



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

Институт- Институт природных ресурсов  
Направление- Нефтегазовое дело  
Кафедра бурения скважин

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2900 МЕТРОВ НА ХОХРЯКОВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)

УДК 622.323:622.243.23(24:181 m 2900)(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Альков Г.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин А.В.			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и  
ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Т.С.	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	к.т.н		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.О. Зав.кафедрой БС	Ковалев А.В	к. т. н.		

Томск – 2017 г.

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

Институт природных ресурсов  
 Направление – «Нефтегазовое дело»  
 Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой  
 \_\_\_\_\_ Ковалёв А.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
3- 2Б22	Альков Геннадий Викторович

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2900 МЕТРОВ НА ХОХРЯКОВСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО).		
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.02.2017	№1436/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2017
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования;                  производительность или нагрузка;                  режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.);                  вид сырья или материал изделия;                  требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Материалы с производства, специальная литература и периодическая литература, электронные источники</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>		
<p><b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)</p>		<p>1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)</p>		
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Глызина Татьяна Святославовна	
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о.зав.кафедрой	Ковалёв Артём Владимирович	К. Т. Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Альков Геннадий Викторович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Альков Геннадий Викторович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

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

1. Данные по строительству скважин на Мыльдженском месторождении	<i>Расчет технико-экономических показателей</i>
--	---

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Сроки строительства скважины 2. Сметная стоимость сооружения скважины	<i>Расчет нормативной продолжительности строительства скважин. Нормативная карта. Составление линейного-календарного графика. Расчет сметной стоимости сооружения скважины</i>
---	--

**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
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Светославовна	К.Х.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Альков Геннадий Викторович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б22	Алькова Геннадия Викторовича

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Бурение скважин</b>
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>Характеристика объекта исследования</b>	<i>Эксплуатационная наклонно-направленная скважина на Хохряковском нефтяном месторождении.</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Производственная ответственность</b></p> <p>1.1 Анализ вредных производственных факторов (мероприятия по устранению) при бурении скважины на Хохряковском нефтяном месторождении</p> <p>1.2 Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на Хохряковском нефтяном месторождении</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе</li> <li>- Неудовлетворительное освещение рабочей зоны</li> <li>- Повышенные уровни шума</li> <li>- Повышенные уровни вибрации</li> <li>- Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны</li> <li>- Поражения электрическим током</li> <li>- Пожаровзрывоопасность</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность</b></p>	<p><b>Экологическая безопасность</b> (анализ воздействие и мероприятие)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Фон загрязнения объектов природной среды</li> <li>- Водопотребление и водоотведение</li> <li>- Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения</li> <li>- Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды</li> <li>- Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительномонтажных работах и в процессе бурения скважин</li> <li>- Материалы и технические средства,</li> </ul>

	<p><i>используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Охрана атмосферного воздуха от загрязнения</i></li> <li>- <i>Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды</i></li> <li>- <i>Охрана животного мира</i></li> <li>- <i>Охрана недр при строительстве скважин</i></li> </ul>
<p><b>3 . Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b> Правила поведения при нефтяных или газовых фонтанах</p>	<p>При эксплуатации наклонно-направленной скважины рекомендуемое поведение при нефтяных или газовых фонтанах.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей.</i></li> <li>- <i>остановить все силовые приводы.</i></li> <li>- <i>отключить силовые линии и линии освещения.</i></li> <li>- <i>остановить все огневые работы.</i></li> <li>- <i>предпринять меры по отключению соседних производственных объектов.</i></li> <li>- <i>запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном.</i></li> <li>- <i>предотвратить растекание нефти на территории.</i></li> <li>- <i>сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов.</i></li> </ul>
<p><b>4 . Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p>	<p><i>Нормы:</i>  ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»  СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»  ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»  ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности»  ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны»  СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование»  ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»  ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и</p>

	номенклатура видов защиты ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое"
<b>Перечень графического материала:</b>	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	Доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Альков Геннадий Викторович		

## РЕФЕРАТ

*Выпускная квалификационная работа 97с., 7 рис., 31 табл., 25 источников, 5 приложений, 6 листов графического материала.*

*Ключевые слова: НАКЛОННО НАПРАВЛЕННАЯ СКВАЖИНА, БУРОВАЯ УСТАНОВКА, РЕЖИМ БУРЕНИЯ, БУРОВОЙ РАСТВОР, ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ, ОБСАДНАЯ КОЛОННА, ОСВОЕНИЕ.*

*Объектом работы являются эксплуатационная скважина для освоения месторождений Западной Сибири.*

*Цель работы – Технологическое решение для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2900 метров на Хохряковском нефтяном месторождении.*

*Работа выполнена по геологическим материалам Хохряковского месторождения.*

*В результате работы спроектирована конструкция и технология проводки скважины глубиной 2900 метров.*

*Данная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.*

## ANNOTATION

The final qualifying work contains 97 pages, 7 figures, 31 tables, 25 sources.

Keywords: TILT-DIRECTIONAL WELL, DRILLING UNIT, DRILLING MODE, DRILLING SOLUTION, WELL PROFILE, SITTING COLUMN, DEVELOPMENT.

The object of work is the production well for the development of deposits in Western Siberia.

The purpose of the work is a technological solution for the construction of an operational directional well with a depth of 2,900 meters at the Khokhryakovskoye oil field.

The work was carried out according to the geological materials of the Khokhryakovskoye deposit.

As a result of the work, the design and technology of the borehole drilling with a depth of 2900 meters was designed.

This work was carried out taking into account modern achievements in the field of technology and technology of construction of oil wells.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

БК	– бурильная колонна
БУ	– буровая установка
ГЗД	– гидравлический забойный двигатель
ГИС	– геофизические исследования скважин
ГТН	– геолого-технический наряд
ДНС	– динамическое напряжение сдвига
КНБК	– компоновка низа бурильной колонны
КП	– кольцевое пространство
ЛБТ	– легкосплавные бурильные трубы
НТФК	– нитрилтриметилфосфоновая кислота
ОЗЦ	– ожидание затвердевания цемента
ОК	– обсадная колонна
ОЦР	– облегченный цементный раствор
ПВ	– пластическая вязкость
ПВО	– противовыбросовое оборудование
ПК	– бурильные трубы с приваренными замками с комбинированной высадкой
СБТ	– стальные бурильные трубы
СНС	– статическое напряжение сдвига
СПО	– спуско-подъемные операции
УБТ	– утяжеленные бурильные трубы
ЦА	– цементируочный агрегат
ЦСМ	– цементосмесительная машина

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

<i>ВВЕДЕНИЕ</i>	<i>11</i>
<i>I. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</i>	<i>12</i>
<i>1.1. Географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</i>	<i>12</i>
<i>1.2. Геологические условия бурения</i>	<i>14</i>
<i>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения</i>	<i>19</i>
<i>1.4. Зоны возможных осложнений</i>	<i>23</i>
<i>1.5. Исследовательские работы</i>	<i>23</i>
<i>II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</i>	
<i>2.1. Обоснование и расчёт профиля (траектории) скважины</i>	<i>25</i>
<i>2.2. Обоснование конструкции скважины</i>	<i>26</i>
<i>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</i>	<i>26</i>
<i>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</i>	<i>28</i>
<i>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</i>	<i>29</i>
<i>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</i>	<i>29</i>
<i>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</i>	<i>29</i>
<i>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</i>	<i>30</i>
<i>2.3. Углубление скважины</i>	<i>31</i>
<i>2.3.1. Выбор способа бурения</i>	<i>31</i>
<i>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</i>	<i>32</i>
<i>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</i>	<i>32</i>
<i>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</i>	<i>33</i>
<i>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</i>	<i>34</i>
<i>2.3.6. Расчёт требуемого расхода бурового раствора</i>	<i>36</i>
<i>2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</i>	<i>37</i>
<i>2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</i>	<i>40</i>
<i>2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины</i>	<i>42</i>
<i>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважины</i>	<i>44</i>
<i>2.4.1. Расчёт обсадных колонн</i>	<i>44</i>
<i>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</i>	<i>44</i>
<i>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</i>	<i>47</i>
<i>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</i>	<i>50</i>

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	50
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн	50
2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов	51
2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкости	51
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины	51
2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	51
2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	52
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн	53
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	54
2.5. Выбор буровой установки	54
<b>III. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ</b>	
3.1.1. Общие сведения	56
3.1.2. Классификация буровых насосов	56
3.1.3. Сравнительный анализ конструкции отечественных и зарубежных насосов	61
3.1.4. Производительность насосов отдельных типов сравнение показателей	65
3.1.4.1. Конструктивные особенности	66
3.1.5. Мероприятия направленные на повышение производительности буровых насосов	69
3.1.6. Заключение	70
<b>IV. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</b>	
4.1.1. Структура и организационные формы работы ЗАО «ССК»	73
4.1.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	75
4.1.3. Нормативная карта	77
4.1.4. Составление линейно-календарного графика	80
4.1.5. Расчет сметной стоимости сооружения скважины	80
<b>V. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	
5.1. Профессиональная социальная ответственность	84
5.2. Анализ вредных производственных факторов	85

<i>5.2.1. Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе.</i>	<i>85</i>
<i>5.2.2. Неудовлетворительная освещенность рабочей зоны</i>	<i>85</i>
<i>5.2.3. Повышенные уровни шума</i>	<i>86</i>
<i>5.2.4. Повышенные уровни вибрации</i>	<i>87</i>
<i>5.2.5. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны</i>	<i>87</i>
<i>5.3. Анализ опасных производственных факторов</i>	<i>88</i>
<i>5.3.1. Поражения электрическим током</i>	<i>88</i>
<i>5.3.2. Пожаровзрывоопасность</i>	<i>88</i>
<i>5.4. Экологическая безопасность</i>	<i>89</i>
<i>5.4.1. Фон загрязнения объектов природной среды</i>	<i>89</i>
<i>5.4.2. Водопотребление и водоотведение</i>	<i>89</i>
<i>5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</i>	<i>90</i>
<i>5.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</i>	<i>90</i>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	<b>92</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b>	<b>97</b>

# 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Хохряковское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской равнины, севернее среднего течения р. Вах. В административном отношении месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области. Расстояние от Хохряковского месторождения до г. Нижневартовска составляет 163 км.

Площадь работ представляет собой сглаженную слабопересеченную равнину, с плавным увеличением высотных отметок к северу (от 50 до 90 м.). Наблюдается сильная заболоченность территории, наличие большого количества озер, стариц, протоков. Из крупных озер, прилегающих к территории месторождения можно отметить Ай-Енгтым-Емтор, Еккан-Еган-Эмтор, Энтиль-Пег-Эмтор. Имеющиеся в районе реки не судоходны, ширина их не превышает 10 м. Лес, в основном смешанный, с преобладанием хвойных пород. Животный мир довольно разнообразен.

Климат в районе резко континентальный. Температура в январе падает до  $-50^{\circ}\text{C}$ . Мощность снегового покрова достигает 1,5 м. Летние месяцы имеют устойчивые положительные температуры. Температура воздуха достигает  $+30^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовое количество осадков колеблется в пределах 420-450 мм. Ледостав обычно происходит в ноябре, вскрытие рек ото льда – во второй половине мая. Толщина льда 0,5 – 1 м.

Коренное население занимается рыболовством, звероводством, охотой, лесоразработкой.

Транспортировка грузов в район месторождения ведется в весенне-летнее время по реке Вах. В зимнее – осуществляется по «зимникам». Круглогодично используется авиатранспорт и автодорога.

Хохряковское месторождение относится к центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна. В верхнем гидрогеологическом этаже разреза присутствуют 3 водоносных горизонта – четвертичный, атлым-новомихайловский и чеганский.

Наиболее значительным по запасам воды, пригодной к использованию в хозяйственных нуждах, является атлым-новомихайловский горизонт, который залегает на глубине 90-120 м. Воды горизонта пресные гидрокарбонатные магниевые-кальциевые с минерализацией 0,1-0,4 г/л.

В Нижневартовском районе, кроме нефти и газа, добывают так же торф и строительные материалы. Запасы месторождения керамзитовых глин, открытого в районе г. Мегион, составляют по категории  $A+B+C1=2963,1$  тыс.м<sup>3</sup>. Запасы месторождения строительного песка, открытого в 2,5 км. к юго-востоку от Мегиона, составляют 4,8 млн.м<sup>3</sup>. Кроме того, в районе пос. Варьеган расположено месторождение стекольного песка. В районе пос. Локосово и г. Мегион открыты месторождения глин, пригодных для производства кирпича.

Запасы месторождений строительных материалов используются для строительства автодорог, оснований под кустовое бурение, а так же других производственных нужд.

Таблица 1.1

## Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Хохряковское месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Смешанный лес
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ ХМАО
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	3,0 +35 -53
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,6
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	267
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	185
Азимут преобладающего направления ветра, град	северо-восточное, северное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	20 - 25
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 1.2

## Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам



## **Юрская система**

Отложения системы развиты повсеместно и представлены тремя отделами. Осадки нижнего и среднего из них слагают континентальную толщу тюменской свиты, которая сложена чередованием аргиллитов темно-серых, плотных, слюдистых и песчаников мелкозернистых, плотных, преобладающих в верхней части свиты, где выделяется пласт Ю<sub>2</sub>. Для отложений свиты характерно обильное содержание обугленного растительного детрита, углистость и пиритизация органики. Толщина тюменской свиты 420 м.

В составе верхней юры выделяется васюганская (наунакская), георгиевская и баженовская свиты, представленные преимущественно породами морского и прибрежно-морского генезиса.

Васюганская (наунакская) свита (келловей+оксфорд) сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В верхней части преобладают песчаники серые и светло-серые, глинистые, прослоями известковистые, нефтенасыщенные. Алевролиты серые, реже известковистые. В верхней части разреза в основном преобладают аргиллиты темно-серые и серые, плотные, часто алевролитовые. С песчаниками васюганской свиты связана промышленная нефтеносность описываемого месторождения (регионально нефтеносный горизонт Ю<sub>1</sub> – пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>). Толщина 55-70 м. Георгиевская свита (кимеридж) представлена аргиллитами темно-серыми, почти черными, зеленоватыми с глауконитом, известковистыми. Толщина от 1 до 7 м.

Баженовская свита (волжский ярус) завершает разрез верхнеюрских отложений аргиллитами темно-серыми, почти черными, битуминозными, плитчатыми, с включениями конкреций сидерита, пиритизированных обломками фауны и растительных остатков. Толщина свиты составляет 30-40 м.

## **Меловая система**

Отложения этой системы развиты повсеместно и представлены осадками всех ярусов обоих отделов.

Нижний отдел включает осадочные образования мегионской, вартовской, алымской и низов покурской свит.

Мегионская свита (берриас + валанжин) сложена аргиллитами темно-серыми, плотными, прослоями известковистыми, в основном слабобитуминозными. В глинистой почве выделяется ачимовская толща песчаников. Толщина песчаной толщи достигает 300 м.

Вартовская свита (готеривский и барремский ярусы) представляют собой частое чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов морского и прибрежно-морского генезиса.

На Сургутском и Нижневартовском сводах песчаники вартовской свиты содержат промышленно нефтеносные пласты (группы АВ и БА), разделенные прослоями аргиллитов. В пределах Хохряковского месторождения эти пласты водоносные и нет их четкого разделения, т.к. опесчаниваются прослойки аргиллитов, залегающих между ними. Толщина осадков 380-420 м.

Алымская свита (нижний апт) сложена аргиллитами темно-серыми, плотными, слюдистыми, прослоями слабобитуминозными. В нижней части

свиты алевролиты переходят в песчаники (пласт АВ<sub>1</sub>). В пределах описываемого месторождения алымская свита выделяется условно, по положению в разрезе. Толщина составляет около 50 м.

Нижняя часть покурской свиты (верхний апт+альб) представлена переслаиванием песчано-глинистых разностей, причем более плотные из них приурочены в основном к низам свиты (аптский ярус), где выделяется регионально прослеживаемая кошайская пачка глин. Толщина нижней части около 550-600 м. Верхний отдел меловой системы включает в себя отложения верхней части покурской свиты, а также кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

Верхняя часть покурской свиты (сеноман) по литологическому составу близка к нижележащим апт-альбским отложениям, но отличительной чертой является почти полное отсутствие аргиллитов и плотных песчаников и алевролитов, кроме того, характерно присутствие обломков янтаря.

На примыкающей к описываемому месторождению Охтеурьевской площади (северное месторождение) из песчаников верхней части покурской свиты получены промышленные притоки газа. Толщина сеномана около 250 м. Общая толщина покурской свиты достигает 850-900 м.

Кузнецовская свита (турон) представлена морскими глинами темно-серыми с зеленоватым оттенком, плотными, является региональной покрывкой для сеноманских отложений. Толщина свиты 25-32 м.

Ипатовская свита (коньяк-сантонский ярус) сложена песками и алевролитами, слабоуплотненными, серыми, иногда с глауконитом и глинами серыми, песчаными в верхней части слабоопоквидными. Толщина образований свиты 90-115 м.

Славгородская свита (кампан) сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, глинистыми. Толщина 80-105 м.

Ганькинская свита (маастрихт-датский ярус), завершающая разрез меловых отложений, представлена глинами серыми и зеленовато-серыми, известковистыми, с прослоями мергелей, пропластками глауконито-кварцевых песков. Толщина отложений свиты 115-135 м.

### **Палеогеновая система**

На отложениях меловой системы согласно залегает мощная толща морских и континентальных осадков палеоценового, эоценового и олигоценового отделов.

Палеоцен соответствует талицкой свите, сложенной морскими глинами темно-серыми, почти черными, алевритистыми, местами опоквидными, песками и алевролитами, слабосцементированными, кварцевоглауконитовыми. Толщина отложений свиты 75-100 м.

Люлинворская свита, включающая в себя осадки эоцена, делится на две части – нижнюю, сложенную опоками, опоквидными глинами с прослоями кварцево-глауконитовых песков и алевролитов. Верхняя подсвита представлена глинами с зеленовато-серыми, диатомовыми, иногда опоквидными. Глины алевритовые или песчанистые с тонкими прослоями песков и алевролитов. Толщина свиты 100-120 м.

Олигоцен состоит из чеганской, атлымской, новомихайловской, журавской и абросимовской свит.

Чеганская свита (нижний олигоцен), залегающая в кровле морского палеоцена, сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, голубоватыми, пластичными, алевритистыми с линзами и пропластками тонкозернистых кварцевых песков и алевролитов. Толщина порядка 15-20 м.

Атлымская свита, залегающая на размытой поверхности чеганских глин, в основании континентальных осадков олигоцена представлена песками разномзернистыми, преимущественно кварцевыми, глинами с бурыми углями. Толщина до 10 м.

Новомихайловская свита сложена песками, глинами, алевритами с прослоями бурых углей. Толщина 10-15 м.

Журавская свита состоит из алевролитов, песков с глауконитом и прослоев глин. Толщина ее осадков 25-30 м.

Абросимовская свита сложена песками, глинами с прослоями бурых углей. Толщина свиты 30-35 м.

#### **Четвертичная система**

На размытой поверхности континентального палеогена залегают породы четвертичной системы, сложенные аллювиально-озерными, пойменными осадками и образованиями надпойменных террас.

### **1.2.2 Тектоника**

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты принимают участие породы, слагающие, как установлено ранее, три структурно-тектонических этажа (СТЭ).

Нижний, палеозойско-допалеозойского возраста, сложен эффузивными, изверженными, сильно дислоцированными осадочными метаморфизованными породами. Эти образования составляют складчатый фундамент и отвечают геосинклинальному этапу развития Западно-Сибирской плиты.

Промежуточный этаж пермско-триасового времени представлен породами парагеосинклинального генезиса, отличающийся меньшей степенью дислоцированности и метаморфизма. И верхний, мезозойско-кайнозойский комплекс, типично платформенный, сложен мощной толщей осадочных образований, сформированных в условиях длительного и устойчивого прогибания фундамента Западно-Сибирской плиты. Этот комплекс отложений изучен, в том числе и глубоким бурением, наиболее полно, слагающие его породы образуют собственно осадочный чехол плиты и с ним связаны основные выявленные промышленные скопления углеводородов.

На тектонической схеме мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты изучаемый район входит в состав Александровского мегавала – структуры 1 порядка. В структурном плане мегавал линейно вытянут в субмеридиональном простирании, имеет размеры 20-80 X 300 км и ограничен с запада, северо-запада - Колтогорским и Верхне-Аганским мегапрогибами, а с востока, юго-востока, Восточно-Александровским

мегапрогибом и Усть-Тымской впадиной – отрицательными структурными элементами 1 порядка.

В тектоническом отношении Александровский мегавал контролирует ряд месторождений одноименного нефтегазоносного района и характеризуется довольно сложным геологическим строением, так как он сложен наличием ряда валообразных и куполовидных поднятий – структур 2 порядка (Колик-Еганский, Санторской, Пермьяковский, Охтеурский и др.). Они, как правило, также имеют вытянутую форму меридионального простирания с юго-востока на северо-запад. Размеры их колеблются от 12x36 км до 13-22x115 км.

Структуры 2 порядка, в свою очередь, также осложняются многочисленными более мелкими локальными поднятиями, но уже третьего порядка. Размеры и форма их весьма разнообразны: от 2x7 км до 5x23 км. С наличием последних и связаны практически все выявленные промышленные скопления нефти в пределах Александровского нефтегазоносного района. В центральной и южной частях Александровского мегавала в пределах его Охтеурского куполовидного поднятия и Криволуцкого вала на Вахском и Чебачьем локальных поднятиях открыты одноименные месторождения нефти в отложениях верхней юры.

В северной части мегавала, на Колик-Еганском валу, в границах Синторского локального поднятия также в юрских отложениях выявлено Хохряковское месторождение нефти. И, наконец, в юго-восточной части Александровского мегавала, на южном продолжении Колик-Еганского вала, на так называемой Лабазной группе локальных поднятий в отложениях васюганской свиты верхней юры было установлено наличие промышленных скоплений нефти на изучаемом Пермьяковском месторождении. В дальнейшем по данным глубокого бурения и сейсмоки было высказано предположение, что Лабазная группа поднятий, очевидно, тяготеет к юго-восточному продолжению Колик-Еганского вала, так как четкого прогиба между Сикторской и Лабазной группами локальных поднятий не зафиксировано.

Сикторская структура (Хохряковское месторождение) по кровле пласта Ю<sub>2</sub> (тюменская свита) оконтуривается изогипсой 2400 м. Амплитуда ее 160 м (наивысшая отметка 2240 м). Структура имеет субмеридиональное простирание. Размер структуры 38,0x12,0 км. Это брахиантиклинальная складка довольно правильной конфигурации. Углы наклона крыльев составляют 2°3'. При этом необходимо отметить, что восточное крыло несколько положе западного.

По кровле коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> Сикторская структура оконтуривается изогибсой – 2400 м. Структурные построения четкие. Амплитуда – 100 м. Размеры 62,0x12,0 км. Простирание субмеридиональное. Это типичная брахиантиклинальная складка довольно правильной конфигурации. В сводовой части структуры выделяются две вершины: довольно больших размеров в южной части и несколько меньше – в северной части. Оконтуриваются они изогибсами 2300 и 2320 м. Восточное крыло несколько положе западного.

По кровле пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> структурный план повторяет план пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, однако, несколько расширяется площадь сводовых частей. Структура оконтуривается изолинией – 2400 м. Простираение субмеридиональное. В целом, рассматриваемые структурные планы по пластам имеют довольно спокойный характер. Структурные планы довольно четко сохраняются, что свидетельствует об унаследованном характере развития.

### 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в таблице 1.3.

Таблица 1.3

Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Содержание серы/парафина, %	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор, м/м <sup>3</sup>	Динамический уровень в конце эксплуатации, м
От (верх)	до (низ)						
2635	2660	поров	0.868	1.2/2.5	3.2 – 5.8	-	1000
2700	2730	поров	0.866	1.2/2.5	50-80	67	
2780	2850	поров	0.863	1.2/2.5	4.2	-	

### 1.4 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, Дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость породы	Категория по твердости, кгс/см <sup>2</sup>	Расслоенность породы	Категория по абразивности	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.д.)
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	50	Суглинки, Супеси	- 2.2	- 30	2000 0	10 90	0 0	0 0		1 5	V IV	М М
P2/3	50	100	Пески, глины	- 2.2	- 30	2500 0	20 90	0 0	0 0	10 5	5 5	IV V	М М
P2/3	100	225	Глины, пески	- 2.3	- 30	10 0	50 95	0 0	0 0	10 10	5 5	IV IV	М М
P1/3	225	280	Пески, алевролиты	2.3 2.3	30 30	0 0	95 95	0 2	0 0	10 5	5 5	V V	М М
P1/3-P1/2	280	540	Глины	2.2	25	10	50	0	0	10	5	V	М
P2/2	540	790	Глины, опоки	2.3	25	0	95	5	0	5 10	10	V IV	М

P1	790	970	Глины, алевролиты	2.3	25	0	100	0	0	15	5	V	C
				2.2	30	20	10	0	0	25	5	V	C
K2	970	1175	Глины	2.2	20	10	20	10	0	25	5	IV	C
K2	1175	1300	Глины, Алевролиты	2.2	25	20	15	5	0	35	5	VI	C
				2.3	20	0	95	10	0	25	5	V	C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K2	1300	1335	Глины	2.3	20	0	100	3	0	25	5	V	C
K2-K1	1335	1830	Глины, песчаники, пески, алевролиты	2.1	22	50-	10-	3	0	50	5	VI	C
				2.35	16	300	20	2	0	25	5	VI	C
				2.2	20	0	100	3	0	38	5	VI	C
				2.3	22	20	20-	3	0	25	2.5	V	C
						0	30						
						0	100						
K2	1830	2060	Песчаники, глины, алевролиты	2.2	16	20-50	5	2	0	25	2.5	VI	C
				2.2	20	10-20	20	2	0	25	2.5	V	C
				2.0	22	10-30	20	3	0	50	3.5	VI	C
K <sub>1-2</sub>	2060	2380	Песчаники, алевролиты	2.2	20	10	15	3	0	25	3.5	IV	C
				2.4	14	0	100		0	35	3.5	VI	C
K <sub>1</sub>	2380	2445	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	2.4	12	0	100	10	0	75	3.0	V	C
				2.3	16	10-15	20-	10	0	35	3.0	III	C
				2.2	19	20-50	30	5-10	0	50	3.5	V	C
				2.45	5-10	0	10-	5	0	50	2	VI	C
							20						
							95						
K <sub>1</sub>	2445	2900	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты	2.3	17	9-520	10	5	0	50	2.5	IV	C
				2.3	15	20	15	5	0	50	2.5	V	C
				2.45	5	0	100	3	0	50	3	VI	C
				2.3	15	5.6-	20	0	0	75	1.5	VII	C
						97.3							

## 1.5 Пластовые давления и давления гидроразрыва

Для проектирования строительства скважины (выбора конструкции скважины) необходимо знать пластовые давления и давления гидроразрыва горных пород. Их значения приведены в таблице 1.5:

Таблица 1.5

Интервал, м		Градиенты давлений, МПа/м				Температура в конце интервала, °С
от	до	пластового	порового	гидроразрыва	горного	
0	50	0,100	0,100	0,200	0,220	3
50	180					
180	242					
242	340					
340	388					
388	540					
540	790					
790	970					
970	1175	0,101	0,101	0,180	0,230	20
1175	1300					
1300	1335					
1335	1830					
1830	2060					
2060	2380					
2380	2440	0,102	0,102	0,170	0,240	20
2445	2900					
						50
						52
						74
						78
						91
						92
						94
						94

## 1.4 Зоны возможных отложений

В процессе бурения нефтяных и газовых скважин на Хохряковском месторождении возможны следующие виды осложнений:

1. Поглощение бурового раствора (табл. 1.5.1)
2. Осыпи и обвалы стенок скважины (табл. 1.5.2)
3. Нефтегазоводопрооявления (табл. 1.5.3)
4. Прихват (табл. 1.5.4)
5. Прочие возможные осложнения (табл. 1.5.5)

### 1.5.1. Поглощение бурового раствора

Таблица 1.5.1

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Условия возникновения, в т.ч. допустимая репрессия
	от (верх)	до (низ)		
Q – P3/2	Частичное 0                      450		до 5	Отклонения параметров бурового раствора от проектных

### 1.5.2. Осыпи и обвалы стенок скважины

Таблица 1.5.2

Интервал, м		Устойчивость пород, измеряемая временем от момента вскрытия до начала осложнения, сутки	Интенсивность осыпей и обвалов	Проработка в интервале из-за этого осложнения		Условия возникновения
от (верх)	до (низ)			мощность, м	скорость, м/час	
0	450	3	интенсивн.	450	100-120	нарушение технологии бурения
450	1130	3	слабые	-	-	
1130	2015	3	слабые	-	-	

### 1.5.3. Нефтегазоводопрооявления

Таблица 1.5.3

Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, газ)	Плотность смеси при проявлении, г/см <sup>3</sup>	Условия возникновения
от (верх)	до (низ)			
1130 2470	1740 2650	вода нефть	- 0.866	Пренебрежение к постоянному доливу жидкости в скважину во время подъема инструмента, снижение давления в скважине ниже гидростатического, низкое качество глинистого раствора

### 1.5.4. Прихватопасные зоны

Таблица 1.5.4

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Репрессия при прихвате, кгс/см <sup>2</sup>	Возможные условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Q – P3/2	0	450	-	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка бурового раствора от шлама

Примечание:

- С целью снижения вероятности возникновения прихватов в прихватопасных зонах, рекомендуется использование экологически безопасных, многофункциональных смазочных добавок с улучшенными антиприхватными и поверхностно-активными свойствами таких, как ФдК-2000, Лубри-М и др.
- Способы ликвидации прихватов и других аварий разрабатываются буровой организацией.

### 1.5.5. Прочие возможные осложнения

Таблица 1.5.5

Интервал, м		Вид (название осложнения)	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
от (верх)	до (низ)		
1130 2015	2015 2700	Разжижение гл. раствора Сужение ствола скважины	Разбавление агрессивными пластовыми водами Разбухание глин

Данные осложнения являются типичными для данных горных пород. Для их ликвидации требуется большое количество времени и значительные материальные затраты. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

Для предотвращения возникновения осложнений во время спуска обсадной колонны и кондуктора необходимо:

1. перед началом спуска довести параметры бурового раствора до заложенных в проекте величин, для чего произвести не менее одного цикла промывки;
2. соблюдать установленную скорость спуска колонн;
3. постоянно следить за уровнем бурового раствора в скважине;
4. доливать скважину по мере необходимости;
5. минимизировать время работ по обсадке скважины, для чего все подготовительные и вспомогательные работы произвести до начала спуска колонн.

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Обоснование и расчёт профиля проектной скважины

Проектирование профилей наклонно направленных скважин заключается, во-первых, в выборе типа профиля, во-вторых, в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола, и, в-третьих, в расчете профиля, включающем расчет длин, глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом.

Профиль наклонно направленной скважины выбирается так, чтобы при минимальных затратах средств и времени на ее проходку было обеспечено попадание скважины в заданную точку продуктивного пласта при допустимом отклонении.

Профили скважины классифицируют по количеству интервалов ствола. За интервал принимается участок скважины с неизменной интенсивностью искривления. По указанному признаку профили наклонно направленных скважин подразделяются на двух, трех, четырех, пяти и более интервальные. Кроме того, профили подразделяются на плоские – расположенные в одной вертикальной плоскости, и пространственные, представляющие собой пространственную кривую линию. В данном разделе рассматриваются только плоские профили.

Исходя из условий, представленных в специальной части дипломного проекта, для реализации поставленных задач применим пятиинтервальный профиль скважины (рис. 2.1). Данный тип профиля скважины включает вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации зенитного угла, участок падения зенитного угла до  $0^0$  или близких к нему значений и второй вертикальный участок.

При проведении расчетов пользуемся следующими условными обозначениями:

- $h$  – глубина скважины по вертикали, м;
- $S$  – общий отход скважины (смещение), м;
- $H_n$  – вертикальная проекция  $n$ -го интервала, м;
- $S_n$  – горизонтальная проекция  $n$ -го интервала, м;
- $l_n$  – длина  $n$ -го интервала, м;
- $R_n$  – радиус кривизны  $n$ -го интервала, м;
- $L$  – глубина скважины по стволу, м;
- $\theta_n$  – зенитный угол скважины в конце  $n$ -го интервала, град.

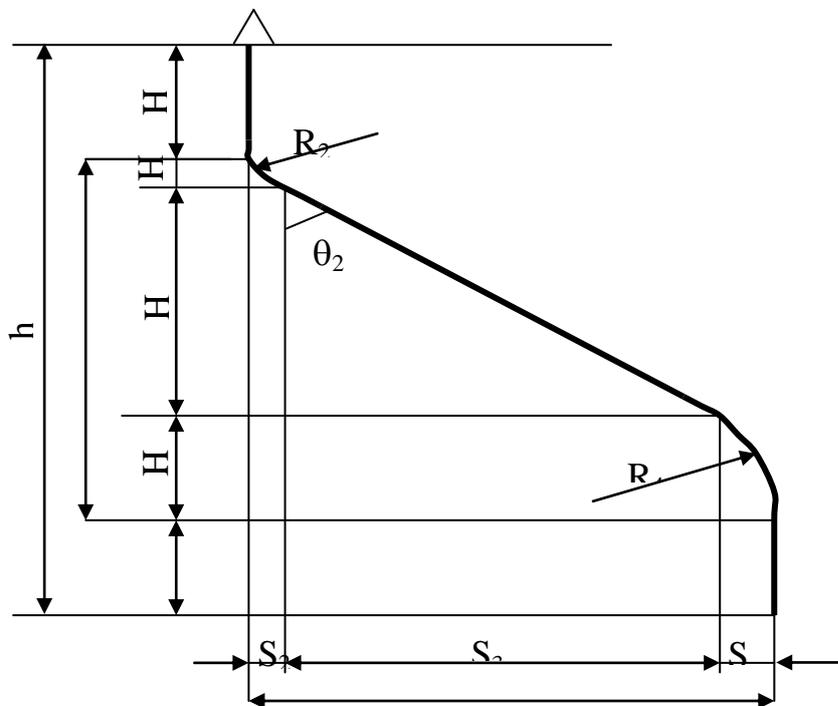


Рисунок 2.1 Пятиинтервальный

При расчете пятиинтервального профиля скважины пользуются следующими проектными данными: глубина скважины по вертикали (до подошвы продуктивного пласта)  $h=2900$  м; общий отход скважины  $S=1149$  м; возможная длина интервала стабилизации  $l_3=2249$  м; радиус кривизны 4-го интервала  $R_4=498$  м; устанавливается длина пятого вертикального участка  $H_5=250$  м.

Все расчетные параметры заносятся в программу на проводку наклонно направленной скважины отображенной в табл. 2.1

Таблица 2.1 – Параметры профиля проектной скважины

Интервал, м			Зенитный угол, град		Отклонение, м		Удлинение ствола, м		Глубина на постволу, м
от	до	длина	начальный	конечный	на интервале	всего	на интервале	всего	
0	50	50	0	0	0	0	0	0	50
50	970	920	0	25,45	29	29	76	76	354
970	1800	830	25,45	25,45	669	1149	107	183	2500
1800	2650	650	25,45	0	41	1149	108	213	2863
2650	2900	250	0	0	0	1149	0	213	3220

При проведении скважины интенсивность пространственного искривления не должна превышать 1,5 град/10 метров.

## 2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Залежь – многопластовая (неоднородная). Пласт литологически и по проницаемости неоднородный, поскольку на интервале нефтеносности

находятся песчаники, глины, алевролиты и аргиллиты, проницаемость которых от 0,02 до 0,5 мкм<sup>2</sup>.

Тип коллектора поровый, способ эксплуатации объекта отдельный.

Так как градиент пластового давления в интервале продуктивного пласта больше  $\Delta P_{пл} > 0,1$  МПа/10м, то пластовое давление можно считать высоким.

Коллектор высокопроницаемый, поскольку проницаемость пласта выше величин 0,1 мкм<sup>2</sup> и 0,01 мкм<sup>2</sup>.

Коллектор считается устойчивым, если выполняется условие

$$\sigma_{сж} \geq 2[K(P_{горн} - P_{пл}) + (P_{пл} - P_3)],$$

где правая часть неравенства – суммарная радиальная фильтрационная и геостатическая нагрузка на породы коллектора;

$\sigma_{сж}$  – граница прочности пород продуктивного пласта при одноосевом сжатии, МПа;

Правая часть неравенства – радиальная нагрузка, действующая на породы коллектора, МПа;

K – коэффициент бокового распора,

$$K = \mu / (1 - \mu)$$

$\mu$  – коэффициент Пуассона;

$P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;

$P_3$  – минимальное давление столба жидкости на забое скважины, МПа;

$$P_{горн} = \sum \Delta P_{гор i} h_i$$

$\Delta P_{гор i}$  – градиент горного давления i-го пласта, Па/м;

$h_i$  – толщина i-го пласта, м.

$$P_{пл} = \Delta P \cdot H_1 + \Delta P \cdot H_2 + \Delta P \cdot H_3 = 970 \cdot 0,01 + (2060 - 970) \cdot 0,0101 + (2900 - 2060) \cdot 0,0102 = 29,28 \text{ МПа}$$

$$P_{пл} = 29,28 \text{ МПа};$$

$$P_{горн} = 970 \cdot 0,022 + 1090 \cdot 0,023 + 1140 \cdot 0,024 = 73,77 \text{ МПа}$$

$$P_{заб} = \rho_n (H - D_{уров}) g$$

$$P_{заб} = 866 \cdot (2900 - 1000) \cdot 9,8 = 16,125 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{сж} \geq 2[K(P_{горн} - P_{пл}) + (P_{пл} - P_3)],$$

$$\sigma_{сж} = 2 \cdot [(0,43 \cdot (73,77 - 29,28) + (29,28 - 16,125))] = 64,571 \text{ МПа.}$$

$\sigma_{сж} = 30$  МПа – табличное значение радиальной нагрузки для песчаника.

Неравенство не выполняется, следовательно, коллектор неустойчивый.

Так как тип коллектора поровый и неоднородный по проницаемости и литологически, то способ эксплуатации объекта отдельный. Следовательно выбираем закрытый забой: перебуриваем продуктивный пласт на 50 метров, не перекрывая предварительно вышележащие породы специальной колонной обсадных труб, затем спускаем обсадную колонну до забоя, цементируем. Для сообщения обсадной колонны с продуктивным пластом её перфорируем.

Схема конструкции эксплуатационного забоя скважины приведена на рис. 2.1.

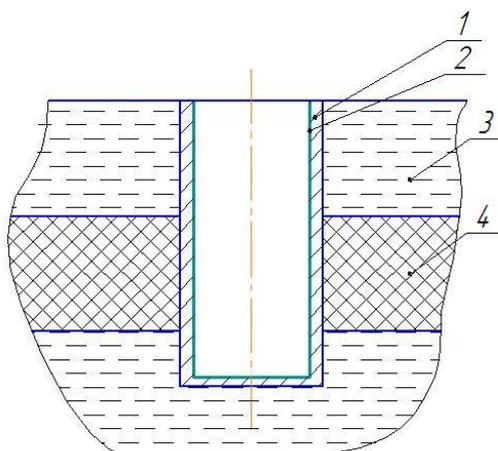
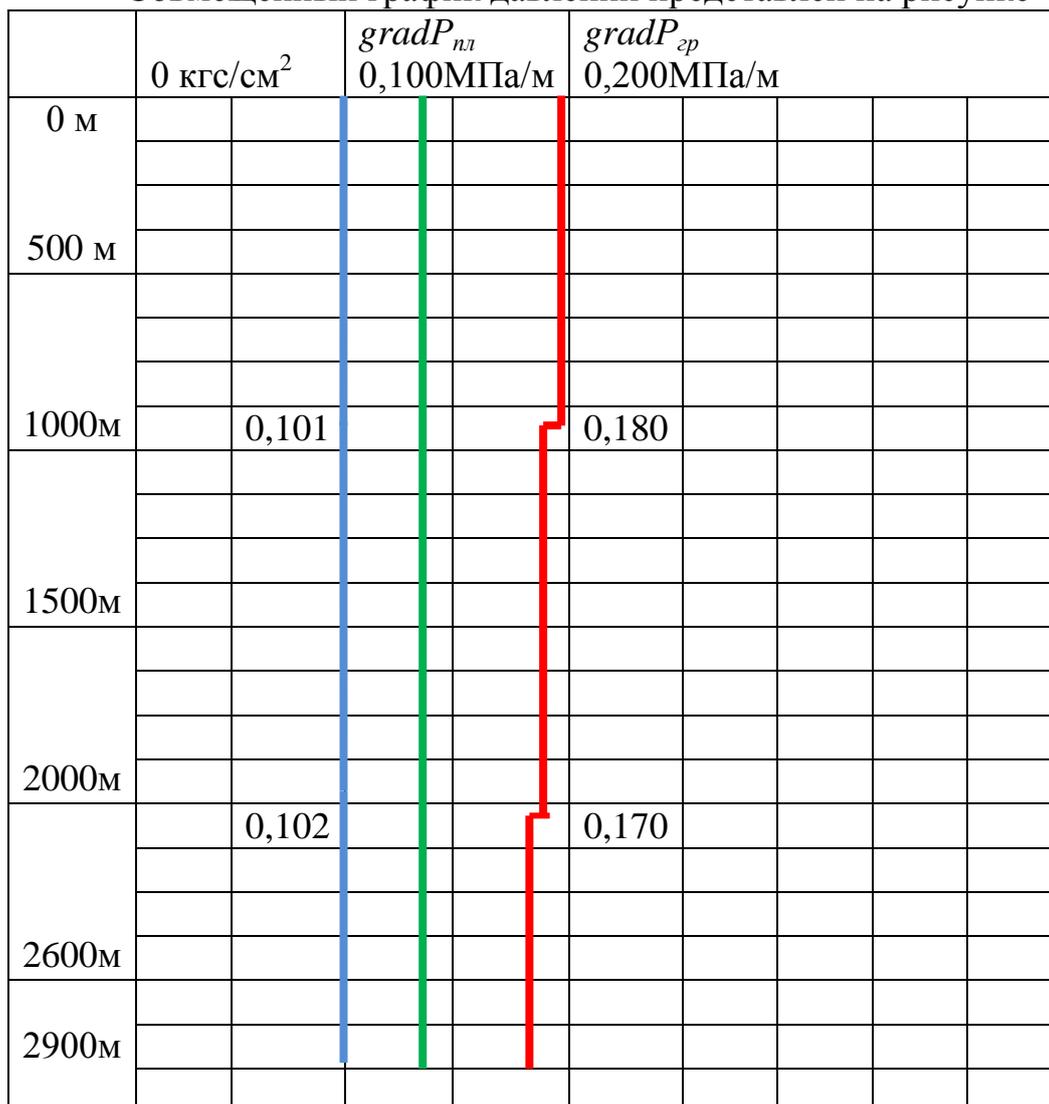


Рис. 2.1 Схема конструкции эксплуатационного забоя:  
 1 – цементный камень; 2 – обсадная колонна; 3 – вышележащая горная порода; 4 – нефтяной пласт.

### 2.3 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 4.



Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон, несовместимых по условиям бурения, в разрезе нет. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

#### 2.2.4. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 30 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 50 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 612,6 м, но выбирается глубина 970 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2900 метров.

#### 2.2.5. Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования направления 0–50м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 970 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 820 – 3220 м.

#### 2.2.6. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи (50 м<sup>3</sup>/сут нефти) – 146,1 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую колонну представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую.

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	324	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
ЭК	146,1	215,9

Схема конструкции скважины представлена в таблице 11.

Данные расчета конструкции скважины				
	Диаметр, мм		Интервал, м	
	Колонна	Долото	Спуск	Цементир-е
Направление	244,5	393,7	0-50	0-50
Кондуктор	168,3	295,3	0-970	0-970
Эксплуатационная	146,1	215,9	0-2900	820-2900

#### 2.2.7. Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления  $P_{му}$  рассчитывается по формуле:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho gh, \quad (2.1)$$

где  $P_{пл}$ - пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа ;

$\rho$  - плотность флюида, кг/м<sup>3</sup> ;

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup> ;

$h$ - глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{\text{му}} = 28,95 \cdot 970 \cdot 9,8 \cdot 2850 = 28,95 \cdot 20,14 = 8,81 \text{ МПа},$$

Согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности проектируем при вскрытии пласта комплект противовыбросного оборудования ОП5-280/80\*35А с основными параметрами:

1. Диаметр проходного отверстия – 230 мм;
2. Рабочее давление – 35 МПа;
3. Диаметр проходного отверстия манифольда – 80 мм;
4. Номинальное давление станции гидропривода – 14 МПа;
5. Количество гидроуправляемых составных частей – 6;

Выбираем колонную головку по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье. Давление на устье скважины при опрессовке составит 6,84 МПа, а диаметры обвязываемых обсадных колонн равны 146,1 мм и 244,5 мм. Следовательно, для обвязки устья скважины принимаем колонную головку ОКК1-14-146x245 с рабочим давлением 14 МПа.

## **2.3 Углубление скважины**

### **2.3.1. Выбор способа бурения**

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторное
50-970	Кондуктор	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
970-3220	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД(винтовой забойный двигатель)

### **2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента**

Для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны долота БИТ и шарошечного типа, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Выборка долот производилась из продуктовой линии ООО «НПП Буринтех». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения.

Интервал		0-50	50-970	970-3220
Шифр долота		Ш 393,7 МЗ – ЦВ	БИТ 295,3 516 УСМ	БИТ 215,9 В 516 У
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М, МС	С	СЗ, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	з-171	-	-
	API	-	з-152	з-117
Длина, м		0,53	0,42	0,35
Масса, кг		115	113	76
G, тс	Рекомендуемая	4-10	2-12	2-20
	Предельная	10	12	20
n, об/мин	Рекомендуемая	120-470	60-280	50-250
	Предельная	470	280	250

#### 2.4 Расчет осевой нагрузки на долото

Расчет осевой нагрузки производится для каждого типоразмера долота и каждой нормативной пачки, исходя из максимальной эффективности разрушения горной породы, учитывая её твёрдость, удельную нагрузку на единицу диаметра долота, допустимой по паспорту долота. В любом случае, расчетное значение не должно превышать 80% от допустимого по паспорту на долото.

Таблица 13 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам

Интервал	0-50	50-970	970-2900
Исходные данные			
$\alpha$	1	1	1
$P_{ш}$ , кг/см <sup>2</sup>	1000	1150	2575
$D_{д}$ , см	39,37	29,53	21,59
$k_T$	33	29	29
$D_c$ , мм	13	12	10
$q$ , кН/мм	0,2	0,3	0,6
$G_{пред}$ , кН	100	120	200
Результаты проектирования			
$G_1$ , кН	29,5	12,1	26,7
$G_2$ , кН	78,7	88,5	129,5
$G_3$ , кН	80	96	160
$G_{проект}$ , кН	78,7	88,5	129,5

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под эксплуатационную колонну (970-3220 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями из твердых пород и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения.

Интервал	0-50	50-970	970-3220
<b>Исходные данные</b>			
$V_{л}, \text{ м/с}$	2,5	2	2
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953
	мм	393,7	295,3
$\tau, \text{ мс}$	6,5	-	-
$z$	26	-	-
$\alpha$	0,8	-	-
<b>Результаты проектирования</b>			
$n_1, \text{ об/мин}$	144	130	177
$n_2, \text{ об/мин}$	464	-	-
$n_3, \text{ об/мин}$	493	-	-
$n_{пр}, \text{ об/мин}$	140	130	177

### 2.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Выбор типа забойного двигателя производится в зависимости от проектного профиля скважины, размера долот, режимных параметров. Выбор забойного двигателя с оптимальными характеристиками позволяет достичь высоких качественных показателей. Основные требования к забойным двигателям:

- Диаметр забойного двигателя должен лежать в интервале 80-90% от  $D_{д}$ .
- Расход промывочной жидкости должен быть близким к номинальному забойного двигателя.
- Крутящий момент, развиваемый забойным двигателем, должен обеспечить эффективное разрушение горной породы на забое скважины.

- Забойный двигатель должен обеспечивать частоту вращения долота, находящуюся в пределах или не менее этих значений, необходимых для разрушения горных пород.

При выборе турбобура необходимо выполнение основного условия:

$$M_{зд} > M, \quad (2.7)$$

где  $M_{зд}$  – необходимый крутящий момент на валу забойного двигателя, Н·м;  $M$  – необходимый крутящий момент на валу забойного двигателя при работе его на воде, Н·м, определяемый по формуле:

$$M = 500 \cdot D_d + (Q_{оп} + 120 \cdot D_d) \cdot G \quad \text{Н·м}, \quad (2.8)$$

где  $Q_{оп}$  – опытный коэффициент ( $Q_{оп} = 2 \text{ Н·м/кН}$ );  $G$  – осевая нагрузка на интервале бурения, кН.

Необходимый крутящий момент на валу забойного двигателя определяется по формуле:

$$M_{зд} = 2 \cdot M_{тн} \cdot ((q \cdot Q^2) / (q_v \cdot Q_{тн}^2)) \quad \text{Н·м}, \quad (2.9)$$

где  $M_{тн}$  – номинальный крутящий момент на валу забойного двигателя, Н·м;  $q$  – удельный вес бурового раствора, Н/см<sup>3</sup>;  $q_v$  – удельный вес воды, Н/см<sup>3</sup>;  $Q$  – расход промывочной жидкости, м<sup>3</sup>/сек;  $Q_{тн}$  – номинальный расход промывочной жидкости, м<sup>3</sup>/сек.

При бурении под кондуктор на интервале 50-970 м по формуле (2.8):  
 $M = 500 \cdot 0,2159 + (2 + 120 \cdot 0,2143) \cdot 42,86 = 1295,06 \text{ Н·м}$ .

Для двигателя Д4-195 по формуле (2.9):

$$M_{зд} = 2 \cdot 3800 \cdot ((1,17 \cdot 10^4 \cdot 0,035^2) / (1 \cdot 10^4 \cdot 0,025^2)) = 17474,7 > 1295,6 \text{ Н·м}.$$

Условие (2.7) выполняется, следовательно, по этому условию двигатель подходит.

При бурении под эксплуатационную колонну на интервале 970-2900 м по формуле (2.8):

$$M = 500 \cdot 0,1429 + (2 + 120 \cdot 0,1429) \cdot 78,595 = 1576,39 \text{ Н·м}.$$

Для винтового забойного двигателя Д1-127 по формуле (2.9):

$$M_{зд} = 2 \cdot 2200 \cdot ((1,17 \cdot 10^4 \cdot 0,02^2) / (1 \cdot 10^4 \cdot 0,015^2)) = 9175,8 > 1576,39 \text{ Н·м}.$$

Условие (2.7) выполняется, следовательно, по этому условию винтовой забойный двигатель подходит.

Краткая техническая характеристика ВЗД приведена ниже.

Таблица 2.7

**Характеристики винтового забойного двигателя Д4-195**

Характеристики	Д4-195
Наружный диаметр, мм	195
Длина, мм	6400
Расход жидкости, л/с	25-35
Вращающий момент, Н*м	6000-8000
Частота вращения, об/мин	222-258
Масса, кг	1050

## Характеристики винтового забойного двигателя Д1-127

Характеристики	Д1-127
Наружный диаметр корпуса, мм	127
Длина, мм	5800
Расход бурового раствора, л/с	15-20
Момент силы на выходном валу, Н*м	2200-3000
Частота вращения вала в рабочем режиме, об/мин	150
Перепад давления в рабочем режиме, Мпа	5,5-8,5
Масса, кг	400

### 2.3.3. Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 17 и 18.

Таблица 17 – Проектирование расхода бурового раствора.

Интервал	0-50	50-970	970-3220
Исходные данные			
$D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,2159
$K$	0,55	0,5	0,4
$K_k$	1,3	1,33	1,51
$V_{кр}$ , м/с	0,3	0,2	0,15
$V_m$ , м/с	0,01	0,01	0,0063
$d_{от}$ , м	0,147	0,147	0,127
$d_{мах}$ , м	0,279	0,229	0,197
$d_{нмах}$ , м	0,02	0,016	0,011
$n$	3	6	6
$V_{кпмин}$ , м/с	0,9	1,1	1,1
$V_{кпмах}$ , м/с	1,3	1,3	1,4
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,14	1,14	1,1
$\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	2,21	2,29	2,318
Результаты проектирования			
$Q_1$ , л/с	67	58	27
$Q_2$ , л/с	39	13	6
$Q_3$ , л/с	126	65	35

$Q_4$ , л/с	73	39	21
$Q_5$ , л/с	35	57	39
$Q_6$ , л/с	38-56	12-58	19-38
Дополнительные проверочные расчеты			
$Q_{\text{табл}}$ , л/с	75,7	58,8	37,9
$\rho_{\text{табл}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1140	1140	1100
$M$ , Н*М	19320	17390	7590
$M_{\text{табл}}$ , Н*М	24400	22300	9870

Продолжение таблицы 17.

$m$	2	2	1
$n$	0,9	0,9	0,9
$Q_{\text{н}}$ , л/с	45,8	40,8	31,8
$Q_{\text{пров1}}$ , л/с	82	73	57
$Q_{\text{пров2}}$ , л/с	58	37	29

Таблица 18 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора.

Интервал	0-50	50-970	970-3220
Исходные данные			
$Q_1$ , л/с	67	58	27
$Q_2$ , л/с	39	13	6
$Q_3$ , л/с	126	79	35
$Q_4$ , л/с	73	39	21
$Q_5$ , л/с	35	57	39
$Q_6$ , л/с	38-56	12-58	19-38
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q$ , л/с	82 – 84	57-58	25-27
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{\text{тн}}$ , л/с	75,7	58,8	37,9
$\rho_1$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1140	1140	1100
$M_{\text{тм}}$ , Н*М	25000	23000	15000
$M_{\text{тб}}$ , Н*М	33443,97	40383,35	37228,13

### 2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну и хвостовик, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 19-20.

В таблице 21 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 19 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ 279-76Д	279	32	14121,6
2	УБТ 229-90Д	229	8	2172
3	УБТ 178-71Д	178	16	2609,6
4	УБТ 108-46Д	108	64	3763,2
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК 127-9,2Д	127	2549	66783,8
2	ТБПН 89-11Д	89	3372	71486,4

Таблица 20 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Расчет на наружное избыточное давление					
$P_n$ , кгс/мм <sup>2</sup>	35,7		Выполняется условие запаса прочности ( $n > 1,15$ )		
$P_{кр}$ , кгс/мм <sup>2</sup>	39,2		Да	Нет	
$P_{кр} / P_n$	1,09				
Расчет на статическую прочность при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$ , гс/см <sup>3</sup>	$\gamma_{ст}$ , гс/см <sup>3</sup>	Q <sub>б</sub> , кгс
1	26,2	2549	1,14	7,85	56766,23
Σ					
Q <sub>КНБК</sub> , кгс	2609,6		Выполняется условие запаса прочности ( $n > 1,4$ )		
K	1,15				
ΔP, кгс	0,55		Да	Нет	
F <sub>к</sub> , мм <sup>2</sup>	9263				
σ <sub>т</sub> , кгс/мм <sup>2</sup>	21,55				
В наклонном участке ствола					

№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$ , гс/см <sup>3</sup>	$\gamma_{ст}$ , гс/см <sup>3</sup>	Q <sub>Б</sub> , кгс
1	26,2	919	1,14	7,85	20466,13
	E, кгс/мм <sup>2</sup>	I, м <sup>4</sup>	S, м	D <sub>з</sub> , мм	D, мм
	2,1*10 <sup>6</sup>	594,2	12	152	127
$\Psi^+/\Psi^-$	0,25		Q <sub>р</sub> , кгс	32248,5	
$\alpha$	1,3		M <sub>max</sub>	415,986	
$\mu$	0,25		W, см <sup>3</sup>	935,7	

Продолжение таблицы 20.

R, м	1229,92	[ $\sigma$ ], кгс/мм <sup>2</sup>	27,14		
Q <sub>к</sub> , кгс	17864,25	$\sigma_3$ , кгс/мм <sup>2</sup>	50		
$\sigma_p$ , кгс/мм <sup>2</sup>	21,55				
Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$			Да	Нет	
<b>Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб</b>					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$ , гс/см <sup>3</sup>	$\gamma_{ст}$ , гс/см <sup>3</sup>	Q <sub>Б</sub> , кгс
1	26,2	2549	1,14	7,85	56766,23
$\Sigma$					
Q' <sub>тк</sub> , кгс	140800	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		<b>4830,8</b>	
Q <sub>кнбк</sub> , кгс	2609,6				
n	1,45				
q <sub>м</sub> , кгс/м	26,2				
K <sub>т</sub>	1				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		<b>12156</b>	
n	1,45				
F <sub>к</sub> , мм <sup>2</sup>	9263				
$\sigma_т$ , кгс/мм <sup>2</sup>	50				

Таблица 21 – Проектирование КНБК по интервалам бурения.

№ п/ п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина , м	Назначение
	от	до				
1	0	50	Ш 393,7 МЗ – ЦВ	172	0,5	Бурение вертикальног о участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Калибратор КА 393,7 СТ	521	1,3	
			Переводник Н-152/152	60	0,5	
			Обратный клапан КОБ-178	65	0,5	
			Переливной клапан ПК-172РС	70	0,6	
			Переводник П-201/147	60	0,5	

		УБТ 279-76Д	14121,6	33	
		Переводник П-171/201	60	0,5	
		Переводник П-133/171	60	0,5	
		ПК 127-9К	60	2	
		Σ	1693,6	50,2	

Продолжение таблицы 21.

2	50 970	БИТ 295,3 516 УСМ	113	0,5	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
		Калибратор КА 295,3 СТ	458	1,3	
		Д4-195	400	5,8	
		Переводник Н-152/152	60	0,5	
		Переводник П-147/152	60	0,5	
		Переливной клапан ПК-172РС	70	0,6	
		Переводник П-171/147	60	0,5	
		УБТ 229-90Д	2172	8	
		Переводник П-133/171	60	0,5	
		Σ	20053	970	
3	970 3220	БИТ 215,9 В 516 У	76	0,35	Бурение наклонного участка под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
		Калибратор КА 215,9 СЗ	458	1,3	
		Д1-127	400	5,8	
		Обратный клапан КОБ-178	65	0,5	
		Переводник П 133/147	60	0,5	
		ЗТСГ 172 (SG 015)	520	10,9	
		УБТ 178-71Д	2609,6	16	
		ПП147/133	65	0,5	
		ТБПК-127*9,2Д	81090,3	3183,6	
		Переводник П147/133	60	0,5	
		КШЗ-86	60	0,5	
		ТВКП-140	810	23	
		Σ	87715,9	3220	

### 2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов: для бурения интервалов под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну – полимерглинистый, для бурения интервала хвостовик, в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – биополимерный.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов приведены в таблице 22. В таблице 23 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 6 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 22 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения.

Исходные данные											
Интервал бурения (по стволу), м	k	P <sub>пл</sub> , МПа	H, м	g, м/с <sup>2</sup>	ρ <sub>бр</sub> , кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>гп</sub> , кг/м <sup>3</sup>	K	d, м			
									от	до	
0	50	1,15	0,5	50	9,8	1140	2210	1,5	0,015		
50	970	1,15	6,5	650	9,8	1140	2290	1,5	0,008		
970	2635	1,2	25,74	2565	9,8	1100	2318	1,5	0,003		
2635	3220	1,2	29,16	2900	9,8	1090	2627	1,5	0,001		
Результаты проектирования											
Интервал бурения (по стволу), м	Плотность, г/см <sup>3</sup>	СНС <sub>1</sub> , дПа	СНС <sub>10</sub> , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с		
										от	до
0	50	1,14	13,1	38	24	8,2	8-9	2	20	9	
50	970	1,14	8,5	12	24	8,2	9	2	20	9	
970	2635	1,1	5	8	23	8,5	8-9	1	10	7	
2635	3220	1,09	4	7	23	8,5	9-11	1	50-60	6-20	

Таблица 23 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения.

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	50	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопоршок ПБМВ, КМЦ-700, ВПРГ,

		Барит $\text{Na}_2\text{CO}_3$
50	970	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, НТФ, POLIPAK-R, DRIL-FREE, КМЦ-700, Барит
970	2630	Полимерглинистый Вода пресная, КМЦ-700, НТФ, NaOH, POLIPAK-R, ФК-2000 плюс, KCL, $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , ШЦ-700
2630	3220	Биополимерный Вода пресная, KCL, FLO-VIS PLUS, FLO-TROL, $\text{CaCO}_3$ , KLA-CURE, MgO, M-I-CIDE, DRIL-FREE

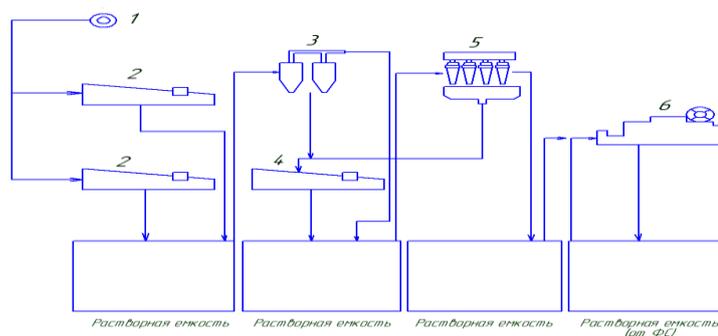


Рисунок 6 - Схема очистки бурового раствора:

- 1 – скважина; 2 – вибросито Brandt Cobra ; 3 – пескоотделитель Brandt SE-12; 4 – вибросито King Cobra ; 5 – илоотделитель SE-4; 6 – центрифуга ОГШ-501.

### 2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 24, а в таблице 25 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 24 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины.

Н (по стволу), м	$d_d$ , м	К	$P_{пл}$ , МПа	$P_{гд}$ , МПа	$\rho_{п}$ , кг/м <sup>3</sup>
50	0,3937	1,3	0,5	1	2210
970	0,2953	1,33	6,5	13	2290
3220	<b>0,2159</b>	1,46	25,74	44,03	2318

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	Тип бурового насоса	$V_m, \text{ м/с}$	$\eta_p, \text{ Па} \cdot \text{с}$	$\tau_t, \text{ Па}$	$\rho_{\text{пж}}, \text{ кг/м}^3$	
0,082	УНБ-600	0,01	0,009	20	1140	
0,057		0,0085	0,009	20	1140	
0,025		0,0055	0,007	10	1100	
0,012		0,0027	0,015	50	1090	
		КНБК				
Элемент						
УБТ 279-76Д	0,279	32			0	
УБТ 229-90Д	0,229	0	8	0	0	0,076
УБТ 178-71Д	0,178	0	0	16	0	0,090
УБТ 108-46Д	0,108	0	0	0	64	0,071
ТБПК 127-9Д	0,127	2	630	2518	2518	0,046
ТБПН 89-11Д	0,89	0	0	0	1000	0,109

Таблица 25 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{\text{кр}}, \text{ кг/м}^3$	$\varphi$	$d_c, \text{ м}$	$V_{\text{кп}}, \text{ м/с}$	$\Delta P_{\text{зд}}, \text{ МПа}$	$\Delta P_o, \text{ МПа}$
1450	0,97	0,512	0,043	5,2	1,3
	0,98	0,393	0,053	2,5	0,63
	0,98	0,315	0,038	0,5	0,12
	0,99	0,204	0,06	0,1	0,027
$\Delta P_r, \text{ МПа}$	$\Delta P_p, \text{ МПа}$	$V_d, \text{ м/с}$	$\Phi, \text{ м}^2$	$d, \text{ мм}$	
0,013	2,8	66,6	0,001	20	3
0,010	4,8	87,2	0,0006	12	6
0,010	13,2	147,3	0,0002	8	6
0,006	25,4	205,2	0,00001	6	6
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	$S_{\text{кп}}$	$\Delta P_{\text{кп}}$	$\Delta P_{\text{мк}}$
УБТ 279-76Д	109184,26	16731,48	911,84	0,024	-
УБТ 229-90Д	73295,25	1492,87	510,22	-	-
УБТ 178-71Д	52962,66	10146,81	416,55	-	-

УБТ 108-46Д	37371,12	3556,39	632,24	-	-
ТБПК 127-9Д	193918,07	20712,61	220,9	1,23	0,8
ТБПН 89-11Д	345696	1015,06	112184	-	-

Продолжение таблицы 25.

Д 127	109184,26	16731,48	911,84	0,007	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	$\lambda$	$\Delta P_T$	
УБТ 279-76Д	31324,53	174097,7	0,0282	0,22	
УБТ 229-90Д	37657	102193,9	0,0277	0,011	
УБТ 178-71Д	37505,76	70486,61	0,0295	0,078	
УБТ 108-46Д	10893,48	24148,44	0,0341	0,14	
ТБПК 127-9Д	20020,84	10191,08	0,0342	0,07	
ТБПК 89-11Д	208959,5	1586,7	0,0502	0,000003	

Для подачи бурового раствора будут использованы 2 насоса УНБ-600 со следующими характеристиками:

Таблица 27 – Характеристика буровых насосов.

Мощность, кВт	Число двойных ходов в мин.	Диаметр поршня, мм.	Идеальная подача, м <sup>3</sup> /ч	Предельное давление, МПа
600	65	130	19,7	25
		140	23,3	22,5
		150	27,5	19,0
		160	31,5	16,5
		170	36,0	14,5
		180	42,0	12,5
		190	45,7	11,5

## 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Исходные данные к расчету обсадных колонн.

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000

плотность облепченного тампонажного раствора $\rho_{тр\ обль}, кг/м^3$	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр\ н}, кг/м^3$	1850
плотность нефти $\rho_n, кг/м^3$	730	глубина скважины, м	2900
высота столба буферной жидкости $h_1, м$	850	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2, м$	450
высота цементного стакана $h_{см}, м$	8	динамический уровень скважины $h_d, м$	1933,3

### 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

#### 1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 1 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

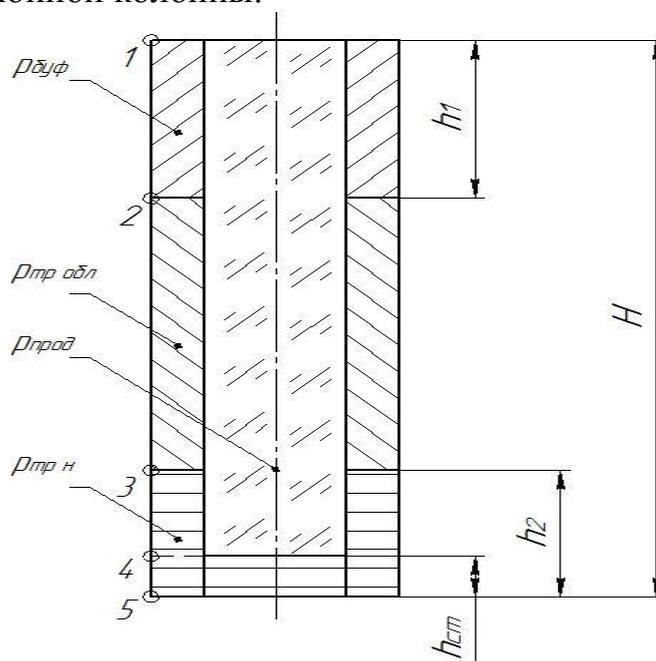


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 27 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 27 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	850	1000	2700	2900
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,4	0,4	1,5	3,2

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ( $P_{кэ} = 3,2$  МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ( $P_э = 14$  МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

### 2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

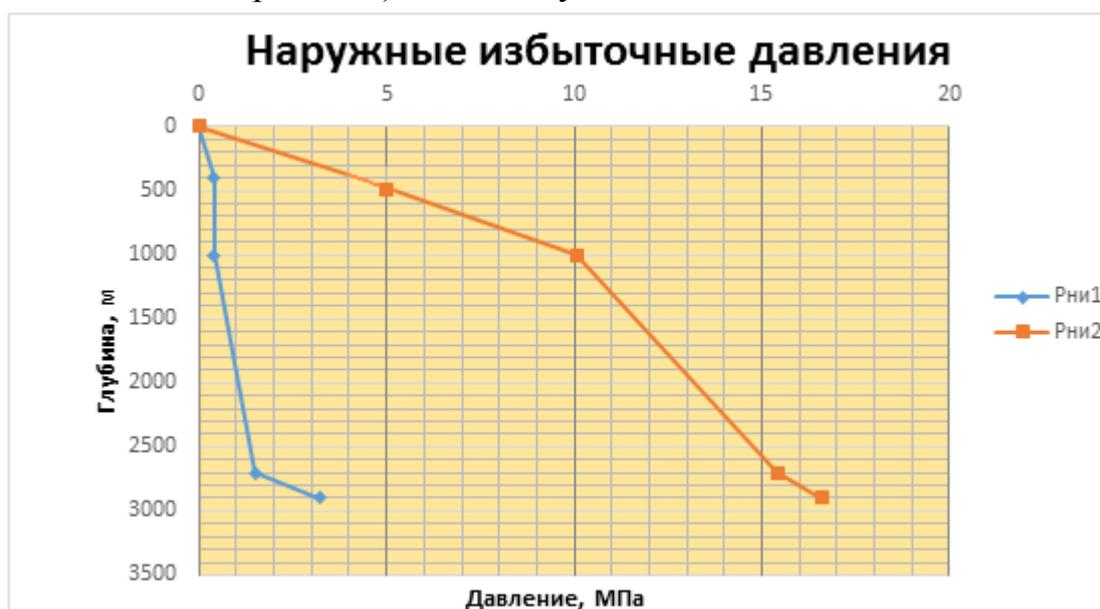


Рисунок 9 – Эпюра наружных избыточных давлений

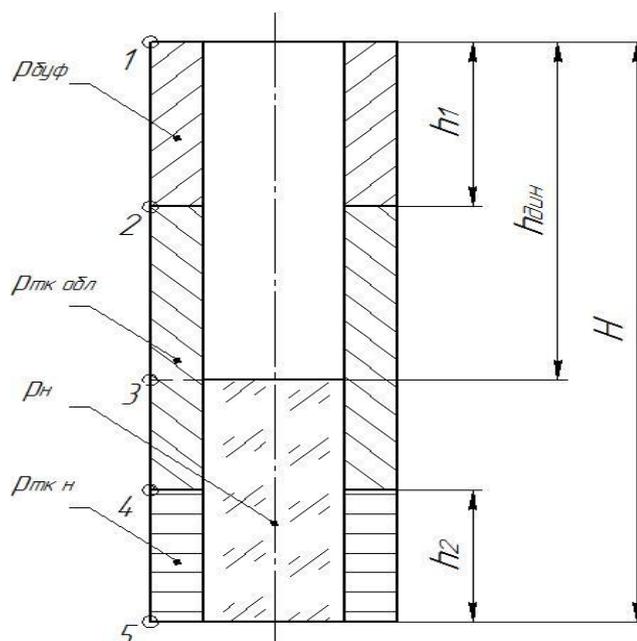


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 28 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 28 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	850	1000	2700	2900
Наружное избыточное давление, МПа	0	4,3	10,06	15,4	16,6

#### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

##### 1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементировочной головке  $P_{цг}$  составляет 19,6 МПа.

В таблице 29 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

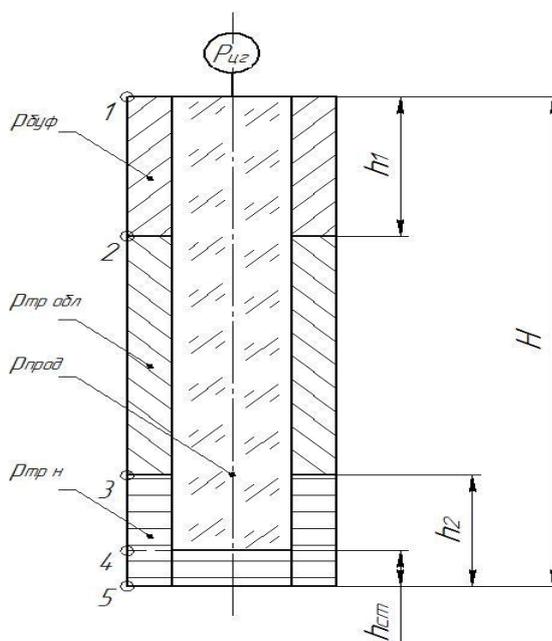


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 29 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	850	1000	2700	2900
Внутреннее избыточное давление, МПа	19,6	19,2	23,5	16,9	15,3

## 2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки  $P_{on}$  составляет 9,5 МПа.

В таблице 30 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 30 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	800	1000	2700	2900
Внутреннее избыточное давление, МПа	9,5	9,1	9,1	8,3	6,7

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 12.

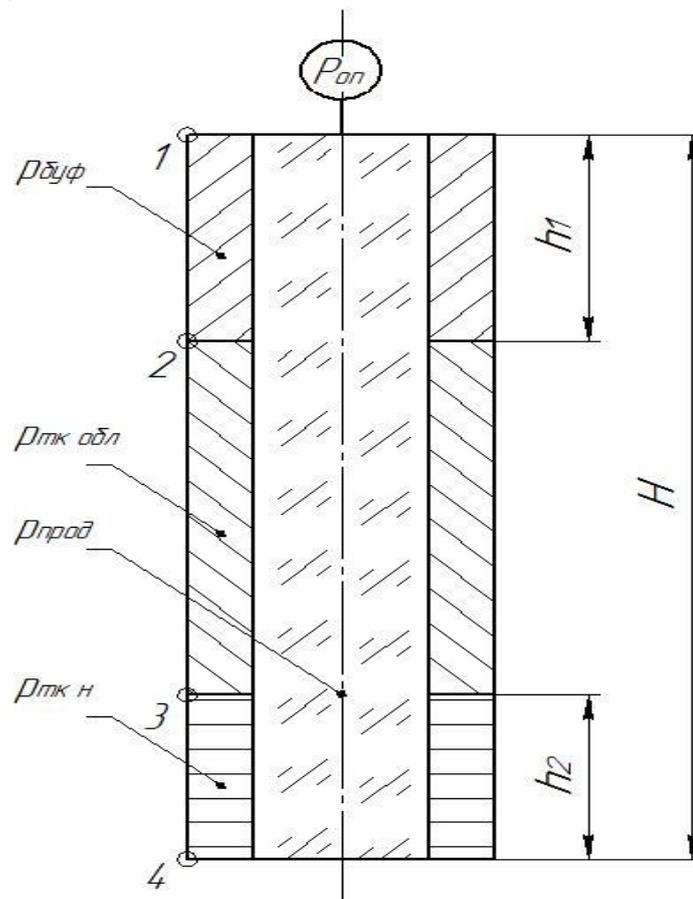
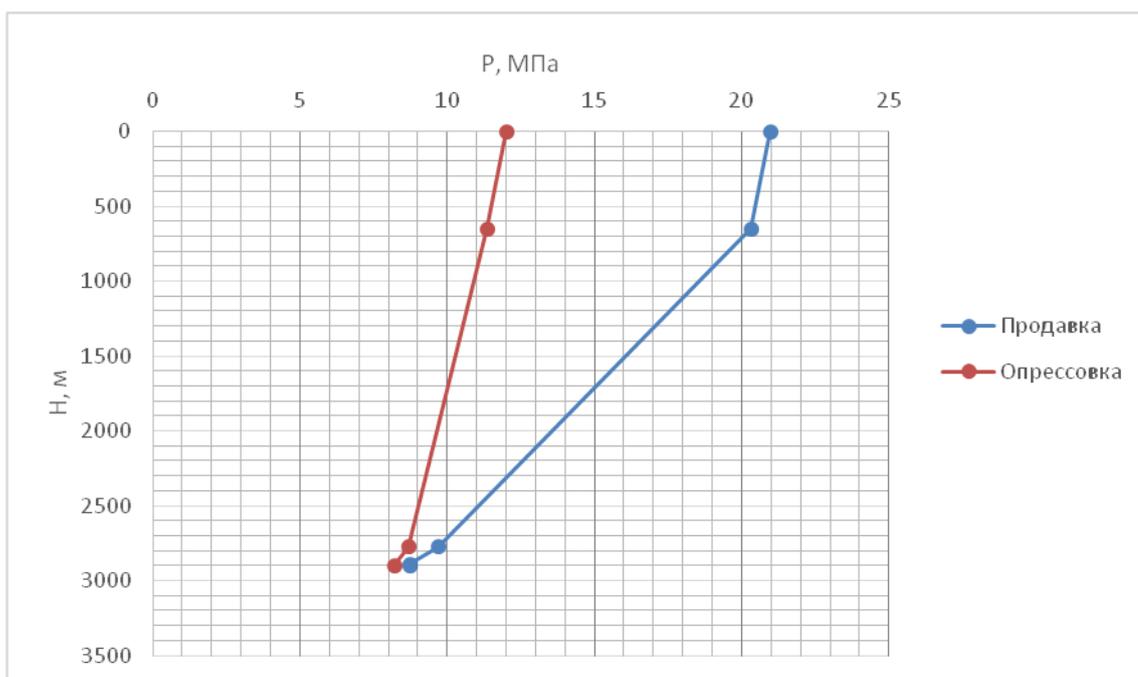


Рисунок 11 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Рисунок 12 – Эпюра внутреннего избыточного давления



### 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

#### 2.4.2.

Расчитанные параметры секций представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Характеристика обсадных колонн.

№ секции	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммарный	
4	Д	9,5	50	74,4	3720	3720	0 – 50
3	Д	7,9	600	47	28200	31920	50 – 970
2	Д	6,9	2058	29,3	60299,4	92219,4	970–2630
1	Д	8,1	428	33,8	14466,4	106685,8	2630 – 3220

### 2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

#### 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (1)$$

39,26 < 50,76 МПа. Условие (1) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

#### 2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 32.

Таблица 32 – Объем тампонажной смеси и количество составных компонентов.

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегченный	Объем тампонажного раствора, м <sup>3</sup>	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м <sup>3</sup>
$\rho_{\text{тр}}=1800 \text{ кг/м}^3$	3,65	4743,6	4,23
$\rho_{\text{тробл}}=1400 \text{ кг/м}^3$	39,34	29375,7	14,93
Сумма	43	34119,3	19,16

### 2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Объем буферной и продавочной жидкости.

Наименование жидкости	Расчётный объём, м <sup>3</sup>
Буферная	16,36
Продавочная	74,17

### 2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

#### 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 13 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

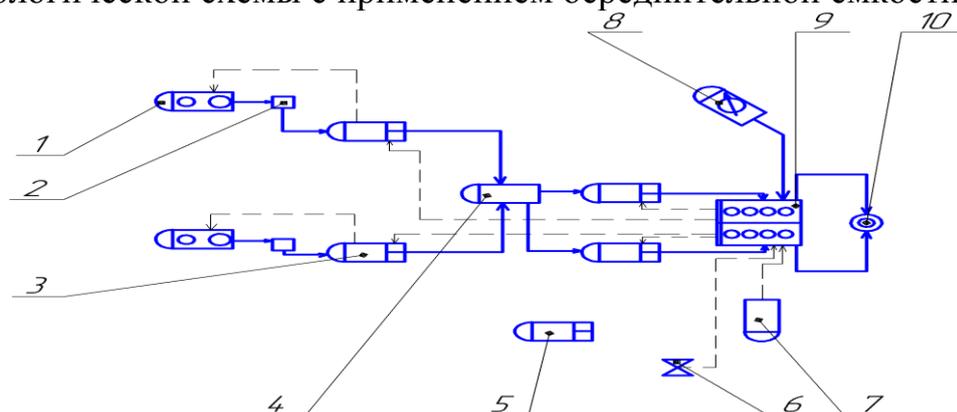


Рисунок 13 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16;
- 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводная водная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

#### 2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементирующей головке представлен на рисунке 14.

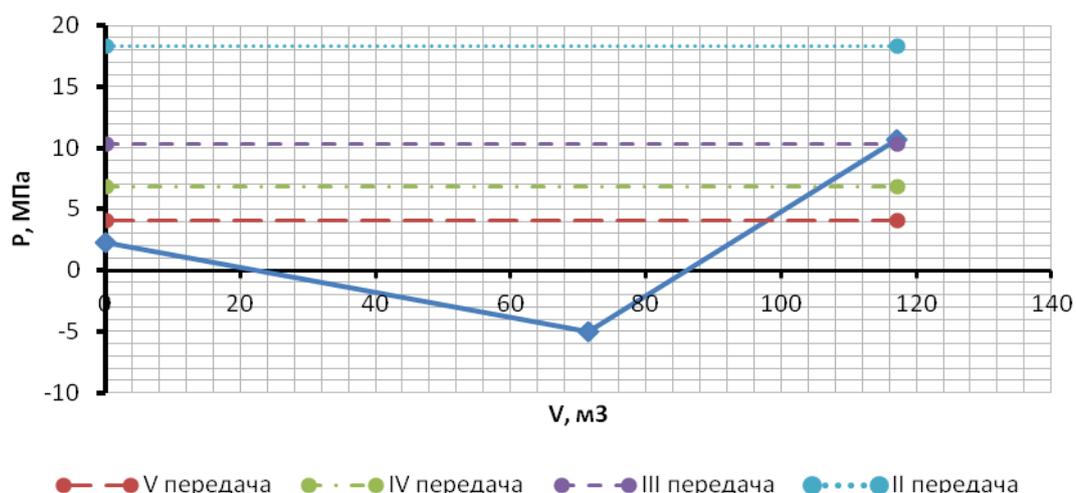


Рисунок 14 – График изменения давления на цементирующей головке.

В таблице 34 приведены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

Таблица 34 – Режимы работы цементирующих агрегатов.

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м <sup>3</sup>
V	97
IV	10
III	10
II	1,44

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора  $t_{\text{цсм}}$  составляет 42 мин.

### 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ – 324 (направление), БКМ – 245 (кондуктор), БКМ – 178 (эксплуатационная колонна) с трапецеидальной резьбой ОТТМ;

- ЦКОД – 324 – ОТТМ (направление), ЦКОД – 245 – ОТТМ (кондуктор),

- ЦКОД – 178 – ОТТМ (эксплуатационная колонна);

- цементирующая головка типа ГУЦ 324/100 (направление); ГУЦ 245/320 (кондуктор), ГУЦ 178/100 (эксплуатационная колонна);

- разделительные пробки ПЦН – 324 (направление), ПЦН – 245 (кондуктор), ПЦН – 178 (эксплуатационная колонна);

- центраторы ЦЦ – 4 – 245/295 (кондуктор), ЦЦ – 1 – 178/216 и ЦЦ – 2 – 178/216 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 35).

Таблица 35 – Интервалы установки и количество используемых

центраторов.

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
0-970	ЦЦ - 1– 245/216	10
850-3220	ЦЦ - 2– 178/216	108

#### 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК – 80х35.

Вызов притока будет производиться при помощи промывки скважины путем замены промывочной жидкости большей плотности на меньшую, которая происходит по схеме: буровой раствор – вода – нефть – конденсат. Данная схема подразделяется на несколько способов:

1. Прямая промывка – жидкость закачивается в насосно – компрессорные трубы, а выход жидкости осуществляется из затрубного пространства.

2. Обратная промывка – жидкость закачивается в затрубное пространство, а выход жидкости осуществляется из колонны насосно – компрессорных труб.

#### 2.5 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 93,8 т, а вес бурильной колонны – 87 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3200/200 ЭУК – 2М.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

<b>Выбранная буровая установка</b>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	93,8	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,13
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	87,97	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,27
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	122,04	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,63

Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		
<b>Расчет фундамента буровой установки</b>			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ( $Q_{в\text{лб}}$ )	185	$k_{по} = P_o / P_{\text{бo}}$ ( $k_{по} > 1,25$ )	11,5
Вес бурильной колонны, т ( $Q_{\text{бк}}$ )	93,8		
Вес обсадной колонны, т ( $Q_{\text{ок}}$ )	87,97		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_{п}$ )	1,5		
Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{\text{бр}}$ )	14		
Площадь опорной поверхности фундаментов, $\text{м}^2$ ( $F_{\text{бo}}$ )	324		
<b>Расчет режимов СПО</b>			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	174	1634	
3	72; 76	908	
4	40; 60	400	

## 4. Специальная часть

### 4.1 Анализ конструктивных характеристик современных буровых центрифуг.

Циркуляционные системы буровых установок комплектуются для очистки буровых растворов четырехступенчатой системой очистки, включающей вибросита, пескоотделители, илоотделители и центрифуги. Частицы выбуренной породы размером до 100 мкм удаляются виброситом, до 70 мкм – пескоотделителем, 40 – 50 мкм – илоотделителем. Техническим средством для удаления частиц размером до 4 – 7 мкм является центрифуга. Несмотря на то что производительность центрифуги, как правило, составляет до 5 – 7 л/с, она в процессе бурения удаляет зачастую до 30 – 40% выбуренной породы. Практически центрифуги способны чистить раствор до плотности 1,1 – 1,12 г/см<sup>3</sup>. В случае более высоких проектных плотностей бурового раствора центрифуги включаются в работу периодически, т.е. фактически служат регулятором плотности.

Для очистки от шлама утяжеленных буровых растворов используются только вибросита, т.к. гидроциклонные механизмы из-за центробежного осаждения вместе со шламом удаляют из раствора барит. Для утяжеленных растворов назначение центрифуг – регенерация утяжелителя и возвращение его обратно в раствор. При бурении в глинистых отложениях раствор быстро нарабатывается, вязкость его растет, и в значительных объемах он выводится в отвал вместе с утяжелителем. Снижение вязкости путем разбавления можно вести лишь до определенного содержания глинистого коллоида, при этом требуется введение химреагентов и утяжелителя для поддержания плотности. Поэтому современная система очистки утяжеленных растворов должна включать центрифугу и перемешиватель барита, которые возвращают в циркуляцию утяжелитель из избыточного раствора, а в амбар сбрасывается жидкая фаза с коллоидной составляющей. Эта операция осуществляется по циклу промывки с одновременным введением водных растворов химреагентов для поддержания необходимой плотности. Расход барита, по опыту бурения ОАО «Краснодарнефтегаз», уменьшается в 2 – 2,5 раза

## 4.2 Принцип действия Центрифуг

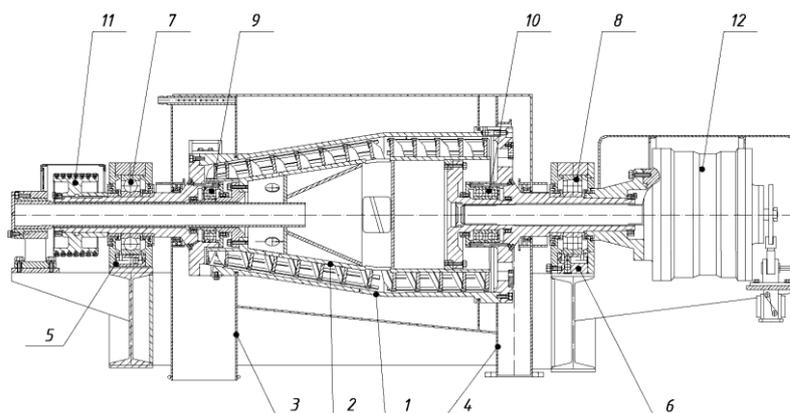


Рис. 1. Конструкция центрифуг для очистки буровых растворов

В бурении применяются только осадительные шнековые центрифуги с непрерывной выгрузкой осадка. Центрифуга состоит из горизонтального ротора 1 с цилиндрическим и коническим участками, шнека 2, шламоприемника 3 и приемника раствора 4. Ротор имеет цапфы 5 и 6, посредством которых он установлен в коренных подшипниках 7 и 8 (рис. 1). Шнек установлен внутри ротора с возможностью вращения в подшипниках 9 и 10. Ротор приводится во вращение от электродвигателя посредством приводного шкива 11. Вал шнека соединен с ведомым валом планетарного редуктора 12, закрепленного на роторе с помощью фланца. Планетарный редуктор предназначен для передачи вращения от ротора к шнеку с некоторым уменьшением скорости вращения шнека по сравнению со скоростью вращения ротора.

Работает центрифуга следующим образом. По питающей трубе, проходящей внутри шнека, через загрузочные окна раствор поступает в ротор центрифуги. В роторе раствор течет к сливным отверстиям. При этом твердые частицы под действием центробежной силы оседают на стенки ротора, а освободившаяся от частиц жидкость сливается через сливные отверстия в приемник раствора 4. Так как шнек вращается относительно ротора, то шнек транспортирует осевшие частицы к узкому концу ротора на выгрузку. Таким образом, шнековая центрифуга обеспечивает непрерывную выгрузку шлама при непрерывной подаче раствора на обработку без изменения скорости ротора.

Дискуссионно можно рекомендовать высокооборотные центрифуги при бурении на плотности бурового раствора меньше 1,12 – 1,13 г/см<sup>3</sup>.

В более простых случаях применимы простые и удобные в эксплуатации и ремонте низкооборотные центрифуги с увеличенным диаметром ротора.

## Центрифуга ОГШ 500 У-01



Рис. 2. Центрифуга ОГШ 501 У-01

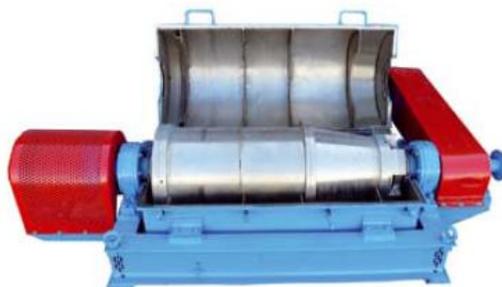


Рис. 3. Центрифуга с внутренним диаметром ротора 350 мм

### Технические параметры

Диаметр ротора внутренний (наибольший), мм	500
Длина цилиндрической части ротора, мм	378
Отношение рабочей длины ротора к внутреннему максимальному диаметру	1,86
Частота вращения ротора максимальная, с <sup>-1</sup> (об/мин)	50 (3000)
Фактор разделения (при максимальной допустимой частоте вращения ротора)	2515
Индекс производительности, не менее (при максимальной частоте вращения ротора), м <sup>2</sup>	2811
Максимально допустимая загрузка, кг	100
Максимальная расчетная вертикальная динамическая нагрузка на строительную конструкцию, кг, не более	24
Материал ротора	Сталь 09Г2С
Максимальный момент, передаваемый редуктором, кг·м	600
Двигатель привода центрифуги: - тип - мощность, кВт - частота вращения, об/мин	ВА180М4У2 30 1500
Габаритные размеры центрифуги с электродвигателем и виброизолирующим устройством, мм, не более: - длина - ширина - высота	2467 1943 1020
Масса центрифуги с электродвигателем и виброизоляцией, кг, не более	2495

Подобная конструкция центрифуг выпускалась Сумским заводом им. Фрунзе. В практике эксплуатационного бурения устанавливались центрифуги ОГШ502К-11 и ОГШ501У-01 (рис. 2), соответственно, в нержавеющей и углеродистом исполнении ротора и шнека (50 – это внутренний диаметр ротора в см). Опыт показал, что углеродистые центрифуги подвержены незначительной коррозии, т.к. работают в щелочной среде. В настоящее время еще находятся в эксплуатации центрифуги ОГШ501У-01, выпущенные 12 – 15 лет назад. Ремонт этих центрифуг производился после 3 – 5 тыс. часов работы и заключался в восстановлении твердосплавного покрытия шнека, замене подшипников и уплотнений, балансировке шнека и ротора.

Для малолитражного бурения, например при зарезке боковых стволов, целесообразно использовать центрифуги этого же типа марки ОГШ352К-06 или ОГШ352К-04 с внутренним диаметром ротора 350 мм (рис. 3). Имеется положительный опыт применения даже небольших центрифуг ОГШ321 с диаметром ротора 320 мм. Если учесть, что мощность электродвигателя на ОГШ-500 – 30 кВт, ОГШ352 – 15 – 18 кВт, ОГШ321 – 11 кВт, то применять энергоемкую центрифугу нужно только там, где это технологически необходимо. Немаловажен и ценовой показатель – чем меньше центрифуга, тем она дешевле.

Паспортные данные центрифуг в этом плане необъективны, и подачу насоса центрифуги иногда приходится снижать до 6 – 8 м<sup>3</sup>/час вместо 20 – 25 м<sup>3</sup>/час по паспорту. Видимо, у зарубежных машин мал зазор между ротором и корпусом шнека. В центрифуге ОГШ-500 эта причина практически отсутствует, и случаи забивания ротора при подаче раствора 12 – 15 м<sup>3</sup>/ч крайне редки и встречаются только при разбурировании глинистых пластов, когда шлам оказывается слишком текучим. Производительность по шламу может достигать до 3 т/час. В этом плане также интересны китайские центрифуги типа LW500x1000, где 500 и 1000 – диаметр и длина ротора соответственно. Данные о надежности этих машин противоречивы, но их применение в несложном бурении может быть оправдано.

Таким образом, дискуссионно можно рекомендовать высокооборотные центрифуги при бурении на плотности бурового раствора меньше 1,12 – 1,13 г/см<sup>2</sup>. В более же простых случаях применимы более простые и удобные в эксплуатации и ремонте низкооборотные центрифуги с увеличенным диаметром ротора. Несколько слов о режиме работы центрифуг с блоками коагуляции и флокуляции БКФ (другое название: блоки химического усиления центрифуг БХУЦ). Как правило, для качественного осветления обработанного коагулянтном и флокулянтном бурового раствора центрифуги

оснащаются частотными регуляторами скорости вращения. Опыт эксплуатации центрифуг при утилизации отработанных растворов неожиданно показал, что высокие обороты ротора центрифуг ОГШ50 даже ухудшают осветление жидкости. На оборотах порядка 1500 – 1800 об/мин удавалось устойчиво получить незамутненный слив. Повышение оборотов процесс не улучшало, а в ряде случаев – ухудшало. Связано это, видимо, с тем, что в результате роста градиента скоростей на входе в полость ротора флоккулы более склонны к разрушению. В этом процессе, на наш взгляд, основным являются подбор рецептуры и получение прочных агрегатов, осаждение и отжим которых из-за их большого объема и веса происходят даже при пониженных оборотах центрифуги. Считаем, что использование частотных регуляторов при обработке простых рецептур буровых растворов на водной основе не всегда целесообразно. Этот вопрос требует доисследования, но управление центрифугой частотным регулятором (а взрывозащищенные частотники на рынке отсутствуют) вызывает определенные сложности.

Учитывая изложенное, компания начала осваивать производство центрифуг типа ОГШ-500У и дополнительно разрабатывает совместно с китайской фирмой «KOSUN» упрощенный вариант углеродистой центрифуги с диаметром ротора 500 мм и длиной 1000 мм. Это решит вопрос импортозамещения и позволит даже небольшим буровым компаниям оснащаться недорогим, но эффективным оборудованием.

### **Центрифуга «MiSWACO» модель 518**

Из импортных центрифуг рассмотрим особенности центрифуги модели 518 фирмы «Mi SWACO» (рис. 4). Устройство ротора и шнека во всех центрифугах аналогично, но в модели 518 шнек приводится во вращение дополнительным двигателем через клиноременную передачу и планетарный редуктор. Это позволяет уменьшить мощность редуктора, но в целом увеличивает вес, габариты и сложность конструкции. Так же устроены и центрифуги фирм «Кемтрон», «Деррик», «Альфа-Лаваль» и др., при этом диаметр ротора почти у всех 350 – 360 мм.

Рассмотрим основные показатели работы центрифуг. Основным является индекс производительности, характеризующий относительную разделяющую способность центрифуги. Его рассчитывают по формуле:

$$\Sigma = 2 \pi r g L F r,$$

где L – длина цилиндрической части ротора шнековой центрифуги;  
Fr – фактор разделения на радиусе ротора rгт.  
Использование частотных регуляторов при обработке простых рецептур буровых растворов на водной основе не всегда целесообразно.

Фактор разделения – безразмерный параметр, определяющий, во сколько раз ускорение центробежного поля, развиваемого в центрифуге, больше ускорения свободного падения. Его находят из уравнения

$$Fr = \omega^2 r_{рт} / g,$$

где  $\omega = \pi n / 30$ ;  $\omega$  – угловая скорость ротора, рад/с;  $n$  – частота вращения ротора, об/мин.;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>. За рубежом  $Fr$  часто называют  $g$ -фактор.



Рис. 4. Центрифуга фирмы Mi SWACO

Значение  $r_{рт}$  и  $\omega$  зависят от конструктивных особенностей центрифуги. С их увеличением фактор разделения растет. Максимальное значение его практически достигается увеличением угловой скорости (при вынужденном уменьшении радиуса ротора из-за прочностных и динамических ограничений).

Анализируя эти зависимости, можно увидеть, что фактор разделения является не единственным показателем очистной способности и производительности центрифуг. В формулу индекса производительности входят диаметр и длина ротора, т.е. в неявном виде его объем и, следовательно, время нахождения раствора в центробежном поле. Этим и объясняется достаточно высокая очистная способность более низкооборотных центрифуг типа ОГШ-500, имеющих фактор разделения существенно ниже, чем у зарубежных образцов.

Так, достижимый фактор разделения ОГШ500 – 1400, зарубежных центрифуг – может быть более 1800. Достигается это значительным увеличением числа оборотов ротора. Их очистная способность несколько выше, но из опыта эксплуатации центрифуг выявился еще один фактор – производительность по выделению шлама. При высокоскоростном бурении содержание шлама в буровом растворе велико и для исключения

забиваемости шламом ротора подача бурового раствора в центрифугу должна быть ограничена.

Компания начала осваивать производство центрифуг типа ОГШ–500У и дополнительно совместно с китайской фирмой «KOSUN» разрабатывает упрощенный вариант углеродистой центрифуги с диаметром ротора 500 мм и длиной 1000 мм. Это решит вопрос импортозамещения и позволит даже небольшим буровым компаниям оснащаться недорогим, но эффективным оборудованием.

### **Центрифуга KOSUN серии DC**

Использование центрифуги снижает затраты на расходы по обработке и утилизации шлама. Скорость вращения барабана центрифуги серии DC KOSUN 0~3900RPM, центробежная сила равная 3000G.



#### ***Специфика и преимущество горизонтальной центрифуги серии DC***

1. Усовершенствованная и высокотехнологичная конструкция включает в себя удлиненный барабан, что обеспечивает непрерывность процесса в течение долгого времени для эффективного удаления твердых частиц
2. Износостойкий барабан выполнен из нержавеющей стали и обладает антикоррозионными свойствами
3. Шнек имеет антикоррозионное и износостойкое покрытие, выполненное из карбида вольфрама
4. Применяемые подшипники: Германская марка FAG или Шведская марка SKF
5. Все электрические компоненты соответствуют международному стандарту взрывозащищенности (аналог фирмы Shneider и Siemens)
6. Возможность использования винтового и полупогружного центробежного насоса для подачи бурового раствора



Центрифуга серии DC KOSUN имеет следующие преимущества: Усовершенствованная и высокотехнологичная конструкция, точная балансировка барабана и шнекового конвейера обеспечивает непрерывность процесса в течение долгого времени для эффективного удаления твердых частиц. Износостойкий барабан и шнековый конвейер, выполненные из нержавеющей стали, обладают антикоррозионными свойствами, а также устойчивы к химическому воздействию, обеспечивая долговременную, безаварийную эксплуатацию и незначительные затраты на техническое обслуживание и ремонт.

Вращающаяся компоновка центрифуги серии DC KOSUN изготовлена из нержавеющей стали, особо прочная конструкция и опорная рама позволяют применение в самых тяжелых условиях и также имеет регулируемые отверстия стока жидкости, что обеспечивает лучшее удаление твердых частиц.

KOSUN получил заказ от нефтяной компании “Honghua Sichuan Honghua” на 7 комплектов циркуляционных систем для буровых установок 2000Н.

В связи с высокими требованиями к технологии бурения, KOSUN спроектировал взрывозащищенную центрифугу с переменной частотой, что позволяет непрерывно регулировать основные параметры, такие как фактор разделения, частота вращения барабана, дифференциал, что обеспечивает непрерывность процесса в течение долгого времени для эффективного удаления твердых частиц.

Над главным электродвигателем установлен блок контрольного привода переменной частоты. Оператор может управлять скоростью барабана и шнека, а также отслеживать температуру главных узлов, частоту вращения, интенсивность вибрации и прочие данные через цифровую сенсорную панель привода переменной частоты. Оператор может управлять барабаном и скоростью пропеллера, а также температурой, частотой вращения, интенсивностью вибрации и др. параметрами через сенсорную панель

## Центрифуга «Альфа-Лаваль» модель ALDEC G3



Максимальная производительность – минимальное воздействие на окружающую среду Декантерная центрифуга ALDEC G3 Совершенно новый уровень технологии Декантерные центрифуги серии ALDEC G3 – это оборудование нового поколения, призванное существенно повысить нормативы стандартов по производительности технологического процесса и воздействию на окружающую среду, по сравнению с предыдущими поколениями подобных установок. Декантерная центрифуга ALDEC G3 великолепно подходит для обезвоживания, которое играет важную роль в сохранении окружающей среды. Инновационная конструкция центрифуги всегда обеспечивает максимальную производительность, при этом одновременное уменьшение общей потребляемой энергии в зависимости от реального расхода потока может достигать 40 %. Существенное снижение энергопотребления ведет к значительному сокращению выбросов углекислого газа в атмосферу. Используемые в ALDEC G3 самые передовые технологические решения обеспечивают надежность и бесперебойность ее работы, а также экономию энергии, повышение производительности и эффективности. Снижение потребления энергии При разработке декантерной центрифуги ALDEC G3 основной упор делался на одновременный учет трех параметров производительности, надежности и экологичности. Конструкция типа Slimline способствует существенному улучшению обработки твердых частиц, достижению максимальной производительности, а также снижению потребления энергии в любом режиме работы. Барабан оборудован специальной системой Power Plates, которая позволяет преобразовать и использовать гидравлическую энергию жидкости для дополнительного снижения потребляемой энергии, а уникальная система управления 2Touch обеспечивает возможность простой и безошибочной оптимизации параметров технологического процесса. Использование системы Octopus, ведущей измерения и мониторинг ключевых параметров процесса обезвоживания и их непрерывную корректировку для достижения максимальной производительности декантера, практически во всех случаях позволяет снизить общие затраты на обезвоживание.

Производительность Общие затраты энергии Существующая технология  
ALDEC G3 Общее энергопотребление декантера

Зависимость затрат энергии от скорости подачи Оптимизация параметров процесса Такие особенности ALDEC G3, как увеличенный угол конуса и конвейер с постепенно увеличивающимся шагом, вместе с заградительным диском уникальной конструкции обеспечивают великолепные характеристики работы. Проведение измерений крутящего момента с помощью тензометрических датчиков обеспечивает получение исключительно точных значений момента, что помогает при оптимизации работы декантера. Для выполнения определенных требований технологического процесса можно регулировать следующие параметры декантерных центрифуг ALDEC G3:

- скорость вращения барабана для достижения фактора разделения, обеспечивающего наиболее эффективную сепарацию
- скорость вращения конвейера для достижения оптимального баланса между чистотой жидкости и сухостью обезвоживаемого осадка;
- уровень жидкости в барабане для достижения оптимального баланса между чистотой жидкости и сухостью обезвоживаемого осадка;
- производительность декантер ALDEC G3 может работать в широком диапазоне расходов осадка.

Конструкция Slimline Применение в ALDEC G3 конструкции типа Slimline значительно повышает пропускную способность и обеспечивает максимально возможную на сегодняшний день для декантерных центрифуг производительность.



Система Power Plates Система Power Plates специально разработана Альфа Лаваль для эффективного снижения энергопотребления при проведении технологического процесса за счет уменьшения скорости отводимой жидкости. Часть кинетической энергии отводимой из декантера жидкости отбирается и перенаправляется таким образом, чтобы способствовать вращению барабана. Это приводит к уменьшению скорости движения отводимой жидкости и, соответственно, к снижению общей потребляемой энергии. Снижение энергопотребления также позволяет обеспечить соответствие новым экологическим стандартам и поддерживать устойчивость окружающей среды. Система Ostopus для минимизации эксплуатационных расходов Микропроцессорная система автоматического управления Ostopus разработана специально для использования в процессах обезвоживания осадка. Она отлично подходит для совместной работы с декантерными центрифугами ALDEC G3. Ostopus осуществляет непрерывный круглосуточный мониторинг работы системы обезвоживания, отслеживая даже малейшие отклонения параметров, и,

используя современные программно- реализованные алгоритмы, проводит все необходимые регулировки для поддержания максимальной производительности процесса обработки.

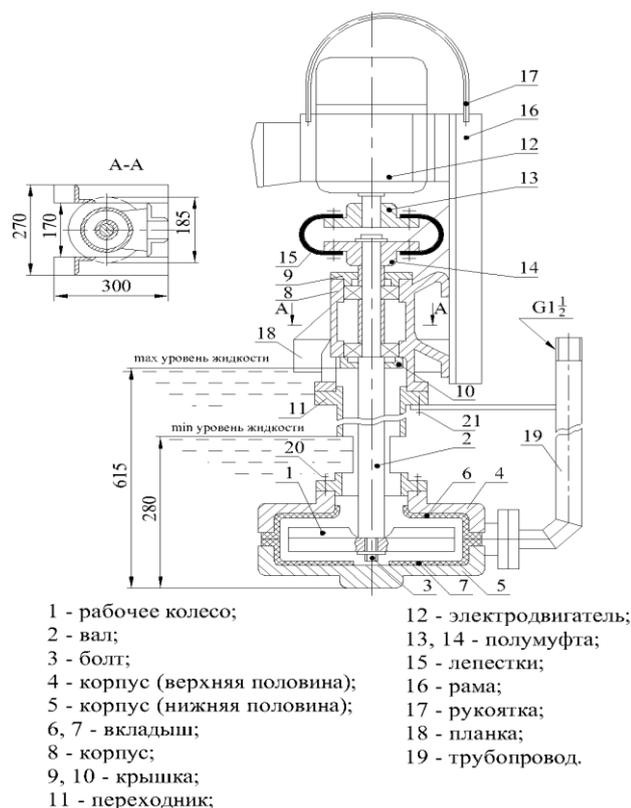
Система Octopus позволяет также предельно минимизировать общие расходы на обезвоживание. Повышенное удобство эксплуатации Уникальная конструкция декантеров серии ALDEC G3 обеспечивает:

- малое потребление энергии, что способствует снижению выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу;
- почти на 10% большую производительность обработки осадка по сравнению с оборудованием такого же типоразмера;
- снижение затрат в течение всего срока службы;
- повышенную эффективность обработки твердых веществ биологического происхождения;
- улучшение управления технологическим процессом;
- низкие расходы на техническое обслуживание и эксплуатацию

Конвейер Slimline Назначение Power Plates Сбрасываемая жидкость

#### **4.3 Разработка технологической обвязки центрифуг для условий бурения.**

С целью обеспечения насосами серийного выпуска специализированной центрифуги для буровых растворов автором был проведен комплекс конструкторских работ, а также стендовых и промышленных испытаний насосов различных типов с целью выбора рациональной конструкции. Были исследованы диафрагменные растворонасосы, осевой шнековый насос и различные варианты центробежных насосов. Наилучшие результаты получены при использовании разработанного автором центробежного полупогружного бессальникового насоса, основные элементы которого изображены на рис.4. Насос состоит из проточной части, включающей рабочее колесо и корпус со вкладышами, подшипникового узла с валом и переходником, рамы, электродвигателя, лепестковой муфты. Работает насос следующим образом. При погружении проточной части и переходника в подлежащую перекачиванию жидкость с уровнем, указанным на рисунке 4, жидкость самотеком через окна в переходнике поступает в проточную часть, откуда под действием быстровращающегося рабочего колеса нагнетается в трубопровод, и далее поступает в напорную линию.



**Рисунок 4 - Насос полупогружной бессальниковый**

Насос бессальниковый и в регулировке сальникового узла не нуждается, что и является основным отличием насоса от известных. Насос данной конструкции под маркой ПН выпускается серийно как в качестве комплектующего для блоков очистки на базе центрифуги, так и отдельным изделием.

На выкиде насоса устанавливается регулирующий дроссель. Эксперименты с различными конструкциями показали, что наилучшая характеристика у шарового крана, который меньше, чем пробковые краны или вентили подвержен засорению. Кроме того, на входе в погружной насос устанавливается фильтр. Разработано и испытано специальное переливное байпасное устройство, которое устанавливается на загрузочную трубу центрифуги и обеспечивает нормальную работу питающей линии центрифуги. Кран используется только для грубой регулировки. Спроектирована рама определенной конфигурации, позволяющая быстро монтировать на нее как саму центрифугу, так и съемный лоток для шлама. Конструкция рамы обеспечивает установку лотка как вдоль, так и поперек оси центрифуги, и, таким образом, позволяет выводить шлам из центрифуги в любом направлении.

При работе на утяжеленном растворе в режиме регенерации утяжелителя необходимо непрерывно смешивать пульпу утяжелителя с циркулирующим раствором. Эксперименты показывают, что пульпа утяжелителя поступает из центрифуги в виде крупных липких комьев, не размешиваемых в растворе стандартными механическими

перемешивателями. Опытным путем подобрана специальная конструкция быстроходного перемешивателя, который немедленно по поступлении комьев утяжелителя в поток раствора, движущегося в желобе емкостей циркуляционной системы, разбивает комья крыльчаткой и смешивает их с раствором.

Промывочная жидкость разделяется на концентрат утяжелителя и насыщенный глиной легкий раствор. Легкий раствор удаляют с буровой, а концентрат возвращают в циркуляцию. Взамен сброшенного раствора вводят чистые разбавители. Таким образом, предотвращается сброс в отвал дорогостоящего утяжелителя, и одновременно снижается вязкость раствора. Операцию отделения утяжелителя от загрязненного раствора с возвратом концентрата в циркуляцию называют регенерацией утяжелителя. Желательно очищать от глинистых частиц раствор, освобожденный в центрифуге от утяжелителя, с возвратом очищенной жидкости в циркуляционную систему и сбросом в отвал глины. Этот процесс осуществляется во второй, более скоростной центрифуге. Схема двухступенчатой очистки утяжеленных растворов центрифугами имеет ряд разновидностей. Например, центрифуги могут использоваться, как и в случае неутяжеленных растворов, для двухступенчатой очистки подситовой жидкости ситогидроциклонного сепаратора.

## **5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.**

### **5.1 Структура и организационные формы работы ООО «Самотлорнефтипромхим»**

**Самотлорнефтипромхим** – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в том числе горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

1 Января 2016 года к производственной деятельности приступила компания. На сегодняшний день компания работает в Нижневартовске, порядка 700 сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает одного миллиона метров, 3000 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-5%). Сформированная 10 лет назад, Самотлорнефтипромхим стала преемницей многолетнего опыта и традиций предыдущих поколений буровиков, работавших в Западной Сибири. Бригады и специалисты Самотлорнефтипромхим – многократные призеры конкурсов профессионального мастерства различного уровня, обладатели отраслевых и государственных наград.

Одна из главных задач Самотлорнефтипромхим – максимально быстро реагировать на все изменения рынка. Мы внедряем современные методы управления бизнесом, стремимся к повышению его конкурентоспособности и укреплению деловой репутации, создавая новые продукты и идеи, развивая дополнительные сервисы, которые нужны нашим клиентам. основополагающими принципами в работе на протяжении многих лет были и остаются социальная ответственность и забота об окружающей среде.



Рисунок 14 – Организационная структура Самотлорнефтепромхим

## 5.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 30 суток. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;

- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно – заключительных, измерительных и работ связанных с креплением и цементированием скважин.

Время подготовительно – заключительных работ к бурению составляет 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным

нормативным пачкам определяется по формуле:  $T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h$  час, (5.1)

где  $T_{Б1}$  – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

$h$  – величина нормативной пачки, метр.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (5.2)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (5.3)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60 \text{ час}}, \quad (5.4)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60 \text{ час}}, \quad (5.5)$$

Где  $N_{СП}$ ,  $N_{ПОД}$  – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$ ,  $T_{ПОД}$  – соответственно время спуска и подъёма свечей, час;

$T_{1СВ}$  – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Время бурения скважины глубиной 3100 метров составляет 290 часов (механического бурения), время СПО составит 11,4 часов.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин. Время на испытание скважины всего составляет 55,8 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 39,66 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час}, \quad (5.6)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$t_M$  – продолжительность механического бурения, час;

$$V_M = \frac{3220}{600} = 5 \text{ м/час.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час,} \quad (5.7)$$

где  $t_{СПО}$  – время СПО, час;

$t_{ПВР}$  – время на предварительно-вспомогательные работы, час;

$$V_P = 3220 / (600 + 77 + 25) = 4.3 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (5.8)$$

где  $T_K$  – календарное время бурения, час.

$$V_K = \frac{3220 \cdot 720}{803,9} = 2718 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (5.9)$$

где  $n$  – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{CP} = 3220/4=758.75 \text{ м.}$$

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта.

### 3. Нормативная карта

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта (таблица 1.1.1)

Таблица 1.1.1- Нормативная карта

Наименование работ	№ нормативных пачек	Интервал бурения, м		Мощность интервала, м	Типоразмер долота	Норма проходки на долото, м	Кол-во долот	Время механического бурения, час		СПО, ПЗР к СПО, час	Наращивание, час	Промывка перед подъемом	Прочие работы, связанные с рейсом, час	Время на прочие работы, час	Итого время в часах
		от	до					На 1м	всего						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>Направление:</b>															
Бурение под направление															2,79
Крепление направлением		0	50	50	III 393,7 МЗ – ЦВ	450	1	0,01	0,5	0,43	-	0,02	0,66	1,18	12,66
<b>ИТОГО</b>															<b>15,45</b>
<b>Кондуктор:</b>															
Бурение под кондуктор															32,4
Крепление кондуктором		50	970	970	БИТ 295,3 516 УСМ	2400	1	0,02	14,3	2,43	11,20	0,35	2,95	1,17	56,38
<b>ИТОГО</b>															<b>88,78</b>
1.1.1-Продолжение таблицы															
<b>Эксплуатационная колонна:</b>															
Бурение под э/к															135,3
Крепление под э/к		970	2900	3220	БИТ 215,9 В 516 У	2000	1	0,027	51,3	28,5	31,6	9,45	7,15	7,3	91
<b>ИТОГО</b>															<b>226,3</b>

1.1.1-Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Смена рабочего переводника ведущей трубы															3,00
Перетяжка талевого каната															14,19
Смена бурового шланга															5,60
Геофизические работы															87,50
Разборка колонны бурильных труб, разборка УБТ										11,6				0,87	12,47
<b>ИТОГО</b> нормативное время бурения и крепления , час															<b>621,09</b>
<b>ИТОГО</b> нормативное время бурения и крепления, сут.															<b>25,8</b>
<b>ИТОГО</b> нормативное время бурения и крепления с $k=1,05$															<b>27</b>

#### 4. Составление линейно-календарного графика.

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев и пробурить запланированную скважину за запланированное время.

Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

Линейно-календарный график представлен в таблице 1.1.2.

Условные обозначения к таблице 1.1.2:



Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);

Буровая бригада (бурение);

Бригада испытания;

Таблица 1.1.2 – Линейно-календарный график работ

		Линейно-календарный график работ.																
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12					
Вышкомонтажные работы		■																
			■															
				■														
Буровые работы					■													
						■												
							■											
Освоение								■										
									■									
										■								

#### 5. Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Расчёт сметной стоимости сооружения скважины приведён в таблице 1.1.3.

Таблица 3 – Сметный расчет на буровые работы по ценам 1984 года.

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы,	Подготови т. работы		Направле ние		Кондуктор		эксплуатац ионная колона	
			кол- во	сумм а	кол- во	сумм а	кол- во	сумм а	Кол- во	сумм а
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	5	645,75	-	-	-	-	--	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	193,73	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	139,19	-	-	0,45	62,19	1,65	228,01	7.7	719.8
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	18,66	-	68,4		
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	5	58	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	17,4	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,45	6,48	1,65	23,76	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	1,94	-	7,13	-	-
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	8	1870,02	0,45	113,8	1,65	417,25	5.7	598.9
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	6	7902	0,45	592,7	1,65	2173	5.8	699.9
Материалы и запасные части	сут	224,6	9	2121,	-	-	1,6	370,5	-	-

при бурении забойными двигателями				4			5	9		
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,6 5	152,9	-	-
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	7	62,3	0,4 1	3,7	2,8	24,9	-	-
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,4 1	3,09	2,8	21,12	4.7	56. 0
Плата за подключенную мощность.	кВт/с ут	149,4 8	-	-	0,4 1	61,3	2,8	418,6	6.9	988 .0
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт /сут	107,9 3	12	1295, 16	0,4 1	29,1 4	2,8	302,2	4.0	665 .0
Эксплуатация трактора	сут	33,92	5	169,6	0,4 5	15,2 6	1,6 5	55,97	-	-
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб				16135,36		908,26		4263,78	1188 8	
Всего по сметному расчету, руб								53889.8		

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Нижневартонской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2.

$$53889.8 \cdot 204,2 = 11004297.16 \text{ руб}$$

Таблица 5 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Нижневарттовской области на апрель 2017 г.

Таблица 1.1.3- сметная стоимость скважины

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количес-тво		
1	буровые работы				11004297.16
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1. проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	238253.9432
	2. буровые растворы	м <sup>3</sup>	52,4	45500	2384200
	4. работы по креплению	ч	245	32450	7950250
	5. испытание и вызов притока	сут.	30	33450	1003500
	6. геофизические работы (комплекс)			1920400	1920400
	Итого основных работ: Σ1				
	3. организация полевых работ	%	1,2	от Σ1	161839.25
	4. ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ1	202299.06
	Итого полевых расходов: Σ2				
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ2	2770148.45
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ2	1800596.49
	Итого себестоимость проекта: Σ3				
2	Накладные расходы	%	14	от Σ2	1939103.9
3	Плановые накопления	%	15	от Σ2	1839103.8
4	Компенслируемые затраты				
	А. производственные командировки	%	0,8	от Σ1	107892.8
	Б. полевое довольствие	%	3	от Σ2	415522.3
	В. доплаты	%	8	от Σ2	1108059.4
	Г. охрана природы	%	5	от Σ2	692537.1
5	Резерв	%	10	от Σ3	1842148.7
ИТОГО себестоимость проекта					40365855.19
Договорная цена с учетом НДС (+18%)					43241709.12

## 5. Социальная ответственность

### 5.1. Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

Таблица 1 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Неудовлетворительное освещение		СанПиН 2.2.4.548-96
	Повышенные уровни шума		
	Повышенные уровни вибрации	Поражения электрическим током	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ 12.1.005-88 Правило устройств электроустановок ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаровзрывоопасность	
	Неудовлетворительные метеоусловия		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	

### 5.1.1 Анализ вредных производственных факторов на Хохряковском месторождении (мероприятия по устранению)

#### Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе.

Микроклимат должен соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для защиты от неблагоприятных климатических условий нужно использовать коллективные средства защиты (система отопления, места для отдыха и обогрева, защитные щиты и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях. Осуществлять чередование труда и отдыха. В связи с вредными условиями труда должны выплачиваться компенсации («Трудовой кодекс», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»).

Анализ вредных производственных факторов на Хохряковском месторождении с категорией тяжести Пб представлен в таблице 2.

Таблица 2. Анализ вредных производственных факторов

Наименование фактора	Величина показателя по нормам	Влияние на жизнедеятельность человека	Мероприятия и средства защиты
1	2	3	4
1. Температура воздуха в рабочей зоне, °С: холодный период, теплый период	17-19; 19-21	Простудные заболевания, перегрев организма	Для защиты от повышенной или пониженной температуры воздуха рабочей зоны и его влияния на персонал применяются термоизоляционные материалы, рабочим выдается спецодежда, использование кондиционеров и тепловых завес
2. Относительная влажность, ф: холодный период, теплый период	40-60; 40-60	Переохлаждение, перегрев организма, пересыхание слизистых оболочек дыхательных путей, снижение трудоспособности, нарушение процесса терморегуляции	Кондиционирование естественная вентиляция, искусственная вентиляция
3. Скорость движения воздуха, м/с: холодный период,	0,2; 0,2	Простудные заболевания	Естественная вентиляция, искусственная вентиляция

теплый период			
4.Уровень общей вибрации, дБ	70	Нарушения физиологических функций организма, связанными с поражением центральной нервной системы	Использование упругодемпфирующих материалов, нанесение на вибрирующую поверхность резины, пластиков, вибропоглощающих мастик
5.Уровень шума, дБ	65	Снижение слуховой чувствительности, сердечно-сосудистая недостаточность, заболевания желудочно-кишечного тракта	Изоляция источника шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов)
6.Освещенность рабочей зоны, лк	200	Ухудшение видимости, дискомфорт, напряжение нервной системы, утомление, снижение зрения	Равномерное и достаточное освещение
7.Концентрация металлической пыли (Fe) в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	6	Заболевание дыхательной системы	Исправная вентиляция, уборка рабочих мест.

### **Неудовлетворительная освещенность рабочей зоны на Хохряковском месторождении**

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 2.

На буровой используется рабочее и дежурное освещение, а также предусматривается и аварийное.

Таблица 2 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50 <sup>0</sup> . Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30 <sup>0</sup>	40
Щит контрольно-измерительных приборов	Перед приборами	50
Полаты верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50 <sup>0</sup>	25
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70 <sup>0</sup>	13
Кронблок	Над кронблоком	25
Приемный мост	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	13
Редукторное помещение	На высоте не менее 6 м	30
Насосное помещение:	На высоте не менее 3 м	50
- пусковые ящики		25
- буровые насосы		26
Глиномешалки	На высоте не менее 3 м	26
Превентор	Под полом буровой	10
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м	10
Желобная система	На высоте не менее 3 м	10

### **Повышенные уровни шума Хохряковском месторождении**

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности». Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты.

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

### **Повышенные уровни вибрации Хохряковском месторождении**

Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом – ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности».

Мероприятия по устранению вибрации:

- применение коллективных средств защиты: балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов, увеличение массы основания вибрирующих устройств, крепление вибрационных систем;

- применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброрукавицы, виброгасящие коврики).

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0,028 мм.

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности».

Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Допустимые нормы по вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,28	11,2
4	0,28	5
8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

### **Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны Хохряковском месторождении**

Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны». Общие санитарно-гигиенические требования». Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование». При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности». Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

При работе с химическими реагентами и их хранении, прежде всего необходимо следить за соблюдением условия: концентрация вредных

веществ(мг/м<sup>3</sup>) < ПДК [CaCO<sub>3</sub>=6 мг/м<sup>3</sup>, Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>=5 мг/м<sup>3</sup>, MgO=4 мг/м<sup>3</sup>, KCL=5 мг/м<sup>3</sup>].

Работы по приготовлению и применению бурового раствора на основе рекомендуемых химических реагентов необходимо проводить в соответствии с действующими правилами безопасности при бурении скважины. Буровая бригада для работы с химическими реагентами должна быть обеспечена специальной одеждой, респираторными масками, резиновыми перчатками и очками.

### **5.1.2. Анализ опасных производственных факторов Хохряковском месторождении (мероприятий по устранению)**

При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности:

- Механические травмы;
- Поражение электрическим током;
- Взрывы;
- Пожары;
- Ожоги.

Опасность механических травм при производстве буровых работ возникает при неисправности перил, лестниц, при производстве спуско-подъемных работ, при производстве работ на высоте, при падении с высоты различных предметов, от движущихся и вращающихся частей машин и механизмов, не оборудованных кожухами и ограждениями (ротор, буровые насосы, лебедка, ключи АКБ, ПКБ), при проведении погрузочно-разгрузочных работ, при монтаже и демонтаже буровой установки, при захламленности пола и т.д.

Опасность поражения электрическим током возникает при контакте с голыми токоведущими частями, которые находятся под напряжением или при контакте с металлическими частями которые могут оказаться под напряжением, например, при нарушении изоляции. Кроме того, поражение электрическим током возможно при работе с установками без защитного заземления и при неиспользовании защитных средств при обслуживании электроустановок.

Опасность пожара возникает в следующих случаях: при неправильной эксплуатации электроустановок (короткое замыкание, перегрев проводки), неосторожном обращении с открытым огнем (при курении в неразрешенном месте, сварке), при неправильном хранении и использовании горюче-смазочных материалов, самовозгорании (химическая реакция, удар молнии).

Опасность получения ожогов возможна при небрежном обращении с химическими реагентами, открытым огнем и горючими материалами, а также от электрического тока.

## **Поражения электрическим током Хохряковском месторождении.**

### **Предупреждение электротравматизма на Хохряковском месторождении**

достигается выполнением следующих мероприятий:

– проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» 2001 г.

– *ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты*

– обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

– применение блокировочных устройств;

– применение защитного заземления буровой установки;

– применение изолирующих, защитных средств (основные: диэлектрические перчатки, указатели напряжения, инструмент с изолированными ручками и дополнительные: диэлектрические коврики) при обслуживании электроустановок;

– допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Категория зоны по поражению током – 3 особо опасные помещения ПУЭ «Правил устройства электроустановок» .

### **Пожаровзрывоопасность Хохряковском месторождении**

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;

2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;

3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;

4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна);

класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей, только в результате аварии или повреждения технологического оборудования). Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

Ручные огнетушители необходимо размещать:

- навеской на вертикальные конструкции на высоте не более 1,5 м от уровня пола до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии от двери, достаточном для ее полного открывания;

- установкой в пожарные шкафы.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части. Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК». Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3(3шт); ОУ-3(2шт);

- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 x 1,8 м и 0,5 x 0,5 м.

## **5.2. Экологическая безопасность Хохряковском месторождении (анализ воздействие и мероприятие)**

### ***Фон загрязнения объектов природной среды***

Бурение скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреакентами, используемыми при проводке скважины, буровыми и технологическими отходами, а также пластовым флюидом (газоконденсатом, минерализованной водой), получаемым в процессе освоения скважины;

- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений (дорог, ЛЭП);

- изъятием водных ресурсов и т. д.

Основные возможные источники и виды негативного воздействия на окружающую среду (ОС) при строительстве скважины следующие:

- автотдорожный транспорт, строительная техника;

- блок приготовления бурового раствора, устье скважины, циркуляционная система, система сбора отходов бурения и т. п.;

- буровые растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- отходы бурения: отработанный буровой раствор (ОБР), буровые сточные воды (БСВ) и буровой шлам (БШ); тампонажные растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- горюче-смазочные материалы (ГСМ);
- пластовые минерализованные воды и продукты освоения скважины (нефть, минерализованные воды);
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания дизель-электростанции и котельной;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;
- загрязненные ливневые сточные воды;
- перетоки пластовых флюидов по затрубному пространству скважины из-за некачественного цементирования колонн, несоответствия конструкции скважины геолого-техническим условиям разреза и перетоки по нарушенным обсадным колоннам;
- продукты аварийных выбросов скважины (пластовый флюид, смесь пластового флюида с буровым или тампонажным раствором); негерметичность обсадных колонн, фонтанной арматуры, задвижек высокого давления и т. п.

### ***Водопотребление и водоотведение***

В таблица 4 представлены данные по водопотреблению и водоотведению при сооружении данной скважины.

Таблица 4 – Водопотребление и водоотведение при сооружении скважины

Наименование работ	Водопотребление, м <sup>3</sup>					Водоотведение (сброс сточных вод), м <sup>3</sup>	Безвозвратные потери, м <sup>3</sup>
	Всего	В том числе		Хозяйственные нужды			
		Свежая вода	Повторно-используемая вода	Хоз.-бытовая вода	Санитарно-питьевая вода		
Бурение	1621,5	1513,5	108,00	-	-	1581,5	40,00
Крепление	205,22	205,22	-	-	-	61,57	143,65
Освоение	108,00	108,00	-	-	-	108,00	-
Вспомогательные и подсобные работы	1256,2	1243,2	13,00	-	-	-	1256,2
Хоз. Питьевые нужды	122,18	122,18	-	61,7	60,48	122,18	-
Итого на скважину	3313,1	3192,1	121,0	61,7	60,48	1873,25	1439,85

## **Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения**

Очистка бурового раствора от выбуренной породы с помощью комплектного оборудования буровой установки направлена на решение задач технологии проводки скважин и повышение показателей работы долот. После механической очистки буровой раствор поступает в рабочие емкости, а выбуренная порода удаляется в шламовый амбар.

Промышленное оборудование и технология очистки отходов бурения до уровня ПДК отсутствует. Снижение концентрации твердой фазы в отходах бурения достигается двумя этапами:

- естественное отстаивание отработанного бурового раствора, бурового шлама и буровых сточных вод в первой секции амбара;
- осветление жидкой фазы отходов бурения методом реагентной коагуляции. При реализации метода жидкую фазу обрабатывают системой: коагулянт - флокулянт.

Система утилизации и захоронения буровых отходов должна включать: сбор и накопление в накопителе-отстойнике сбросов выбуренной породы, отработанных промывочных жидкостей и сточных вод с поверхности, находящейся под вышечно-лебедочным и насосно-емкостными блоками; отстой в накопителе - отстойнике жидкой фазы за счет гравитационного выпадения твердой фазы; захоронение отходов бурения после окончания строительства скважины ликвидацией накопителя.

При ликвидации накопителя в период положительных температур окружающего воздуха производится химическая обработка.

## **Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды**

### **1. Основные требования к буровым растворам.**

Промывочная жидкость снижает интенсивность кавернообразования, позволяет значительно снизить объем нарабатываемого раствора за счет уменьшения скорости гидратации выбуренной породы и перехода ее коллоидной составляющей в раствор.

Для химической обработки промывочной жидкости используются высокоэффективные реагенты с определенными санитарно – технологическими характеристиками, обладающими способностью снижать токсичность отходов бурения.

Нефть и нефтепродукты в качестве смазочной добавки к глинистому раствору не предусматриваются.

### **2. Предупреждение загрязнения территории буровой.**

Основание должно обеспечивать размещение, монтаж и эксплуатацию необходимого комплекса сооружений и оборудования для строительства скважин и предотвращать прямое контактирование

технических средств и технологических процессов с естественной территорией.

Основные земляные, транспортные и строительно-монтажные работы требуется проводить в период устойчивых отрицательных температур воздуха.

Защита территории основания и территории, окружающей основание обеспечивается:

- конструктивным исполнением технологического оборудования, предотвращающим переливы, утечки и проливы технологических жидкостей;
- исключением попадания отходов бурения на поверхность за счет введения элементов сбора и отвода (поддоны, трубопроводы, желоба, подроторная воронка), проливов жидкостей, образующейся при ремонте оборудования и подъеме инструмента, при сбросе с вибросита, гидроциклонов, шламоотделителей и отработанных промывочных жидкостей из блока емкостей;
- создание организованного стока с поверхности основания, находящегося под вышечно-лебедочным и насосно-емкостными блоками, талых, дождевых, и сточных от обмыва оборудования вод в накопитель – отстойник;
- обваловкой периметра производительной зоны основания и созданием уклонов поверхности зоны от обваловки к отстойникам – накопителям с целью предупреждения слива дождевых, талых и сточных вод за территорию площадки;
- обваловкой места установки блока ГСМ, емкости сбора отработанных ГСМ;
- сооружением накопителей для сбора, хранения и последующей утилизации и захоронения шлама, отработанного бурового раствора и буровых сточных вод;
- в процессе освоения скважин продукт (нефть) собирается в емкости с последующим использованием в котельной и закачкой излишек в нефтяной сборный коллектор.

### ***Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительно-монтажных работах и в процессе бурения скважин***

Транспортировка бурового оборудования осуществляется только по дорогам, соединяющим основную трассу и буровую площадку. При отсутствии дорог перевозки оборудования возможны только в зимнее время года по специально подготовленным трассам и зимникам. В летнее время движение транспорта должно осуществляться по дорогам с твердым покрытием или водным путем. Расположение трасс перетаскивания бурового оборудования, подъездных дорог и зимников, а также сроки их использования согласовываются с местными органами.

При трассировке временных дорог: трассу прокладывают на участках местности с относительно спокойным рельефом; в случае совпадения направления дороги с направлением реки трассу прокладывают в ее пойме;

избегают открытых снеготраносимых понижений рельефа, глубоких и плохо промерзающих болот.

Строительство временных дорог необходимо осуществлять в зимний период года при наличии мерзлого мохо-торфяного покрова.

Передвижение наземного транспорта необходимо осуществлять только по подготовленным дорогам.

На той части участков и трасс, где не намечаются земляные и планировочные работы, необходимо обеспечивать сохранение не менее 40% травяно-мохового покрова и почв. С целью сохранения плодородия почв и предотвращения эрозийных процессов предпочтение отдается зимней прорубке трасс.

Схемы размещения бурового оборудования разработаны с учетом руководящих документов по охране окружающей среды и являются основой для определения объемов строительно-монтажных работ.

Площадка, предназначенная для размещения бурового оборудования, строительства амбаров и склада ГСМ, должна быть очищена от леса, кустарника, затем произведена отсыпка песком. На остальной территории строительной площадки должен быть сохранен травяно-моховой покров не менее 40 %.

При выборе площадки на участках, примыкающих к существующим оврагам и склонам, для предупреждения термоэрозии необходимо на склонах площадки сохранять мохово-торфяной покров.

Для уменьшения степени загрязнения пластов в проекте предусмотрена ограниченная скорость спуска обсадных труб (0,4 м/с).

Для того чтобы поверхностные воды не засорялись бытовыми отходами, в проекте предусмотрено применение мусоросборников.

Для предотвращения загрязнения водоносных горизонтов применяются следующие технологические решения:

- глинистая кольматация стенок скважины с образованием прочной низкопроницаемой корки, препятствующей фильтрации раствора в водоносный горизонт;

- обработка бурового раствора высокомолекулярными соединениями, обеспечивающими снижение фильтрационных свойств промывочной жидкости;

- ограничение репрессий на водоносный горизонт путем регулирования структурно-механических свойств бурового раствора, обеспечивающих снижение гидродинамического давления, в том числе спускоподъемных операциях.

### ***Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама***

Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама представлены следующими: автоцистерна, экскаватор, автосамосвал,

отверждающий состав, цементирувочный агрегат, смесительная машина, установка для обработки отработанного бурового раствора отверждающим составом, установка для отверждения бурового шлама, установка для термической обработки отходов бурения, энергоносители, материалы, используемые для сбора плавающей нефти, технические средства для сбора и откачки нефти.

Продолжительность работы ЦА-320М при отверждении бурового шлама – 45 час.

Обезвреживание отработанного бурового раствора производится методом отверждения с последующим захоронением в шламовых амбарах. Жидкая фаза отработанных буровых растворов осветляется методом реагентной коагуляции.

### ***Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды***

В соответствии с «Основами земельного законодательства» РФ 17.04.93 г., законом «О недрах» РФ, 4.05.92 г., законом РФ «Об охране окружающей природной среды» 3.03.92 г. производственные объединения и управления организуют ведомственный контроль за использованием и охраной недр, почв и водных объектов, за сбором, очисткой и обезвреживанием отходов производства.

Для организации ведомственного контроля за состоянием и охраной окружающей среды на предприятиях создаются соответствующие структурные подразделения, службы, лаборатории или отделы. Форма и содержание работы, распределение обязанностей и ответственности, вид и содержание учетной документации и отчетности определяются в соответствии с действующими нормативными актами, видом и объемом производственной деятельности.

Строительство кустового основания осуществляется по проекту, предусматривающему комплекс мероприятий по защите окружающей среды. Проект строительства скважины учитывает требования охраны окружающей среды, как непосредственно в процессе строительства, так и в процессе эксплуатации скважины.

Применяемое для строительства скважины типовое комплектное оборудование не позволяет снизить концентрацию загрязняющих веществ в отходах бурения до уровня ПДК, поэтому комплекс мероприятий носит в значительной мере организационный характер и направлен на предупреждение или максимальное снижение вредного воздействия техники и технологии на окружающую среду.

Работы по охране окружающей среды при строительстве кустового основания и строительстве куста скважин предусматривают:

- детальное обследование источников загрязняющих выбросов и отходов, определение массы выбрасываемых загрязняющих веществ;
- разработку организационно-технических мероприятий по предупреждению или максимальному снижению загрязняющих выбросов и отходов производства;

- разработку плана контроля за состоянием и охраной окружающей среды и согласование плана с соответствующими природоохранными органами;
- контроль выполнения проектов и действующих проектных решений;
- организация и ведение мониторинга.

### ***Охрана животного мира***

Основным мероприятием по охране животного мира является сохранение среды их обитания, минимальное воздействие на растительность, полная рекультивация земельных участков и ликвидация отходов производства.

Для охраны животного мира, мест их обитания следует произвести следующие мероприятия:

- вырубку производить после согласования границ с органами лесного хозяйства;
- использование вырубленной древесины;
- избегать мест селения и путей миграции, животных при выборе площадки строительства и трасс движения;
- исключить возможность браконьерства.

### ***Охрана недр при строительстве скважин***

Для обеспечения охраны недр настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с инструкциями и руководящими документами.

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечивает охрану недр надежной изоляцией флюидо – содержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждает возникновение, нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду путем использования рационального количества обсадных колонн, расчета глубин их спуска, изоляции нефтеводоносных горизонтов тампонажными растворами за всеми обсадными колонками, а также установкой на кондуктор противовыбросового оборудования согласно ГОСТ 13862-90.
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты предусматривается путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402.

### **5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях на Хохряковском месторождении. (Правила поведения при нефтяных или газовых фонтанах)**

В процессе бурения скважины возникают различные виды чрезвычайных ситуаций. Это открытые нефтяные и газовые фонтаны, падение и разрушение вышек и морских оснований, падение элементов буровой установок, взрывы и пожары на буровых, которые приводят к выводу из строя бурового и прочего оборудования и остановка бурения.

Рассмотрим один из случаев: нефтяной или газовый фонтан. Признаками начала открытого фонтана служат перелив промывочной жидкости при отсутствии ее циркуляции, в наличии в циркулирующей промывочной жидкости пачек, обильно насыщенных газом или нефтью, увеличения объема промывочной жидкости в емкостях, при отсутствии различных добавок подается сигнал “Выброс”. При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и затрубном пространстве. При возникновении открытого фонтана действия буровой бригады подразумевают:

1) остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей;

2) остановить все силовые приводы;

3) отключить силовые линии и линии освещения, которые могут находиться в загазованных зонах, при быстрой загазованности зоны вокруг скважины отключение электроэнергии должно быть выполнено за загазованной зоной;

4) на территории, которая может быть подвержена загазованности, необходимо остановить все огневые работы, курение, пользование стальными инструментами и другие действия, ведущие к образованию воспламенения;

5) предпринять меры по отключению соседних производственных объектов (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и др.), которые могут находиться на загазованной территории;

6) запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном, необходимо выставить запрещающие знаки, а при необходимости - посты охраны;

7) предотвратить растекание нефти на территории;

8) сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь.

Работы по ликвидации открытых фонтанов относятся к категории особо опасных для народного хозяйства, поэтому для их устранения создается штаб. Все работы по ликвидации открытого фонтана проводятся под руководством специальных военизированных служб. Буровая бригада при ликвидации фонтана выполняет вспомогательные работы, а при необходимости эвакуируется в безопасное место.

#### **4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

1. Инженер по бурению относится к категории специалистов, принимается на работу и увольняется с работы приказом руководителя организации.

2. На должность инженера по бурению назначается лицо, имеющее высшее техническое образование без предъявления требований к стажу работы или среднее специальное образование и стаж работы по специальности на должности техника I категории не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению II категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению I категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению II категории не менее 3 лет.

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

- нормативными документами по вопросам выполняемой работы;
- методическими материалами, касающимися соответствующих вопросов;

- уставом организации;

- правилами трудового распорядка;

- приказами и указаниями руководителя организации (непосредственного руководителя);

- настоящей должностной инструкцией.

4. Инженер по бурению должен знать:

- нормативные правовые акты, другие руководящие, методические и нормативные материалы вышестоящих органов, касающиеся организации производства буровых работ;

- технологию вышкостроения, бурения и опробования скважин;

- буровое оборудование, инструмент и правила их технической эксплуатации;

- причины возникновения технических неполадок, аварий, осложнений, брака при выполнении работ по строительству скважин, способы их предупреждения и ликвидации;

- порядок оформления технической документации;

- передовой опыт в области техники и технологии строительства скважин;

- проектирование и планирование буровых работ;

- основы геологии и геологическое строение разбуриваемых площадей, технические правила строительства скважин;

- основы экономики и организации производства, труда и управления;

- основы трудового законодательства;

- правила и нормы охраны труда и пожарной безопасности.

5. Во время отсутствия инженера по бурению его обязанности выполняет в установленном порядке назначаемый заместитель, несущий полную ответственность за их надлежащее исполнение

## **Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ГОСТ**

### **Нормы:**

ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»

ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности»

ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны»

СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование»

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»

ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое"

## Заключение

При выполнении дипломной работы на тему « Технические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2900 метров на Хохряковском месторождении (ХМАО) были приведены обоснования и расчеты, поставленные в техническом задании.

Приводится географо-экономическая характеристика района проектируемых работ, характеристика нефтеносности и водоносности месторождения, геологические условия бурения.

В технологической части данного проекта выбрал способ бурения, произвел расчет интервального профиля ствола скважины, выбрал закрытую конструкцию эксплуатационного забоя. Привел обоснование выбора одноколонной конструкции скважины, рассчитал глубины и диаметры спускаемых обсадных колонн. Разработал режимы бурения для каждого интервала: приводится подтверждение класса и типоразмера долот, вычислил осевую нагрузку на долото, вычислил частоту вращения долота. Произвел выбор забойных двигателей для каждого интервала проектной скважины. Выбрал компоновку низа бурильной колонны и рассчитал бурильную колонну. Произвел выбор очистного агента его тип и рассчитал его расхода на скважину, произвел выбор бурового раствора, Рассчитал гидравлическую промывку скважины, произвел рациональной критерий отработки долот.

В социальной ответственности описал вопросы безопасной жизнедеятельности: безопасность в рабочей зоне, мероприятия при чрезвычайных ситуациях.

В финансовом менеджменте, ресурсоэффективности и ресурсосбережения описал структуру и организационную форму работы предприятия СФ 000 «Самотлорнефтипромхим», проанализировал ТЭП и баланс рабочего времени, спланировал организационные-экономические мероприятия по повышению ТЭП, определил нормативную продолжительность для строительства скважины, произвел расчет экономической эффективности разработанных ОТМ.

В специальной части проекта был рассмотрен выбор центрифуг для очистки буровых растворов.

### Список используемой литературы

1. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близиюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. –512 с.
2. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. - Тюмень: Экспресс, 2008. - 347 с.
3. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для ВУЗов. - Тюмень 2010.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
5. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005-75 с.
6. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин.– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 262с.
7. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
8. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. — М. : Недра, 2003. — 1007 с.
9. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
10. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
11. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
12. Инструкция по расчету бурильных колонн. - М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.
13. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.
14. Книга инженера по растворам – Москва 2006г.
15. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие /Под ред. А.Г.Калинина.- М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.- 450 с.
16. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие /Под ред. А.Г.Калинина.- М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.- 450 с.
17. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
18. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и

газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. — М. : Нефть и газ, 2007. — 264 с.

19. А.В. Епихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.

20. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.

21. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.

22. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов/ А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.

23. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. — М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. — 368 с. : ил. — (Высшее нефтегазовое образование) . — Библиогр.: с. 365.

24. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Гидравлический расчет цементирования». – Томск, ТПУ.

25. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Выбор способа цементирования».– Томск, ТПУ.

26. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Расчет обсадных колонн на прочность».– Томск, ТПУ.

27. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Проектирование конструкции скважины».– Томск, ТПУ.

28. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки».– Томск, ТПУ.

29. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Расчет натяжения эксплуатационной колонны».– Томск, ТПУ.

30. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Выбор конструкции эксплуатационного забоя».– Томск, ТПУ.

31. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. – Москва: ЗАО «Сибирская Сервисная компания».

32. «Mud lubricated drilling motors» руководство «Weatcherford» русское издательство 2010г.

