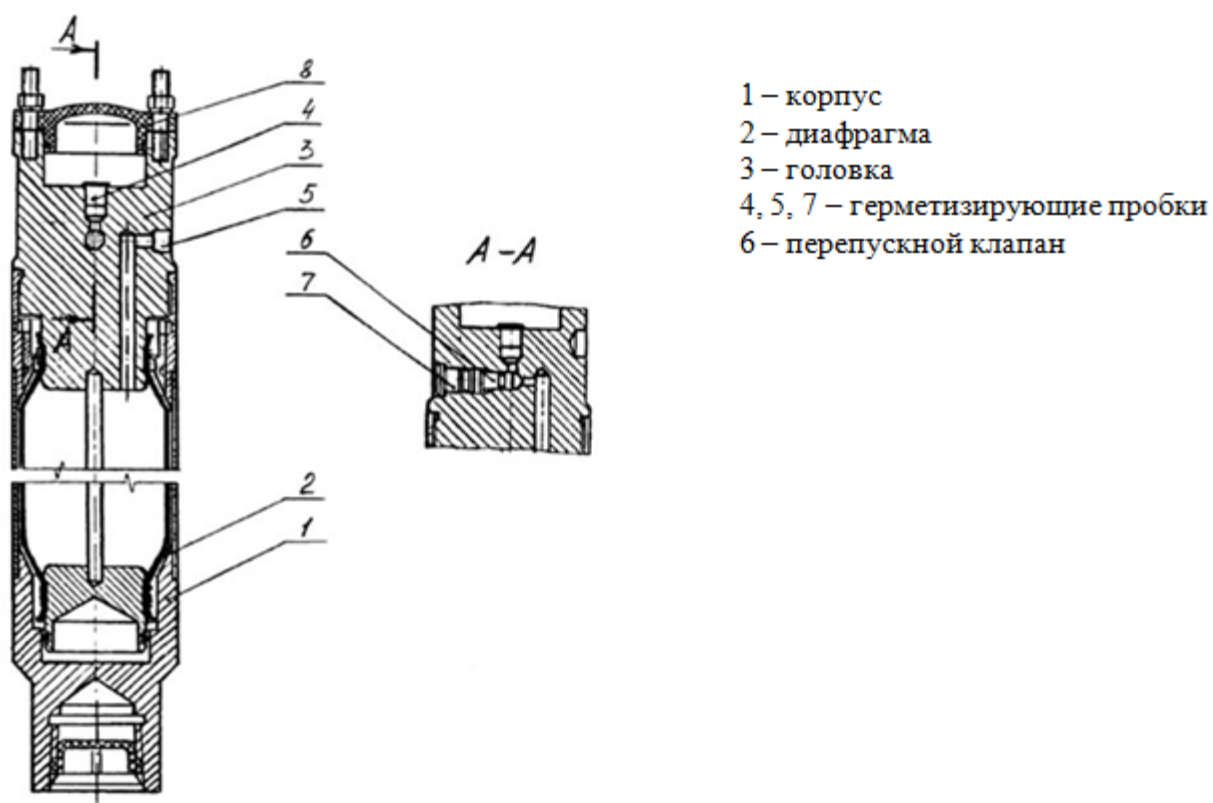


Рисунок 2.9 – Компенсатор

Диафрагма необходима для уравнивания давления масла внутри двигателя с давлением пластовой жидкости, а также для компенсации тепловых изменений объема масла в двигателе в процессе его работы.

Протектор МП 51 (см рисунок 2.10) состоит из корпуса, внутри которого размещается диафрагма. Вал вращается в подшипниках, установленных в ниппелях и в нижней головке. Нижний конец вала соединяется с валом электродвигателя, верхний конец - с валом насоса при монтаже на скважине. Узел пяты воспринимает осевые нагрузки, действующие на вал.

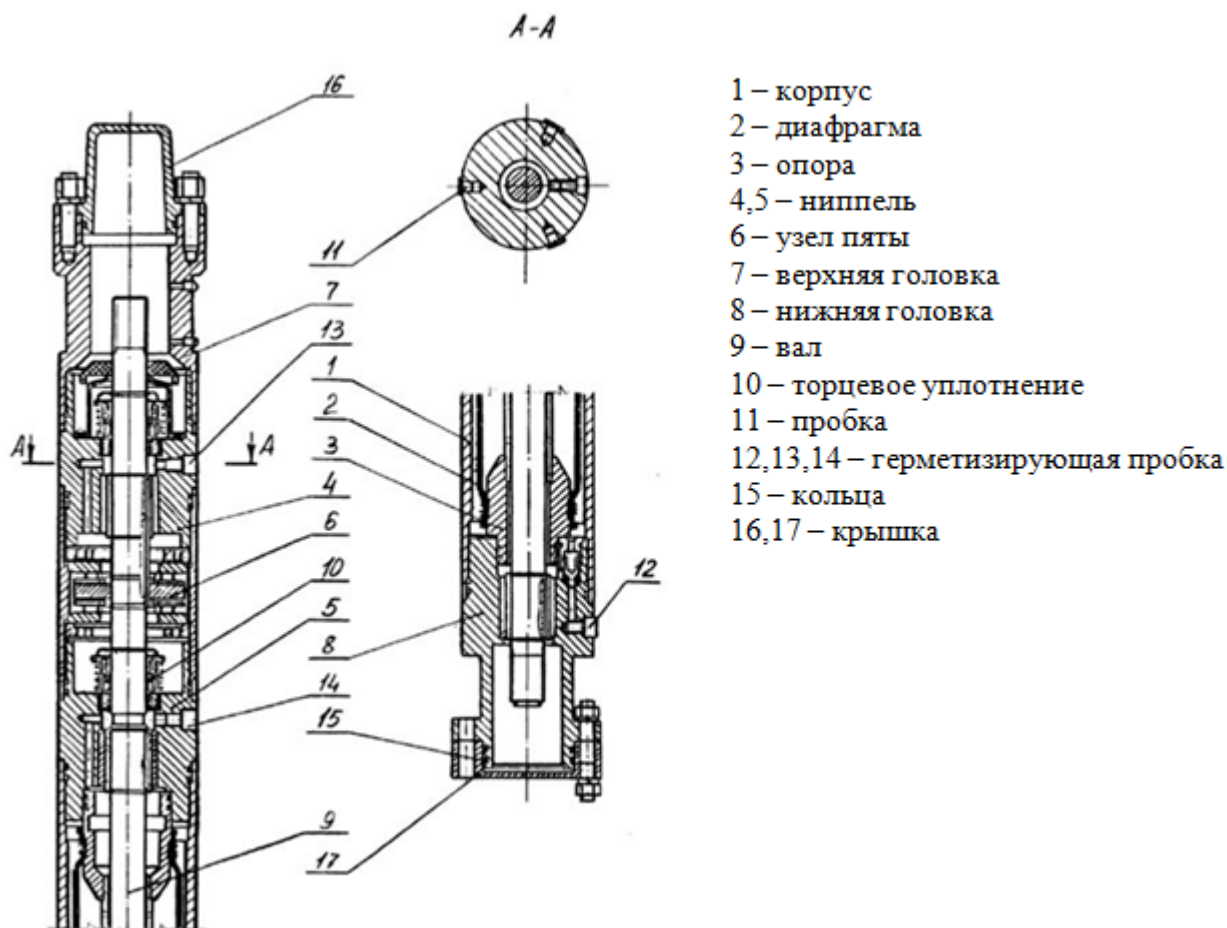


Рисунок 2.10 – Протектор

Внутренняя полость диафрагмы сообщается с внутренней полостью электродвигателя. Заполнение маслом производится при монтаже двигателя.

При работе установки ЭЦН происходит температурное расширение и сжатие масла в процессе запусков и остановок. Изменение объёма масла компенсируется за счёт деформации эластичных диафрагм компенсатора и протектора. Проникновению же в двигатель пластовой жидкости препятствуют торцевые уплотнения протектора.

Кабельная линия

Для передачи электроэнергии погружному электродвигателю используется кабельная линия, состоящая из питающего кабеля и кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода. Кабель-удлинитель, проходящий вдоль насоса, имеет уменьшенные наружные размеры по сравнению с основным кабелем.

Конструкции наиболее распространённых отечественных кабелей:

- КПБК (кабель с полиэтиленовой изоляцией бронированный круглый);
- КПБП (кабель с полиэтиленовой изоляцией бронированный плоский).

Конструкции кабелей представлены на рисунке. 2.11

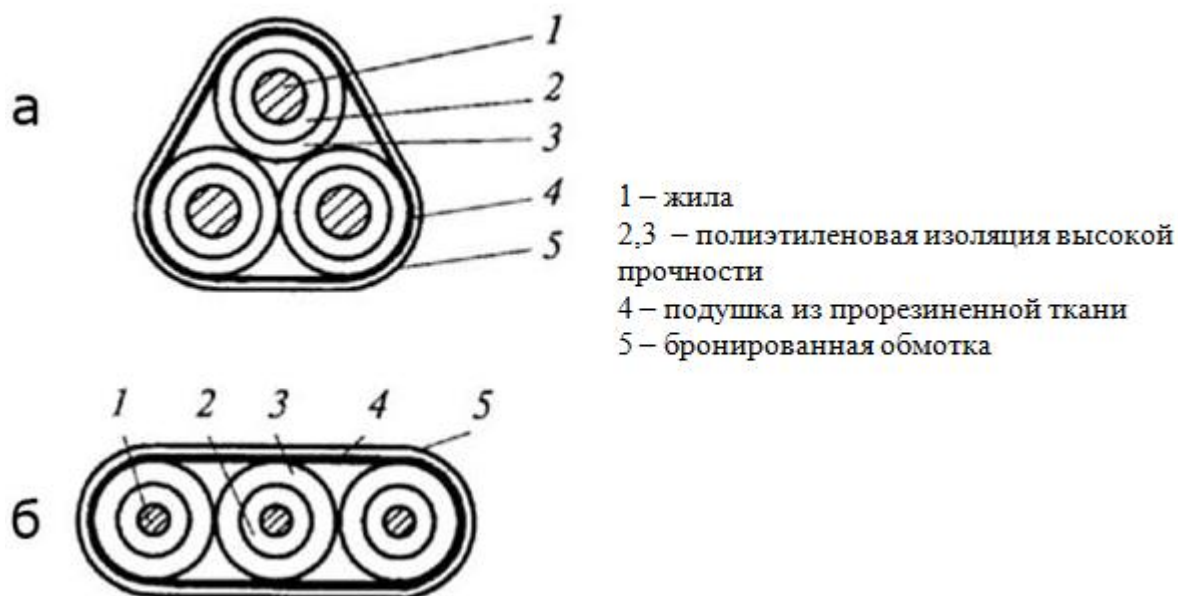


Рисунок 2.11 – Конструкции кабеля КПБК (а) и КПБП (б)

2.3.2 Насосные обратный и спускной клапаны

Насосный обратный клапан (см.рисунок 2.12) предназначен для сохранения столба жидкости в НКТ при остановке насоса. Так же обратный клапан герметизирует нижнюю часть НКТ при опрессовке.

Обратный клапан состоит из корпуса с внутренней конической резьбой для подсоединения спускного клапана и наружной конической резьбой для ввинчивания в ловильную головку верхней секции насоса. Внутри корпуса размещается обрешиненное седло, на которое опирается тарелка. Тарелка имеет возможность осевого перемещения в направляющей втулке.

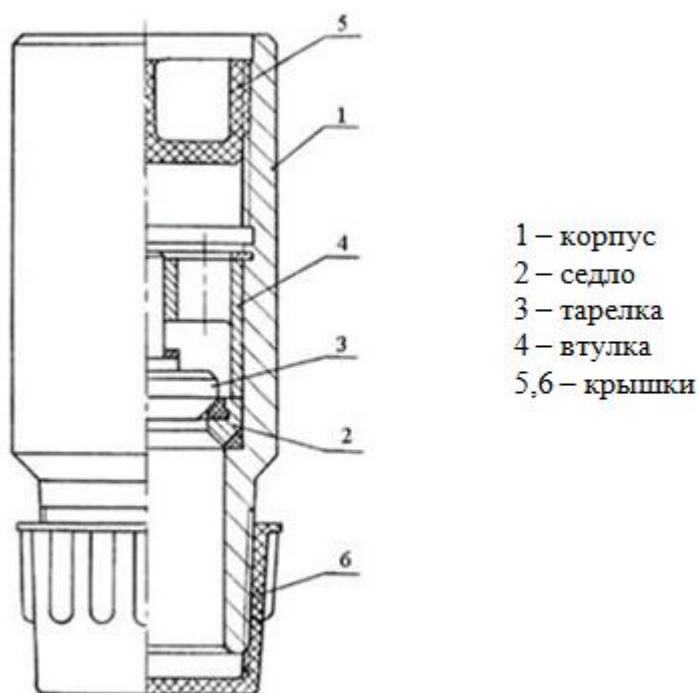
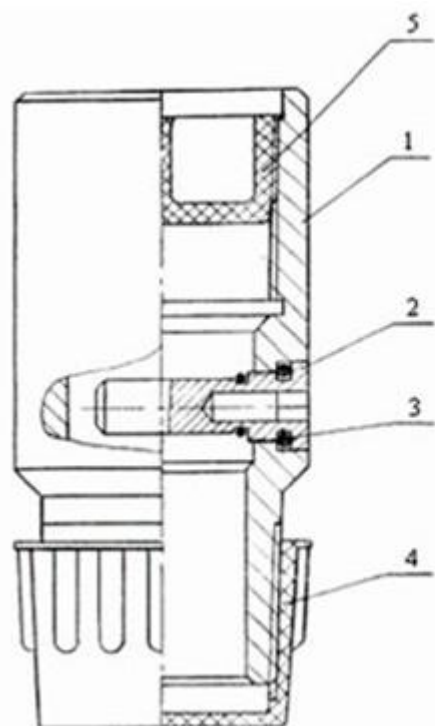


Рисунок 2.12 – Обратный клапан

Под воздействием потока перекачиваемой жидкости тарелка поднимается, открывая клапан. При остановке насоса тарелка опускается на седло под воздействием столба жидкости в напорном трубопроводе, закрывая клапан.

Спускной клапан предназначен для освобождения колонны насосно-компрессорных труб от жидкости путём её слива.

Спускной клапан (см. рисунок 2.13) содержит корпус с внутренней конической резьбой для соединения с насосно-компрессорными трубами и наружной конической резьбой для ввинчивания в обратный клапан. В корпус ввернут штуцер, который уплотнен резиновым кольцом. Перед подъемом насоса из скважины конец штуцера, находящийся во внутренней полости клапана, сбивается и жидкость из колонны насосно-компрессорных труб вытекает через отверстие в штуцере в затрубное пространство.



1 – корпус
 2 – штуцер
 3 – кольцо
 4,5 – крышки

Рисунок 2.13 – Спускной клапан

2.2 Осложняющие факторы при работе УЭЦН на месторождении

К осложняющим факторам при работе УЭЦН относят:

Вынос механических примесей.

Разрушение скелета породы и вынос частиц из пласта происходит по следующим причинам:

- При использовании в системе ППД слабоминерализованных или пресных вод приводит к выщелачиванию породообразующих минералов;
- Увеличение депрессии на пласт приводит к механическому разрушению твердого скелета горной породы и выносу ее частиц в ствол скважин.

Присутствие твердых частиц породы в жидкости в десятки раз снижает ресурс рабочих органов УЭЦН, приводит к повышенному износу и появлению вибрации. С увеличением вибрации растёт и вероятность пропуска торцовых уплотнений, что приводит к замыканию обмотки и отказу ПЭД.

Работа насоса в условиях повышенного свободного газосодержания жидкости

В условиях высокого газосодержания в затрубном пространстве скважины образуется слой пены, который затрудняет определение

динамического уровня, что нередко приводит к отжатию динамического уровня жидкости ниже требуемого и приводит к срыву подачи насоса. Попадание большого количества газа на вход насоса приводит к перегреву рабочих органов, может привести к открытию торцовых уплотнений или течи удлинителья. Также Повышенное давление в затрубном пространстве искусственно повышает нагрузку на ПЭД, что также приводит к преждевременному его отказу.

Влияние свободного газа на характеристику насоса проявляется в ухудшении процесса энергообмена между рабочим колесом и жидкостью и создании условий для интенсивного выделения газа из жидкости. Коалесценция газовых пузырьков приводит к неравномерности распределения нагрузки на рабочие колеса и впоследствии к увеличению вибрации. Особенно данная особенность критична для горизонтальных скважин, где газ при работе может скапливается в верхней части насоса.

Исследованы разнообразные методы снижения влияния свободного газа на работу УЭЦН:

- Спуск насоса в зону, где при более высоком давлении выделяется меньше свободного газа из жидкости;
- Применение забойных сепараторов;
- Применение диспергаторов;
- оборудование для принудительного сброса газа в затрубное пространство;
- Применение комбинированных насосов.

Несогласованность работы пласта и скважины

Некачественный подбор оборудования для работы скважины приводит к несогласованности их работы. Недостаточный приток жидкости из пласта приводит к снижению качества охлаждения погружного электродвигателя, приводя к перегреву и отказу. Также недостаточный приток жидкости периодически приводит к срыву подачи насоса, что отрицательно сказывается на его межремонтном периоде.

Эксплуатация УЭЦН при высоких температурах в скважине.

Начальная температура пластовой жидкости и глубина спуска насоса являются определяющими факторами температуры жидкости в зоне расположения установки. При малых притоках жидкости из пласта и низких динамических уровнях необходимо заглубление насоса на возможно большую глубину. Но при увеличении глубины спуска растет и температура пластовой жидкости

Максимально возможную глубину спуска УЭЦН ограничивает температурная граница. При 75–80⁰С существует опасность размягчения полиэтиленовой изоляции кабеля, при 80–90⁰С возможна ее течь, при температурах свыше 120 градусов – выходит из строя ПЭД.

Большая кривизна скважины в зоне подвески УЭЦН.

Большая интенсивность набора зенитного угла скважины в зоне подвески УЭЦН отрицательно влияет на его работоспособность. Установки ЭЦН в сборке могут иметь значительную длину (до 50 метров), и при искривлении оси скважины нагрузка на вал и УЭЦН распределяется весьма неравномерно. Это приводит к увеличению вибрации и неравномерному радиальному износу составляющих установки. Наиболее частыми последствиями таких осложнений может стать слом вала или односторонний износ уплотнений гидрозащиты, что приведет к попаданию пластовой жидкости внутрь ПЭД и выходу его из строя

Высокое содержание парафиносодержащих фракций в пластовой жидкости.

Интенсификация образования парафиноотложений происходит из-за снижения пластовой температуры в процессе движения пластовой жидкости по стволу скважины.

В температурной зоне загустевания парафина происходит его отложение на стенках НКТ. Отложения парафина приводят к уменьшению проходного сечения в НКТ, что влечет за собой увеличение нагрузки на ЭЦН, снижению производительности и медленному возрастанию рабочего тока. Увеличение

величины рабочего тока может привести к перегреву ПЭД или к автоматической остановке работы скважин.

5. Социальная ответственность

В выпускной квалификационной работе рассмотрены методы оптимизации режима работы скважин установками электроцентробежных насосов на месторождении Одопту-море (о. Сахалин). Оптимизировать режим работы скважин предполагается при помощи замены эксплуатируемых установок погружных электроцентробежных насосов на более подходящие марки и конструкции, а так же при помощи изменение режима работы скважин с постоянной эксплуатации на периодическую. Данная оптимизация может найти своё применение на нефтяных месторождениях России.

В разделе социальной ответственности рассмотрены рабочие места нефтедобывающего персонала. К ним относятся: кустовые площадки скважин, устьевая и запорная арматура, технологические трубопроводы.

5.1. Производственная безопасность

Опасные и вредные производственные факторы при выполнении работ по оптимизации режима работы скважин установками погружных электроцентробежных насосов на месторождении Одопту-море.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы(по ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Демонтаж и монтаж технологического оборудования; 2. Обслуживание оборудования нефтедобывающих скважин, фонтанной арматуры, электрооборудования; 3. Проведение технологических операций на устье скважины	1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 2. Высокие влажность и скорость движения воздуха; 3. Повышенный уровень шума, вибрации; 4. Недостаточная освещенность рабочих мест, проходов и проездов;	1. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; 2. Воздействие повышенного давления; 3. Электрический ток 4. Загазованность рабочей зоны;	1. Требования к воздуху рабочей зоны устанавливаются ГОСТ 12.1.005-88 [4] 2. Допустимый уровень шума устанавливается ГОСТ 12.1.003-2014[5] 3. Допустимый уровень вибрации устанавливается ГОСТ 31319-2006[6] 4. Нормы освещения рабочей зоны устанавливаются ГОСТ Р 55709-2013[7] 5. Правила электробезопасности устанавливаются ГОСТ Р 12.1.019-

5.2 Анализ вредных факторов

5.2.1. Движущиеся элементы оборудования, грузоподъемные агрегаты

Наличие движущихся элементов и агрегатов обязывает строго соблюдать технику безопасности, поскольку отсутствие или неправильное использование средств индивидуальной защиты может привести к вывихам, ушибам, переломам различных частей тела работника.

Все механизмы, измерительные устройства и приборы, все оборудование, требующее постоянного осмотра и ухода, должны иметь защитные кожухи и при этом иметь безопасный к ним доступ. Механические движущиеся механизмы должны иметь ограничивающие металлические ограждения. Площадки, с которых производится обслуживание агрегатов, должны иметь высоту не более одного метра, площадки должны быть оборудованы лестницами, которые в свою очередь оборудованы поручнями.

Необходимо проводить ревизию защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях механизмов, а так же проводить плановые и внеплановые проверки предохранительного оборудования.

Защитные ограждения должны быть окрашены в сигнальные цвета, на оборудовании должны быть нанесены или вывешены знаки опасности.

При работе с движущимися частями агрегатов и механизмов необходимо применять коллективные средства защиты, представляющие собой препятствия к вторжению человека в опасную зону. Оградительные сооружения должны быть выполнены в виде сеток, кожухов, экранов согласно ГОСТ 12.2.062-81. Ограждения должны выполнять основную функцию – исключение доступа персонала к вращающимся частям оборудования. Запрещается осуществлять работу с неисправными ограждениями.

5.2.2. Воздействие повышенного давления

Воздействие высокого давления может быть смертельно опасным при воздействии на организм человека. При эксплуатации нефтяных скважин источниками высокого давления являются:

- фонтанная арматура;
- запорная или предохранительная арматура;
- Контрольно-измерительные приборы, подключенные непосредственно к устьевой арматуре, технологическим трубопроводам или технологическому оборудованию;
- Специализированная техника, выполняющая технологические операции непосредственно на площадке скважины.

Повреждение или не герметичность арматуры, трубопроводов, технологических емкостей, предохранительных клапанов или запорных устройств может привести к выбросу опасных веществ под высоким давлением и, как следствие, поражение персонала. Неконтролируемое повышение давления в технологических емкостях может привести к разрыву корпуса, частичному или полному разрушению оборудования, с поражением близлежащей зоны взрывной волной или осколками конструкций, вплоть до случаев со смертельным исходом.

Для исключения данного вида опасности необходим строгий контроль за состоянием оборудования, в том числе:

- Ежедневные осмотры;
- Текущий, средний и капитальный ремонт;
- Диагностический контроль;
- Контроль и проверка работоспособности предохранительных устройств;
- Контроль работоспособности автоматических защитных устройств.

5.2.3. Поражение электрическим током (электробезопасность)

Источником электроопасности могут быть электрические сети, электрифицированное оборудование (электродвигатель, трансформатор) и

инструмент, вычислительная и организационная техника, работающая с подключением к электрической сети.

Поражение человека электрическим током может произойти при:

- прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- прикосновении к отключенным токоведущим частям, на которых остался заряд;
- при нахождении человека в зоне растекания тока на землю (попадание под «шаговое напряжение»);
- приближении к частям, находящимся под напряжением, на недопустимо малое расстояние.

Электротравмы подразделяются на местные и общие.

Местные электротравмы – это ярко выраженное местное нарушение целостности тканей тела, в том числе костных тканей, вызванное воздействием электрического тока или электрической дуги.

Общие электротравмы возникают в результате поражения более двух участков организма. Большинство летальных случаев связанных с воздействием тока большой силы и напряжения входит в эту категорию электротравм. Общие электротравмы опасны в связи с нарушением функций внутренних органов под воздействием электрического тока. Самым опасным является остановка сердца.

- Средства защиты от поражения электротоком:
- исправная и надежная изоляция токоведущих частей;
- ограждение токоведущих частей;
- блокировка при приближении к токоведущим частям;
- предупредительная сигнализация;
- электрозащитные (диэлектрические) средства;
- предупреждающие и запрещающие плакаты.

5.2.4. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.

В условиях воздействия низких температур может происходить переохлаждение организма. Особенно опасно сочетание низкой температуры с

высокой влажностью и высокой скоростью движения воздуха, так как при этом значительно возрастают потери тепла конвекцией и испарением. При воздействии холода, изменения возникают не только непосредственно в области воздействия, но также и на отдаленных участках тела. При воздействии на организм человека отрицательных температур наблюдается сужение сосудов пальцев рук и ног, кожи лица, изменяется обмен веществ. Низкие температуры воздействуют также и на внутренние органы, и длительное воздействие этих температур приводит к их устойчивым заболеваниям, поэтому работники должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, а работы приостановлены при температуре минус 40⁰С и ниже и скорости ветра 6 м/с и более.

5.2.5.Повышенный уровень шума, вибрации

При работе скважины и технологического оборудования создается шум и вибрация, которая не должна превышать технологическую норму уровня виброскорости составляет не более 92 дБ, при частоте в 63 Гц.

Вибрация опасна как для организма человека, так и для работоспособности оборудования, поэтому для снижения отрицательного влияния высокого уровня вибрации необходимо применять методы по обеспечению виброизоляции, что включает в себя установку резинометаллических упоров, поронитовых прокладки и прорезиненных втулок, а так же компенсаторов при необходимости. Так же необходимо строго соблюдать режим труда и отдыха персонала, обеспечивающего производство работ.

5.2.6. Недостаточная освещенность рабочей зоны

В связи с тем, что эксплуатация нефтяных скважин проходит в круглосуточном режиме, работы по контролю и проведению технологических операций могут проходить в любое время. Наибольшие риски имеют работы, проводимые в ночное время суток. Недостаточная освещенность создает опасность ухудшения контроля за ситуацией при проведении работ, снижение работоспособности и ослабление внимания, а также повышает вероятность

ошибочных действий персонала. Для минимизации данного фактора при работах в ночное время суток следует:

- Создавать требуемый уровень освещения на рабочей площадке при помощи переносных прожекторов или светильников;
- При необходимости увеличивать количество персонала для проведения наиболее ответственных работ;
- Тщательно планировать время труда и отдыха персонала.

5.2.7. Токсичность нефти и нефтепродуктов.

Нефть и нефтепродукты являются вредными токсичными веществами, характеризующиеся высокой испаряемостью при обычной температуре. Пары нефти и продуктов ее переработки представляют собой смесь углеводородов, имеющих запах бензина. Пары проникают в организм человека через дыхательные пути и кожу. Следует отметить, что вышеуказанные факторы наиболее сильное влияние оказывают на центральную нервную систему. При отравлении парами нефти и нефтепродуктов возникает головная боль, головокружение, слабость, иногда возникает состояние опьянения, беспричинная веселость, а затем происходит потеря сознания. При содержании паров углеводородов свыше $40\ 000\ \text{мг/м}^3$ может наступить летальный исход. При попадании на кожу нефтепродуктов могут развиваться кожные заболевания - экземы, дерматиты и т.п. Меры защиты от воздействия паров нефти и нефтепродуктов – спецодежда, спец- обувь, фильтрующий противогаз марки А, КД, рукавицы, крем, а также контроль предельно допустимой концентрации вредных веществ в рабочей зоне.

При работе с нефтепродуктами, кроме самих паров нефтепродуктов существует также и другие опасные вещества:

1) Сероводород – бесцветный газ с резким запахом тухлых яиц, который ощущается даже при небольших концентрациях. Сероводород тяжелее воздуха, поэтому скапливается в низких и заглубленных местах. При вдыхании вызывает угнетенное состояние, воздействует на слизистые оболочки глаз, вызывая слезотечение, жжение глаз, светобоязнь. При больших концентрациях

не ощущается его запах, т.к. происходит паралич обонятельного нерва, появляется головокружение, тошнота. При концентрации 1000 мг/м³ и выше, наступает паралич дыхания и сердца, и мгновенная смерть. [«Газы горючие природные. Методы определения сероводорода и маркапановой серы» ГОСТ 22387.2-97]

Средства защиты применяем для предотвращения попадания в организм – фильтрующий противогаз с коробкой марки «КД», шланговый противогаз.

2) Метанол - (метиловый спирт) является очень ядовитой жидкостью. По цвету, вкусу и запаху напоминает этиловый (винный) спирт. Метанол может поступать в организм человека через кожу, дыхательные пути и пищевой тракт. Действие паров метанола выражается в раздражении слизистых оболочек глаз и головной болью. Особенно опасно поступление в организм через пищевой тракт. Прием внутрь 10 г метанола вызывает тяжелое отравление, нередко сопровождающееся потерей зрения и полной слепотой, а доза в 30 – 100 г является смертельной.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются соединения оборудования, запорно-регулирующая арматура, факел, напорный нефтепровод, нефтесборные сети. Причинами выбросов служат негерметичность фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры скважин, насосов перекачки, сжигание газа при сепарации нефти, работа двигателей внутреннего сгорания, микротрещины стенок трубы.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнений сводится к выполнению следующих мероприятий:

- полная герметизация системы сбора и транспортировки нефти;
- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- ликвидация шламовых амбаров, нефтеловушек, открытых очистных сооружений;
- утилизация попутного нефтяного газа;

- оборудование факельных стояков устройствами против затухания пламени;

- защита оборудования от коррозии;

- установка дистанционного розжига факела.

4.3.2 Охрана поверхностных и грунтовых вод

Отрицательное воздействие строительства и эксплуатации нефтяных скважин на водные объекты может проявляться в следующих основных направлениях: 1) в истощении водных ресурсов, 2) в загрязнении, 3) в нарушении естественного поверхностного стока вод.

Истощение ресурсов подземных вод обусловлено, в первую очередь, технологическими процессами водопотребления для нужд бурения скважин и для системы ППД, а также водопотреблением на хозяйственно-питьевые нужды.

Источниками загрязнения поверхностных и подземных вод могут являться: разлитая при аварийной ситуации нефть, буровые сточные воды, буровые и тампонажные растворы, выбуренный шлам, хозяйственно-бытовые сточные воды, горюче-смазочные материалы, химреагенты, вредные вещества, поступающие от источников выброса в атмосферный воздух.

Указанные выше источники могут загрязнять поверхностные воды в результате фильтрационных утечек сточных вод из накопителей и емкостей, смывом загрязняющих веществ в водоемы дождевыми и талыми водами, попаданием атмосферных осадков, загрязненных выбросами вредных веществ.

Пресные подземные воды глубоких водоносных горизонтов могут загрязняться в результате утечек нефти и минерализованных вод из колонн скважин в местах их дефектов и заколонных перетоков флюидов. Другой путь загрязнения подземных вод - это проникновение загрязнений с земной поверхности при инфильтрации через проницаемый грунтовый массив.

Насыпные основания площадок для бурения скважин и ДНС-ЦПС, и, особенно, протяженных линейных сооружений - автодорог могут являться источниками нарушения поверхностного стока вод.

Для предотвращения загрязнения водных объектов предусматриваются следующие мероприятия:

- Ограничение использования источников пресных вод в технологических целях;
- Ограждение водных объектов защитными валами;
- Строительство берегоукрепительных и защитных сооружений.
- Строительство технологических обвалований рабочих площадок и системы ловушек возможных утечек;

4.3.3. Охрана почв

Все технологические объекты в той или иной степени оказывают воздействия на почвенно-растительный покров. Учитывая данное обстоятельство, в данном проектом документе предусмотрены следующие природоохранные мероприятия по охране почвенно-растительного покрова:

- при выборе площадок и трасс под строительство основным критерием стало минимальное использование лесов, выполняющих защитные функции, а также считающихся малопригодными для сельскохозяйственного и лесохозяйственного пользования;
- формирования линейных коммуникаций в единых коридорах минимальной ширины;
- дренажные стоки из технологического оборудования отводятся в дренажные емкости. Откачка стоков из дренажных емкостей осуществляется погружными насосами в приемную линию мультифазных насосов;
- герметизация технологического процесса сбора, транспорта, подготовки нефти и ППД;
- назначение толщины стенок трубопроводов из условия максимального возможного давления в них с прибавкой на коррозию;
- для уменьшения потерь воды при возможных авариях на водоводах и сокращения времени простоя нагнетательных скважин на ответвлениях высоконапорных водоводов предусмотрена установка задвижек.
- техническая и биологическая рекультивация.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Аварийные разливы нефтепродуктов

Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов, имеющие место на объектах нефтедобывающей промышленности наносят ощутимый вред экосистемам, приводят к негативным экономическим и социальным последствиям.

Экологические последствия носят трудно учитываемый характер, поскольку нефтяное загрязнение нарушает многие естественные процессы и взаимосвязи, существенно изменяет условия обитания всех видов живых организмов и накапливается в биомассе.

При малых аварийных разливах нефти, ее распространение предотвращают путем оконтуривания участка. Средние разливы нефти локализуют с помощью траншей, которые отрывают на пути потока нефти экскаваторами и аккумулируют разлитую нефть в траншее с последующей ее быстрой откачкой. Локализация больших объемов разлива нефти производится также с помощью траншей. Технологический процесс локализации нефти аналогичен локализации нефти при средних разливах.

При разливах нефти на водной поверхности место разлива нефти локализуется с помощью специальных поплавков - бонов. Локализованную нефть собирают плавающими насосными агрегатами с гидравлическим приводом от стационарного дизельного двигателя. Сбор нефти производится либо в линии близлежащих нефтепроводов, либо в случае их удаленности в отдельные резервуары, с периодической откачкой нефти из них автоцистернами.

Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов предусматривает выполнение многофункционального комплекса задач, реализацию различных методов и использование технических средств.

5.4.2. Пожароопасность

Одним из самых опасных факторов, воздействующих на рабочий персонал и оборудование, является возникновение пожара на рабочем месте.

Пожаровзрывоопасность на объектах добычи нефти обусловлена наличием горючих легковоспламеняющихся жидкостей и газов. Наличие следующих факторов определяет повышенную пожарную опасность объектов нефтедобычи:

- избыточное давление жидкости и газа в трубопроводах и аппаратах;
- наличие нефтяных паров и газов в воздушной среде;
- наличие электрооборудования и электроприборов;
- необходимость проведения огневых работ.

Руководители объектов несут ответственность за состояние пожарной безопасности на объекте, за соблюдение действующих противопожарных норм и правил, за обеспеченность первичными средствами пожаротушения, а также устранение замечаний и предписаний. Данная обязанность возлагается приказом по предприятию.

Для допуска к проведению работ на объекте все лица, поступающие на работу, а также работники сервисных предприятий должны пройти инструктаж по пожарной безопасности. Без прохождения указанного инструктажа, эти лица до работы не допускаются.

Все помещения, наружные установки на всех объектах компании должны разделяться по пожарной и взрывопожарной опасности на следующие категории:

- Категория А – повышенная взрывоопасность;
- Категория Б – взрывопожароопасность;
- Категория В1-В4 – пожароопасность;
- Категория Г – умеренная пожароопасность;
- Категория Д – пониженная пожароопасность.

Рабочие зоны скважины должны быть оборудованы инструкциями по безопасному проведению работ, первичными средствами пожаротушения, огнетушителями. При необходимости средствами дистанционной сигнализации. Проходы и проезды должны быть свободны, расчищены в зимний период.

При проведении технологических операция на площадке скважины необходимо соблюдать правила безопасности при проведении конкретного вида работ, при необходимости иметь в наличии дополнительные средства пожаротушения или технику для пожаротушения.

5.5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа в сфере нефтедобычи относится к работам повышенной опасности. Осуществление правового регулирования труда рабочих, в данной отрасли и в данном субъекте Российской Федерации, соблюдается с учетом норм, которые были установлены в статьях 297–302 Трудового кодекса Российской Федерации, глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Кроме того, учитываются нормы, установленные главой 50 Трудового кодекса «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям», статьи с 313 по 327.

Существует ряд характерных особенностей, относящихся к правовому регулированию труда в нефтегазовой отрасли. Среди них можно выделить:

- Величина рабочего времени;
- Величина времени отдыха;
- Заработная плата;
- Охрана труда.

Максимально возможное рабочее время не должно превышать 40 часов в неделю. Работникам, работающим по профессиям, отнесенным к работе в условиях вредности или повышенной опасности, работодателем должны быть установлены гарантии производственной и социальной защищенности:

- Дополнительные выплаты за вредные условия труда;
- Выдача молока и лечебно-профилактического питания (ст. 222 ТК РФ), а так же специальных средств для снижения рисков поражения;
- Установление дополнительного ежегодного отпуска минимальной продолжительностью 7 календарных дней (ст.117 ТК РФ, Постановление

правительства РФ от 20.11.2008 г. №870 «Об установлении сокращенной продолжительности рабочего времени, ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, повышенной оплаты труда работникам, занятым на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда»);

– Сокращенная продолжительность рабочего времени - не более 36 часов в неделю (ст. 92 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870);

Работникам могут быть установлены дополнительные по сравнению с законодательством трудовые и социально-бытовые льготы и компенсации за работу в неблагоприятных условиях труда. Конкретные размеры компенсаций, основания, порядок и форма их представления определяются в соответствии с ТК РФ, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором.

5.5.2. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Повышенная опасность проводимых работ, а так же использование сложного оборудования, обязывают работодателя проводить профессиональную подготовку работников, а также проводить обучение по работам связанным с повышенным риском. Порядок допуска персонала к работе определен Трудовым кодексом РФ от 26.12.2001г., «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03) Госгортехнадзор России № 256 от 05.06.03 г.

Все виды работ на Опасном производственном объекте проводятся с оформлением письменного задания (наряд-допуск, распоряжение). Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж. Целевой инструктаж – указания по безопасному выполнению конкретной работы, охватывающие категорию работников, определенных нарядом или распоряжением (от выдавшего наряд – до члена бригады). Без проведения целевого инструктажа допуск к работе не разрешается.

При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий).

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов безопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений.

5.5.3. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Порядок подготовки и выполнения газоопасных, огневых и работ повышенной опасности определен «Типовыми инструкциями по организации безопасного проведения работ».

Весь технологический процесс должен проходить с соблюдением регламентов компании, а так же с соблюдением правил, положений и инструкций по промышленной безопасности.

Заключение

В работе были рассмотрена геолого-физическая характеристика месторождения Одопту-море. Было установлено, что актуальными для промышленной эксплуатации являются пласты XX_1^2 , XXI_1 и XXI_2 , в связи с их фильтрационно-емкостными свойствами.

Были изучены существующие конструкции оборудования УЭЦН и осложняющие факторы при механизированной эксплуатации скважин. Основными осложняющими факторами при эксплуатации скважин УЭЦН являются сложность конструкции и большие зенитные углы горизонтальных скважин, а также высокий газовый фактор. Установлено несоответствие режимов работы пласта и оборудования, что приводит к существенному снижению эффективности эксплуатации скважин.

В работе были предложены варианты оптимизации режима работы скважин, оборудованных УЭЦН: подбор компоновки УЭЦН и перевод скважин на кратковременный периодический режим эксплуатации с учетом динамически меняющихся параметров пласта. Для выбранных скважин были подобраны установки электроцентробежных насосов, соответствующие по своим напорно-дебитным характеристикам приточным характеристикам пласта, что оптимизирует режим работы скважин, увеличивает межремонтный период и повышает в 3 раза энергоэффективность работы оборудования без снижения дебита нефти.

Так же была изучена возможность перевода скважин на кратковременный периодический режим работы с использованием существующего варианта оборудования. Рассмотренный вариант по энергоэффективности не уступает предыдущему варианту, однако, несоответствие режима работы пласт-скважина ведёт к повышенным депрессиям на забой, ускоренному разрушению пласта-коллектора и увеличенному выносу механических примесей, что снижает надежность дорогостоящего оборудования.

Приложение А

1. General information about Electric Submersible Pumping System

The Electric Submersible Pump System consists of several components that are carefully selected to combine into the most economical and efficient solution for each set of well conditions.

Surface Equipment:

- Above ground a system controller combined with a variable frequency drive and related transformer or the patented Variable Frequency Generator provide controlled power supply to the ESP;
- Power Cable;
- Motor Lead Extension;
- The electrical main cable and the flat cable motor lead extension with pothead connect the surface equipment with the ESP motor and well monitoring device[1].

Underground equipment:

- Pump. The pumping unit itself consists of the multi-stage centrifugal pump housed in a pressure sleeve with the capability of producing capacities up to 50.000 BPD from depths of up to 13.900 ft;
- Gas Separator/Intake Immediately under the pump is the intake combined with a gas separator if required. The gas separator allows for troublefree operation in well conditions with free gas contents of more than 10%;
- Motor. The high quality electrical motor for well casings 4 1/2" and larger is a squirrel cage, two pole, three phase induction motor. The motor turns at a speed of approximately 3500 RPM at 60 Hz and 2900 RPM at 50 Hz power source;
- Sensor. The down hole sensor is located below the motor and transmits important well and system data via the main power cable to the surface;
- Protector. Located between motor and pump intake is the protector. The protector isolates the motor from the well fluid and contains the high capacity thrust bearing.
- Check Valve. The check valve that closes on shut down of the unit and prevents back spinning;

- Drain Valve. The check valve that closes on shut down of the unit and prevents back spinning and the drain valve that allows for pulling the ESP without a wet tubing string;
- Other protective.

Pump

The pump is a multi-stage centrifugal design. Each stage consists of an impeller, a diffuser and a bearing. Impeller and Diffuser The impeller is the rotating element and adds velocity to the pumpage; the stationary diffuser converts this velocity into pressure energy and redirects the pumpage to the entrance of the next stage impeller.

The impeller/diffuser design combinations are available in a variety of Ns (Specific Speed) designs – from axial to mixed flow – to provide optimum efficiencies for any given well condition. The hydraulic designs are such that a positive downward thrust is generated throughout the operating range to assure stable hydraulic operation and to prevent thrust reversal. The standard hydraulics can handle 10% to 15% of free gas.

The standard material for both impellers and diffusers is a stable austenitic cast material of Ni-Resist which provides sufficient corrosion and erosion resistance in most well applications. Other materials such as Super Duplex SS or Boronized Ni-Resist are available to allow for additional protection in extremely corrosive or abrasive services.

Bearings In each stage of the standard configuration the impeller shroud and the diffuser act as bearing surfaces, in addition the upper and lower journal bearing of each pump section are supplied in Tungsten Carbide for added protection against abrasion and vibration. Optional stage bearing designs are available to handle well conditions with high content of abrasives.

Housing

The pump stages are housed in a pressure sleeve (housing) made of high grade alloy steel. The inside diameter of the housing is isolated from the pumpage; the

outside surface may be treated with a special coating as an added protection from hostile fluid in the well casing.

Shaft

Standard pump shafts are machined from Monel K-500 material which provides excellent mechanical strength in normal conditions. Special extra high strength shafting material (Inconel) is available for special applications. This modular construction concept provides for the optimal selection of hydraulic flow and head combinations to suit any range of well requirements and can produce fluids from depths of up to 13,000 ft (3,960 m).

Compression Pump Design.

In this design the impellers are fixed to the pump shaft with lock rings. The full hydraulic down thrust of impellers and shaft and the weight of the rotating element is carried by the tilting pad thrust bearings in the protector. This design is commonly used in higher rated pumps (675 Series and above).

Floating Impeller Pump Design. This design uses a sliding impeller whereby the impeller, driven by a key, can slide freely in axial direction on the shaft. The hydraulic thrust of each individual stage is carried by three GFR phenolic resin thrust washers, embedded in the impellers, that run against the stationary diffuser. With this design no hydraulic thrust is transmitted from the impellers to the shaft. The weight of the shaft plus the down thrust created at the top end of the shaft are carried by a tilting pad bearing in the protector assembly below the pump. Optional stage bearing designs are available to handle well conditions with high abrasive content.

Submersible Motor

The design of the Electric Submersible Motor is guided by the harsh environmental conditions found in most oil well applications.

The motors are AC two pole, three phase squirrel cage induction type designs. All motors are filled with highly refined mineral oil. The oil is specifically selected to provide optimum dielectric strength, sufficient thermal conductivity to secure proper motor cooling and ample lubrication for the thrust and journal bearings in the motor

and protector assembly. An internal thrust bearing carries the thrust load generated by the rotor element.

Depending on motor size and cable length, the operating voltage of the motor can range between 380 and 5000 Volts. The horse power ranges from 8 to 1000 HP in single, tandem and TUT configurations (tandem-upper-tandem, creates 1000 Hp and larger motor systems with standard motor sections coupled mechanically. Standard design operating temperatures can be as high as 190°C (375°F). The motor shaft is rifle drilled to allow for sufficient oil circulation for all journal bearings and the motor thrust bearing. Shafts are available in high strength materials for high torque / high horsepower applications.

The rotor and stator designs are optimized to provide high electric efficiency and uncompromised performance under all operating conditions.

The flat Motor Lead Extension is connected to the motor by means of a taped-in pothead connector.

A downhole sensor can be attached to the motor base to transmit critical information such as intake pressure, intake temperature, motor temperature, motor vibration etc. via the main power cable to the surface controls.

Protector

The Protector is located between the pump and the motor. The Protector is a key element in providing efficient trouble free operation and extended longevity to the entire ESP system; the primary functions of the Protector are:

- To act as physical barrier between the well fluid and the motor oil under all conditions.
- To carry the (residual) hydraulic downthrust generated by the centrifugal pumping action as well as the weight and thrust generated by the rotating element of the ESP.
- To equalize the pressure inside the motor to the pressure conditions in the well bore.
- To maintain a minimum pressure differential across the seals. Specially designed mechanical seals exclude well bore fluid from entering the motor.

- To provide a flexible chamber (Viton bags) that allows the motor oil to expand and contract as a function of changing well and motor temperatures during installation, motor start-up and shutdown.

The specially designed labyrinth and a check valve allows movement of the expanding motor oil into the well bore and blocks the entry of well bore fluid during the contraction of the motor oil.

The standard protector configuration consists of a labyrinth section and a bladder section. This configuration combines ample volume to allow for sufficient thermal expansion with extensive protection against well fluid entering the motor and thrust bearing cavities

Gas Separator

In wells with high Gas to Liquid Ratio (GLR) the free gas has to be separated from the liquid to prevent the ESP system from cycling, cavitation and gas locking which would reduce production and the run life of the ESP system.

The gas handling parameters of each well and ESP combination are affected by a large number of variables such as specific speed of pump stage design (axial, mixed or radial flow), fluid properties, well geometry and completion details etc.

Two principal separator designs are commonly used either separate or in combination or as tandem setups for severe gas handling requirements:

- Reverse Flow Separator (moderate separation efficiency);
- Rotary Gas Separator (high separation efficiency).

In the Reverse Flow Separator the entering well fluid is forced to change direction; the lighter free gas continues to rise and vents to the annulus, the heavier liquid stream turns in a downward direction and is then lead to the first pump stage.

In contrast, the Rotary Gas Separator (RGS) uses centrifugal force to separate the gas and liquid streams. The mixture of gas and liquid enters through the intake screen into the inducer section. The inducer increases the pressure of the liquid stream and moves the mixture through the guide vanes into the centrifugal rotor chamber where the heavier liquid stream is forced to the outer area of the chamber whereas the lighter gas stream concentrates in the centre of the chamber. Through the

separation chamber the liquid stream is directed towards the pump intake stage and the gas stream is vented into the annulus. Radial bearings and an oversized shaft provide dynamic stability to the Separator.

There are two RGS options: The Open Rotor Design RGS (medium gas content) and the Closed Rotor Design RGS (high gas content).

Surface Equipment & Power Cable

The electrical Surface Equipment and Power Cable are an essential part of a complete Electric Submersible Pumping System. ESP uses leading brand quality components engineered to offer optimum efficiency and maximum run life.

Switchboards

Switchboards are normally used for fixed speed ESP applications. A large variety of options exist to meet the specific requirements of each application.

Motor Controls

The Motor Controller monitors and provides information such as motor load, power supply, down hole sensor data. The controller also protects the motor against unsafe operation and start-ups. SCADA connections allow operation and control from remote control centers.

Variable Speed Drives

Variable Speed Drives (VSD) allow for variable speed operation of the ESP unit. State-of-the-art technology will be applied to reduce the damaging effect of system inherent harmonics on insulation and mechanical components. Harmonic filters are commonly used to reduce this effect.

Transformers

Specialized three phase transformers are required in various system configurations in the step-down and step-up function. Transformers are designed to work in the rugged oil field environment and feature a wide range of taps to allow for optimum voltage supply to the ESP motor.

Variable Frequency Generator

The VFG generates a pure sine wave output with no harmonics across its full variable speed and variable power range. The VFG features additional production and high electrical efficiency combined with an extended run life of ESP systems.

Power Cable

Cable is available in a comprehensive set of materials, duty ranges and constructions, allowing for application-specific, cost-effective cable selection. Power cable has been expertly engineered and utilized globally in harsh, hot, gassy and corrosive conditions with high reliability. Power cable in a wide range of sizes and construction types from reputable manufacturers to provide its customers with the most economical and efficient solution[2].

1.2 Selection procedure

Centrifugal pumps powered by downhole motors have been used for decades to lift fluids from oil wells.

These pumps and their coupled motors are commonly referred to as “Electrical Submersible Pumps” or “ESPs”. In recent years, the meaning of the term “ESP” has become clouded with the application of downhole electric motors coupled to progressive cavity pumps. However, the industry still refers to the more conventional centrifugal pumping equipment using the term “ESP”. The term “ESP” is always used as an abbreviation for “downhole centrifugal pump powered by a coupled electric motor”.

Experience has shown that proper design and application of ESP equipment rests on three pillars:

- Understanding the well’s productivity.
- Understanding the fluid ratios and phase behavior of the fluids produced by the well.
- Careful analysis of activity in each stage of the actual installed pump.

Failure to accurately model the well’s inflow performance behavior will inevitably result in over-sizing or under-sizing the pump. In the absence of a variable frequency drive for adjusting pump output, this can be disastrous. An oversized pump

will “pump the well-off”. Typically, a “pump off” condition will trigger a “current underload” shutdown of the motor [3].

The well will remain “down” for referred to as “cycling”. Since startups create great strains on motors and pumps, cycling will often lead to premature equipment failure. Conversely, an undersized pump will fail to achieve optimum production. Once this is detected, the equipment may have to be replaced. Regardless of whether the equipment is replaced, an undersized pump will significantly reduce the well’s rate of return (ROR).

The types of fluids being pumped, and the response of those fluids to changes in temperature and pressure have a tremendous impact on pump performance. Proper design and monitoring requires an accurate description of the PressureVolume-Temperature, and phase behavior of produced fluids.

Finally, the pump must be considered as a series of individual stages (or individual pumps). In many cases, each pump stage compresses the produced fluids and passes a different volume (although same mass) of fluid to the next higher stage. This results in different head, break horsepower, and efficiency ratings for each stage of the pump.

In addition, it is crucial to analyze pump performance based on a “known good” condition. Experience has shown that each serialized pump demonstrates unique performance data. Therefore, a factory pump test should be obtained before the pump is installed in a well. The data from this test can be used throughout the equipment life for accurate performance analysis.

1.3 Designing of an electrical submersible pump

Once a submersible unit has correctly been sized and its operation properly monitored, the installation becomes relatively trouble free and economical.

This section start on equipment sizing with a discussion of the data required for properly sizing an electrical submersible installation. The design of a submersible pumping unit, under most conditions, is not a difficult task, especially if reliable data is available. But if the information, especially that pertaining to the well's capacity, is poor the design will usually be marginal. Bad data often results in a misapplied pump

and costly operation. A misapplied pump may operate outside the recommended range, overload or underload the motor, or drawdown the well at a rapid rate which may result in formation damage. On the other extreme, the pump may not be large enough to provide the desired production rate.

Too often data from other wells in the same field or in a nearby area is used, assuming that wells from the same producing horizon will have similar characteristics. Unfortunately for the engineer sizing the submersible installations, oil wells are much like fingerprints, that is, no two are quite alike. Following is a list of data required:

1. Well Data:

- Casing or liner size and weight;
- Tubing size, type and thread (new or used);
- Perforated or open hole interval;
- Pump setting depth (measured and vertical).

2. Production Data:

- Wellhead tubing pressure;
- Wellhead casing pressure;
- Test production rate;
- Producing fluid level and/or well flowing pressure;
- Static fluid level and/or static bottom-hole pressure;
- Datum point;
- Bottom-hole temperature;
- Desired production rate;
- Gas-oil ratio;
- Water cut.

3. Well Fluid Conditions

- Specific gravity of water;
- Oil API or specific gravity;
- Specific gravity of gas;
- Bubble-point pressure of gas;

- Viscosity of oil;
 - PVT data.
4. Power Sources:
- Available primary voltage;
 - Frequency;
 - Power source capabilities.
5. Possible Problems:
- Sand;
 - Deposition;
 - Corrosion;
 - Paraffin;
 - Emulsion;
 - Gas;
 - Temperature[4].

The actual selection procedure varies significantly depending upon the production conditions and well fluid properties. The selection procedure is simple and straightforward and is based on the assumption that the produced fluid is incompressible, i.e., the specific gravity of fluid does not vary with pressure. In such a case, the following step-by-step procedure can be used:

1. Collect and analyze the available data as outlined above.
2. Determine production capacity, pump setting depth and pump intake pressure as required.

Depending upon the data, several combinations are possible. If the desired production rate and pump setting depth are known, the pump intake pressure at the desired production rate can be estimated based on the well inflow performance. Otherwise, the optimum production rate for a given pump setting depth can be determined by plotting flowing pressure (or producing fluid level) - flow rate curve.

Unless there are special operating conditions, the pump is usually set close to the perforations (100-200 feet above perforations).

The drawdown may be limited to a point where the bottomhole producing pressure at the pump intake is higher than the bubble point pressure of the fluid to prevent gas interference.

In some cases (e.g., in water wells with high production rates), pump suction pressure requirements may become the limiting factor. However, in most of the cases, pump intake pressure of about 100 psig is adequate.

3. Calculate the total dynamic head required, which is equal to the sum of the net lift (vertical distance from producing fluid level to surface) friction loss in feet in production tubing and well head discharge pressure all expressed in terms of height of column of fluid being produced.

4. Based on the pump performance curves, select a pump type so that the O.D. of the pump will fit inside the casing of the well and the desired production rate falls within the recommended capacity range of the pump. If two or more pumps meet these conditions, an economic analysis may be necessary before finalizing the selection. In actual practice, the pump with the highest efficiency at the desired production rate is usually selected. From the selected pump performance curve, determine the head produced and brake horsepower required per stage. Calculate the number of stages required to provide the total dynamic head. The total number of stages rounded off to an integer is equal to the total dynamic head divided by the head produced per stage. Also calculate the motor horsepower by multiplying the brake horsepower per stage by the total number of stages and average specific gravity of the fluid being pumped.

5. Based on the technical information provided by the supplier, select appropriate size and model of the seal section and determine horsepower requirements. Select a motor which is capable of supplying total horsepower requirements for both the pump and seal section. The selected motor should be large enough to withstand the maximum load without overloading it.

6. Using the technical data provided by the submersible pump manufacturer determine if any load limitations were exceeded (e.g. shaft loading, thrust bearing loading, housing pressure limitations, fluid velocity passing the motor, etc.).

7. Select the power cable type and size based on motor current, conductor temperature, and space limitations. Calculate surface voltage and KVA requirements.
8. Select accessory and optional equipment.

1.4 Effect of High Viscosity Wells in ESP Installation

Most of the time, submersible pumps handle water or crude of relatively low viscosity. However, in some instances, submersible pumps are used to handle liquids whose viscosity is greatly different from water. Viscous fluids have high internal resistance to flow. Consequently, the frictional losses and disk friction are increased which results in low head and high brake horsepower. Viscosity also has an effect on leakage losses and it has been found that the viscosity reduces the capacity of a pump at the best efficiency point.

The complete effect of viscosity on centrifugal pump behavior is still not entirely known, but recent laboratory tests conducted have added to our knowledge in evaluating the effects of various viscosities. New pump curves have been developed for each pump stage for handling liquids of varying viscosity.

The Hydraulic Institute has also completed extensive tests and published standards on the determination of centrifugal pump performance when actual correction factors are unknown.

It has also been recognized that the water cut in some wells where viscous liquids are being handled affects the viscosity and must be taken into consideration. If an extreme viscosity, condition exists, it may be desirable to conduct laboratory tests prior to finalizing a pump size.

It is suggested that performance tests using the viscous liquids be conducted whenever facilities are available.

As described above, viscosity has a significant effect on centrifugal pump performance. The brake horsepower increases while head, capacity and efficiency decrease. If a submersible pump is to be used for producing high-viscosity fluids, with viscosity significantly differing from that of water, these effects must be taken into consideration while selecting the equipment.

Viscous fluids in the oil industry are mainly due to either low gravity crude or formation of an emulsion. In the first case, the viscosity usually follows the well-established viscosity temperature relationships and any of the empirical formulas can be used for determining the viscosity at a given temperature and pressure. The problem is considerably complicated if the oil and water form an emulsion. The viscosity of the emulsion may be considerably higher than that of the constituents.

Every emulsion behaves differently and there are few guidelines for determining the viscosity of an emulsion as a function of physical properties of the liquids. In such cases, it is recommended to perform laboratory tests to determine the behavior of the emulsion under simulated well conditions.

The submersible equipment for production of high-viscosity fluids can be selected by using the step-by-step procedure, described earlier for the case of high-water-cut wells, with a few modifications.

These modifications include:

- Determine the gas-free crude viscosity at reservoir temperature from lab data or correlations.
- Determine the gas in solution at the pump intake pressure with PVT data or correlations.
- Correct the gas-free crude viscosity for gas saturation.
- Convert viscosity units to SSU units.
- Correct viscosity for water cut using lab test or data available.

Pump selection and correction factors are based on:

- Using the desired flow rate and casing size as pump selection criterion and
- Using the total fluid viscosity for determining the performance correction factors.

7. Determine total dynamic head as follows:

- Calculate net lift in same manner as for highwater-cut well.
- Calculate the friction loss in the discharge tubing by taking into account the actual viscosity of the fluid being produced.
- Convert wellhead pressure to height of liquid column.

- Calculate total dynamic head required by adding the above three components; net lift, friction loss and wellhead pressure.
8. Convert the desired production rate and total dynamic head into:
- "Pseudo" flow rate
 - "Pseudo" head by using the performance correction factors.
9. Using the pump performance curve:
- Determine the head/stage at this pseudo flow rate and calculate the number of stages required to produce the pseudo head.
 - Calculate the total BHP required by using the pump performance correction factors.
 - Select the additional equipment as necessary as described for the case of a high-water-cut well.

Multiple factors affect electrical submersible pump run life. To achieve a good electrical submersible pump run life, one needs first to understand the key factors that affect the system's run life and then effectively manage those factors [5].

Список используемой литературы

1. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин [и др.]. — 5-е изд., стер. — Москва: Высшая школа, 2009. — 335 с.: ил. — Для высших учебных заведений. — Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 333.
2. Максименко, Георгий Тарасович. Техника безопасности при применении пожароопасных, взрывоопасных и токсичных материалов / Г. Т. Максименко, В. М. Покровский. — 3-е изд., перераб. и доп. — Киев: Будівельник, 1987. — 150 с.: ил.: 22 см. — Библиогр.: с. 148 (27 назв.).
3. Корнилович, Олег Павлович. Техника безопасности при электромонтажных и наладочных работах / О. П. Корнилович. — Москва: Энергоатомиздат, 1987. — 238 с.: ил. — Справочник электромонтажника. — Библиогр.: с. 237.
4. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1)
5. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности
6. ГОСТ 31319-2006 Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Требования к проведению измерений на рабочих местах
7. ГОСТ Р 55709-2013 Освещение рабочих мест вне зданий. Нормы и методы измерений
8. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
9. ГОСТ 12.1.044-89 «ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения»
10. Игумнов В.И. Проект разработки месторождения Одопту, Отчет,

СахалинНИПИморнефть. 1989.

11. Отчеты о разработке нефтяных и газовых месторождений НГДУ «Оханефтегаз» за 1997-1999 гг. Фонды СахалинНИПИморнефть.

12. Атлас Сахалинской области. М.: ГУГК, 1967.

13. Проект опытно-промышленной эксплуатации Северного купола месторождения «Одопту-море». Оха: «СахалинНИПИморнефтегаз», 1999. – 212 с.

14. Проект опытно-промышленной эксплуатации Северного купола месторождения Одопту-море. Оха: "СахалинНИПИморнефть", 2001.

15. Г.А. Гавриэльянс. Геология нефтяных и газовых месторождений. М: Недра, 1984. – 354 с.

16. А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. Основы нефтегазового дела, Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 544 с.

17. Хлебников П.А. Анализ текущего состояния разработки месторождений ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» и уточнение технико-экономических показателей разработки на период действия лицензии, СахалинНИПИморнефть, Оха, 2003.

18. М.М. Саттаров, М.Х. Мусин, И.А. Голуденг. Системы разработки месторождений нефти и газа с помощью горизонтальных скважин. Аналитический обзор, М: ВНТИЦентр, 1991. – 382 с.

19. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М.: Недра, 1977. – 192 с.

20. Юрчук А.М., Истомина А.З. Расчёты в добыче нефти. Учебник для техникумов 3-е изд., перераб. и доп., М. «Недра», 1979, 217 с.

21. Ш.К. Гиматудинов. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, М: «Недра», 1983. – 461 с.

22. Бухаленко Е.И. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. («Недра», 1990).

23. Хафизов А.Р., Чеботарев В.В., Пестрецов Н.В. Сбор и подготовка

нефти и газа. Технология и оборудование, Уфа: УГНТУ 2002. – 551 с.

24. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности. М.: МНП, 1989. – 212 с.

25. Калькуляция себестоимости добычи нефти в НГДУ “Оханефтегаз” за 2005. – 25 с.

26. Булатов А.И. Макаренко П.П. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. М.: Недра, 1997.