

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы Комплексный подход по подбору скважинного оборудования на Ванкорском нефтегазовом месторождении (Красноярский край)
--

УДК 622.276.05.(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Киревнин Алексей Владимирович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Е.И.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (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
3-2Б6В1	Киревнин А.В.

Тема работы:

Комплексный подход по подбору скважинного оборудования на Ванкорском нефтегазовом месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.04.2021 №110-32/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Тексты и графические материалы отчетов исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы</i>
--------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<i>Теоретические основы технологии электрических центробежных насосов Геолого-технологические особенности нефтеносных отложений Ванкорского месторождения Алгоритм комплексных расчетов для выбора электроцентробежного насоса Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Социальная ответственность</i>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
1. Теоретические основы технологии электрических центробежных насосов 2. Геолого-технологические особенности нефтеносных отложений Ванкорского месторождения 3. Алгоритм комплексных расчетов для выбора электроцентробежного насоса	Цибулькинова М.Р.
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Клемашева Е.И.
5. Социальная ответственность	Сечин А.А.

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

Задание выдал руководитель :

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Киревнин А.В.		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: Бакалавр
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазовое дело
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
29.04.2021	Теоретические основы технологии электрических центробежных насосов	20
11.05.2020	Геолого-технологические особенности нефтеносных отложений Ванкорского месторождения	30
22.05.2020	Алгоритм расчетов для выбора оборудования	30
15.05.2020	Социальная ответственность	10
10.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Ю.А.			

Report

Graduate thesis 110 pages, 13 figures, 22 tables, 34 sources.

Key words: well, oil, ESP installation, equipment selection, pump and compressor pipes.

The object of the research is wells of the Vankor field.

The purpose of work: to make a selection of downhole equipment on the basis of calculations, based on the characteristics of the field and physical and chemical properties of oil. The methods of selection of ESP in horizontal wells will be given in the process of the work.

As a result of the study the reasoning for introducing new ESP equipment and increasing the flow rate of the Vankor well will be accomplished, the estimation of these methods application will be given.

Efficiency is characterized by an increase in oil production, a decrease in its cost, an increase in the overhaul period and an increase in profit

Реферат

Выпускная квалификационная работа 110с., 13рис., 22 табл., 34 источника.

Ключевые слова: скважина, нефть, УЭЦН, подбор оборудования, насосно-компрессорные трубы.

Объектом исследования являются скважины Ванкорского месторождения.

Цель работы: произвести подбор скважинного оборудования на основании расчетов, исходя из особенностей месторождения и физико-химических свойств нефти.

В процессе работы будут приведены методы подбора УЭЦН в горизонтальных скважинах.

В результате исследования будет проводиться комплексный подбор и внедрения нового оборудования УЭЦН с целью увеличения дебита скважины Ванкорского месторождения, дана оценка применения данного метода.

Эффективность характеризуется приростом добычи нефти, снижением ее себестоимости, увеличением межремонтного периода и ростом прибыли

Определения, обозначения, сокращения

КРС – капитальный ремонт скважин

МРП – межремонтный период

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ПЭД – погружной электродвигатель

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

ВСТО – Восточная Сибирь Тихий океан

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа

ЭЦН – электроцентробежный насос

КПД – коэффициент полезного действия

СУ – стандартные условия

ТМСП – термометрическая система

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ПЗП – призабойная зона пласта

БДР – блок дозирования реагента

ППД – поддержание пластового давления

Оглавление

Введение	10
1. Теоретические основы выбора электроцентробежных насосов при разработке нефтегазовых месторождений	12
1.1 Основные узлы установки электроцентробежного насоса их назначения и характеристики	12
1.2 Осложняющие факторы при добыче нефти и применяемые методы борьбы с ними	19
2. Геолого-технические особенности нефтеносных отложений Ванкорского месторождения	23
2.1 Характеристика Ванкорского месторождения	23
2.2 Нефтеносность	24
2.3 Схема разработки месторождения	26
2.4 Физико-химические свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях	28
3. Алгоритм комплексных расчетов для выбора электроцентробежного оборудования	33
3.1 Особенности подбора оборудования для условий Ванкорского месторождения	33
3.2 Выбор скважины и подбор глубинно-насосного оборудования на Ванкорском месторождении	39
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	76
4.1 Техничко-экономическая эффективность проектных работ	76
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	76
4.3 Бюджет научно-технического исследования (НИ)	82
4.4 Методика расчета экономической эффективности от оптимизации скважин, оборудованных УЭЦН	85
4.4.1 Расчет экономического эффекта	93
5. Социальная ответственность	97
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	97
5.3 Экологическая безопасность	102
5.4 Обеспечение безопасности в чрезвычайных и аварийных ситуациях	104
Заключение	106
Список используемой литературы	107

Введение

Реализация проекта освоения Ванкорского нефтегазового месторождения является результатом комплексного подхода к освоению запасов нефти и газа, предусматривающего синхронное развитие проектов нефтегазодобычи, переработки сырья и транспортировки углеводородов. Инновационные решения позволили успешно решить технологические проблемы, обусловленные сложным строением месторождения, удаленностью от инфраструктур, сложными природными условиями. При реализации Ванкорского проекта использованы передовые технологии в области геологии и разработки, бурения, строительства и эксплуатации скважин, строительства объектов наземного обустройства. Применяемые технологические решения позволяют достигать высоких производственных и экономических показателей. Ванкор является интеграционным проектом развития Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Высокие дебиты, скважины большого диаметра с горизонтальным окончанием, высокий газовый фактор и низкая температура пласта – все эти факторы потребовали нестандартных подходов к подбору глубинонасосного оборудования, относительно тех, которые ранее применялись на месторождениях России.

Установки ЭЦН нашли широкое применение на нефтяных месторождениях не только нашей страны, но и за рубежом. Однако много случаев, когда электроцентробежный насос работает не в оптимальном режиме.

Объектом исследования данной работы является фонд добывающих скважин Ванкорского нефтегазового месторождения.

Предметом исследования данной работы является алгоритм подбора глубинонасосного оборудования на Ванкорском нефтегазовом месторождении.

Цель работы: произвести подбор скважинного оборудования на основании расчетов, исходя из особенностей месторождения и физико-химических свойств нефти.

Задачами исследования в связи с указанной целью являются:

1. Рассмотреть теоретические основы выбора электрических центробежных насосов при разработке нефтегазовых месторождений.
2. Изучить геолого-технические особенности Ванкорского нефтегазового месторождения.
3. Произвести расчеты для подбора скважинного оборудования УЭЦН и выбрать оптимальное оборудование для выбранной скважины.
4. Обоснование экономической эффективности выбранного оборудования.

1. Теоретические основы выбора электроцентробежных насосов при разработке нефтегазовых месторождений

Существует различные методы механизированной эксплуатации скважин на месторождениях. При этом большинство месторождения России используют для скважин оборудование УЭЦН.

Это объясняет ряд преимуществ – ввод в эксплуатацию скважины сразу же после бурения, очень большой диапазон подач, высокий коэффициент полезного действия (КПД).

1.1 Основные узлы установки электроцентробежного насоса их назначения и характеристики

На более чем 60 процентах нефтедобывающих скважин для производства изначально определенных извлекаемых запасов необходимо применение той или иной технологии механизированной добычи.

Механизированный способ добычи является неотъемлемой частью эксплуатации скважин, в особенности на месторождениях поздней стадии разработки, где продуктивные пласты не обладают достаточным давлением для подъема нефти на устье.

Из всех систем механизированной добычи электрические центробежные насосы, обеспечивают наибольшую отдачу при добыче нефти.

Погружной многоступенчатый центробежный насос представляет собой набор большого числа ступеней – рабочих колес и направляющих аппаратов, заключенных в стальной корпус в виде трубы. Рабочие колеса и направляющие аппараты собираются на одном валу, который поддерживается осевой опорой. Направляющие аппараты, представляющие собой единый пакет, опираются на основание и закреплены от проворота в корпусе верхним подшипником. Рабочие колеса посажены на вал при помощи шпонки, которая

входит в паз и в паз каждого колеса. Такая конструкция позволяет передать вращение от вала к рабочим колесам.

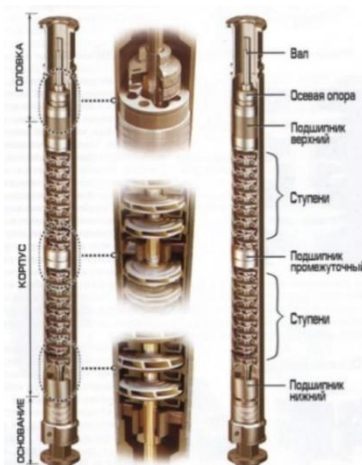


Рисунок 1.1 Схема центробежного насоса

Различают следующие схемы сборки насосов:

- с плавающим типом рабочих колес,
- компрессионная сборка,
- пакетная сборка.

Насосы с плавающим типом рабочих колес не фиксируются на валу и могут перемещаться вдоль вала между двумя направляющими аппаратами, то есть «плавать». Вал, который не несет на себе нагрузку от колес подвешивается на осевой опоре. При работе насоса, каждое рабочее колесо, опирается нижним диском на кольцевой бурт направляющего аппарата.

В компрессионной сборке насоса за счет точной подгонки высоты ступиц рабочих колес, обеспечивается их соприкосновение друг с другом. Такая «гребенка» колес фиксируется на валу. Таким образом осевое усилие от каждого рабочего колеса передается на вал. Для восприятия такой осевой нагрузки требуется усиленная осевая опора, разместить которую в насосе не представляется возможным. Поэтому вся осевая нагрузка от вала насоса передается на пятку гидрозащиты.

В пакетной сборке насоса несколько рабочих колес и направляющих аппаратов (от 3 до 10 пар) собираются в пакеты, при этом высота ступиц

рабочих колес подобрана таким образом, чтобы между колесами был не большой зазор. Особенностью такой сборки является способность насоса, точнее, отдельных его элементов, менять свои функции в зависимости от режимов работы, параметров перекачиваемой среды и интенсивности износа. Рабочие колеса, изначально установленные «плавающими», по мере износа опорных шайб начинают передавать свою осевую нагрузку на нижние колеса, образуя «гребенку», характерную для компрессионных ступеней. В результате весь пакет начинает передавать суммарную осевую нагрузку на специальную осевую опору, установленную в нижней части каждого пакета. В этом положении нагрузка с опорных шайб колес снимается, и их износ практически прекращается, при этом протечки между ступенями минимальны, поскольку зазоры в уплотнениях близки к нулю.

Пакетная сборка обладает всеми преимуществами компрессионной сборки и лишена ее главного недостатка – не требует подгонки при монтаже, что существенно уменьшает время монтажа и возможность ошибок монтажника.

Работа насоса основана на взаимодействии лопаток вращающегося рабочего колеса и перекачиваемой жидкости. Вращаясь, рабочее колесо сообщает круговое движение жидкости, находящейся между лопатками. Вследствие возникающей центробежной силы жидкость от центра колеса перемещается к внешнему выходу, а освободившееся пространство вновь заполняется жидкостью, поступающей под действием создаваемого разрежения. Из рабочего колеса жидкость забрасывается в направляющий аппарат, который по своим каналам направляет жидкость к центральной части следующего колеса. Вследствие такого принудительного отклонения потока жидкости, на внутренних стенках направляющего аппарата создается давление. Таким образом, скоростная энергия преобразуется в энергию давления.

Основными показателями, характеризующие параметры работы УЭЦН, являются зависимость напора, КПД и мощности, потребляемой от подачи насоса. Данные зависимости представлены в виде графиков. Причем в паспорте установки эти зависимости представлены при работе на воде плотностью 1000кг/м³, поэтому при подборе оборудования в скважину требуется перерасчет этого параметра.

В настоящее время полезная мощность ЭЦН составляет от 14 до 120 кВт против 40 кВт у штанговых насосов. Промышленностью выпускаются насосы для отбора 1000м³/сут жидкости при напоре 900м. Содержание в добываемой жидкости сероводорода до 0,01г/л, для установок коррозионностойкого исполнения 1,25г/л, максимальное содержание попутной воды 99%, свободного газа на входе в насос не более 25% (по объёму), а для установок с модулями-газосепараторы 55%. Максимальное содержание твердых частиц 0,1 г/л, а для насосов в износостойком исполнении до 5 г/л.

Установки УЭЦН имеют обозначения для удобства записи (рис 1.2). Пример условного обозначения установки УЭЦНМ5А-250-1450 ВК02 ТУ 6-06-1486-87:

где: У – Установка, Э – привод от двигателя, Ц – центробежный, Н – насос, М – модульный, 5А – группа насоса, 250 – подача, 1450 – напор, м, ВК – вариант комплектации, 02- порядковый номер комплектации. Для коррозионностойкого исполнения установок, перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

5 - обсадная колонна диаметром 140 мм с внутренним диаметром 121,7 мм;

5А - обсадная колонна диаметром 146 мм с внутренним диаметром 130 мм;

6 и 6А - обсадная колонна диаметром 168 мм с внутренним диаметром 144,3 мм и 148,3 мм соответственно.

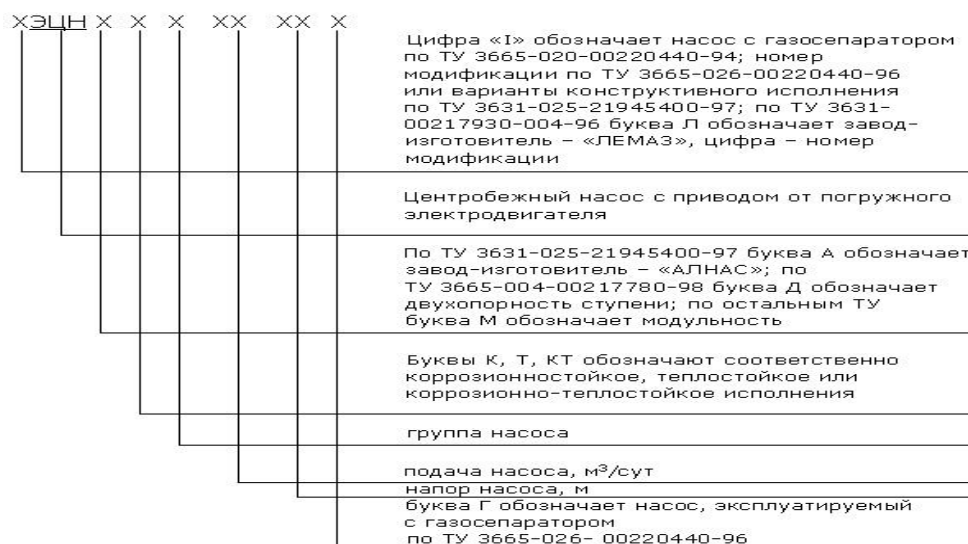


Рисунок 1.2 – значение шифра УЭЦН

Погружной асинхронный электродвигатель (ПЭД) служит для привода электроцентробежного насоса и состоит из (рис 1.3) ротора, статора, головки, основания и узла токоввода. Внутренняя полость двигателя, заполнена маслом. Фильтр для очистки масла расположен в нижней части двигателя. Погружной электродвигатель комплектуется гидрозащитой (протектор) для предотвращения проникновения пластовой жидкости в двигатель и утечки масла из двигателя. Для эффективного охлаждения, двигателю необходимо постоянное наличие потока жидкости в кольцевом пространстве между его корпусом и внутренними стенками эксплуатационной колонны. Погружные электродвигатели выпускаются различной мощностью и поперечного габарита, что позволяет выбрать оптимальный двигатель для привода конкретного насоса.

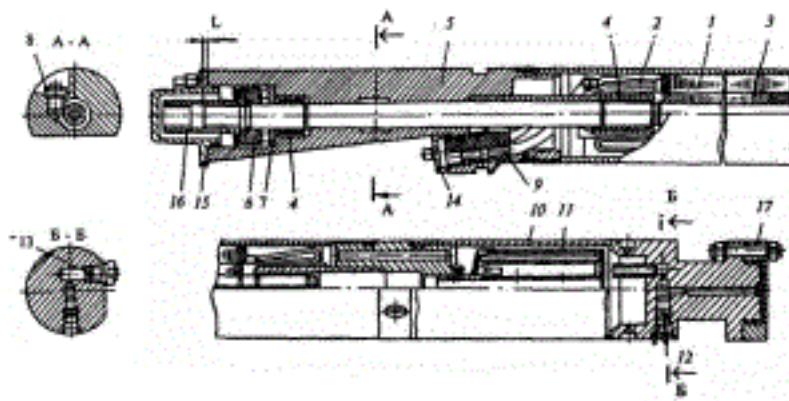


Рисунок 1.3 - Конструкция электродвигателя

1 – статор; 2 – обмотка статора; 3 – ротор; 4 – втулка подшипника; 5 – головка; 6 – пята; 7 – подпятник; 8 – клапан обратный; 9 – колодка; 10 – основание; 11 – фильтр; 12 – клапан перепускной; 13 – клапан обратный; 14 – крышка кабельного ввода; 15 – крышка верхняя; 16 – муфта шлицевая; 17 – крышка нижняя.

Как правило, снизу к призабойному электродвигателю (ПЭД) крепится термометрическая система (ТМС), которая предназначена для контроля некоторых технологических параметров скважин, оборудованных УЭЦН, и защиты погружных агрегатов от аномальных режимов работы (перегрев электродвигателя или снижение давления жидкости на приеме насоса ниже допустимого).

Система ТМС состоит из скважинного преобразователя, (ТМСП), трансформирующего давление и температуру в частотно-манипулированный электрический сигнал, и наземного прибора (ТМСН), осуществляющего функции блока питания, усилителя-формирователя сигналов и устройства управления режимом работы погружным электронасосом по давлению и температуре. Скважинный преобразователь давления и температуры (ТМСП) выполнен в виде цилиндрического герметичного контейнера, размещаемого в нижней части электродвигателя или головке ПЭД и подключенного к нулевой точке его статорной обмотки. Наземный прибор, устанавливаемый в станции управления УЭЦН, обеспечивает формирование сигналов на её отключение и выключение насоса по давлению и температуре, а также при установке в станции управления с частотным преобразователем используется для работы

по поддержанию заданных параметров (например, давление на приеме насосной установки). В качестве линии связи и энергопитания ТМСП используется силовая сеть питания погружного электродвигателя

Газосепаратор устанавливается между секцией и входным модулем. Самые эффективные сепараторы, сепараторы центробежного типа, в которых фазы разделяются в поле центробежных сил. Газосепараторы бывают разной серии, имеют разную предельную подачу, коэффициент сепарации достигает 90%.

Диспергаторы предназначены подготовки однородной эмульсии, измельчение газовых пробок в пластовой жидкости и подачи ее на вход ЭЦН.

По принципиальной схеме газосепараторы, диспергаторы и газосепараторы - диспергаторы являются центробежными. Они содержат корпус, вал, основание, приемную сетку, защитную гильзу, предохраняющую корпус от гидроабразивного износа, радиальные подшипники. Основными рабочими узлами газосепараторов являются барабан, колесо квитирующее и шнек, а диспергаторов - несколько диспергирующих ступеней, состоящих из шнека и обоймы. В газосепараторе-диспергаторе на едином валу устанавливаются рабочие органы газосепаратора и ступени диспергатора. Осевая опора в изделиях отсутствует. Осевое усилие передается на опору в гидрозашите. Стыки соединений уплотнены резиновыми кольцами для защиты от прорыва газа в соединении. Корпус, защитная гильза, рабочие органы газосепараторов и диспергирующие ступени диспергаторов изготавливаются из нержавеющей стали для повышения сопротивляемости гидроабразивному износу. Радиальные подшипники выполнены из релита (карбида кремния).

В процессе эксплуатации установки газожидкостная смесь через приемную сетку и отверстия в основании газосепаратора попадает на шнек и далее на колесо квитирующее. За счет приобретенного напора газожидкостная смесь поступает в барабан, снабженный радиальными ребрами, где под действием центробежных сил газ отделяется от жидкости. Далее жидкость с

периферии барабана поступает по каналам разделителя на прием насоса, газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство. При поступлении пластовой жидкости в диспергирующие ступени диспергатора происходит измельчение газовых пробок и подготовка однородной эмульсии, которая затем подается на вход погружного центробежного насоса. В газосепараторе-диспергаторе происходят оба описанных процесса.

Гидрозащита, предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсирование объема температуры и передачи крутящего момента от вала двигателя к валу насоса. Гидрозащита состоит из протектора и компенсатора. Протектор служит для герметизации вала, передающего вращение насосу, а также для регулирования давления в системе при температурных расширениях масла и удаления газов, скопившихся в процессе работы двигателя. Протектор представляет собой маслonaполненную камеру с набором защитных и регулирующих устройств. Компенсатор служит для уравнивания давления во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине и компенсации теплового изменения объема масла во внутренней полости двигателя при его работе и остановках. Компенсатор, представляет собой камеру, образованную эластичной диафрагмой, сообщающуюся с электродвигателем.

1.2 Осложняющие факторы при добыче нефти и применяемые методы борьбы с ними

Наиболее значимыми факторами, влияющими и осложняющими процесс добычи нефти и газа, являются:

- многолетнемерзлые породы;
- отложения асфальтосмолопарафиновые отложения АСПО и гидратов в коллекторе и НКТ;

- механические примеси;
- высокий газовый фактор;
- коррозионный износ оборудования;
- отложение солей;

Для снижения негативного эффекта от влияния многолетнемерзлых пород при эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях, существует опасность растепления горных пород применяются следующие методы:

- использование пористого арктического цемента для крепления кондуктора и направления;
- задание режимов работы скважины с динамическим уровнем ниже уровня многолетнемерзлых пород (ММП), недопущением фонтанирование через затрубное пространство;
- использование термокейсовых труб в верхней части НКТ;

Основным фактором, оказывающим влияние на формирование АСПО, является изменение температуры. При снижении температуры ниже температуры кристаллизации парафина происходит перенасыщение раствора и появляются первые кристаллы парафина. Кроме того, при снижении давления ниже давления насыщения, происходит выделение свободного газа, вследствие этого увеличивается концентрация асфальтосмолопарафиновых веществ в нефти, что также приводит к появлению кристаллов парафина. При этом основной причиной расширения зоны парафинизации на поздней стадии разработки является

Для предотвращения образования отложений на нефтегазовых месторождениях используют следующие технологии:

- применение стальных НКТ с силикатно-эмалевым покрытием;
- применение ингибиторов АСПО;
- применение растворителей;
- профилактические промывки скважины горячей нефтью;
- профилактическое скребкование.

Стальные НКТ с силикатно-эмалевым покрытием внутренней поверхности предназначены для эксплуатации на нефтяных скважинах при температурах от минус 60 °С до плюс 350 °С, с применением постоянных и периодичной закачки ингибитора и применение растворителей.

Температура нефти для промывки НКТ не должна превышать 80 °С, но быть больше 50°С - температуры растворения асфальтенов и парафинов выделившиеся в скважине. Закачка нефти производится в затрубное пространство – для очистки НКТ. В случае необходимости производится спуск специального скребка-фрезера на кабеле.

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьезным осложнением при эксплуатации механизированным способом. Причины могут быть вызваны продуктами разрушения коллектора, при чрезмерной депрессии, воздействующей на слабосцементированный коллектор, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения).

К активным методам борьбы с механическими примесями можно отнести установку забойного гравийного или щелевого фильтра. Для правильного подбора фильтра необходимо знать гранулометрический состав твердых частиц, выносимых в скважину, их химический состав и физические свойства.

К самым простым и эффективным способам борьбы можно отнести правильный подбор депрессии неразрушающий ПЗП. Для каждого эксплуатационного объекта определяется максимальная депрессия на основе опытов, проводимых на керне.

К пассивным методам относится использование износостойкого оборудования. На месторождениях к высокодебитным скважинам применяют специальное оборудование, рабочие колеса и направляющие аппараты производства компании CentriLift, Борец, Новомет в износостойком исполнении.

Особым осложняющим фактором, как и на всей территории Западной Сибири является высокое значение газового фактора. Негативное влияние оказывает большое (более 25%) объемное газосодержание на приеме центробежного насоса, которое приводит к снижению подачи и развиваемого напора, вибрациям и преждевременному износу оборудования. При наличии высокого содержания доли газа (от 5 до 25%), необходимо использовать – газосепараторы.

Различают два вида коррозии химическую и каталитическую. В условиях скважины наиболее полно себя проявляет первый тип коррозии. Интенсивность коррозии и износа оборудования увеличивают большие содержание солей в откачиваемой продукции и большие дебиты. Одним из методов борьбы является постоянная закачка ингибитора коррозии в скважину по средствам дозирочного насоса (НД) и ингибиторных линий, проложенных от емкости с реагентом до устья скважины. Концентрация рассчитывается экспериментальным путем или по рекомендации производителя.

Большая минерализованность пластовых вод, высокая обводненность, высокий газовый фактор, прорыв воды ППД основные факторы солеотложения на скважинах месторождения.

В настоящее время с целью борьбы с солеотложением на скважинах, в случаи высокой вероятности выпадения осадка, принимаются следующие меры:

- произведена обвязка скважин ингибиторными трубками, с целью закачки ингибитора солеотложения через блок дозирования реагента (БДР);
- производится ингибирование в постоянном режиме ингибитором солеотложения СНПХ 5312Т;

Для предотвращения выпадения АСПО добавляется ингибитор СНПХ 5312Т. Процентное содержание ингибиторов подбирается в зависимости от состава АСПО. Данные технологические мероприятия имеют положительный эффект, на многих месторождениях Западной Сибири.

2. Геолого-технические особенности нефтеносных отложений Ванкорского месторождения

2.1 Характеристика Ванкорского месторождения

Ванкорское нефтегазовое месторождение расположено в пределах Севера – Восточного лицензионного участка в Туруханском районе, на территории Таймырского муниципального района Красноярского края. Ближайший населенный пункт – г. Игарка, находится в 141 км, а районный центр п. Туруханск - в 301 км к юго-западу от месторождения. (рис. 2.1)

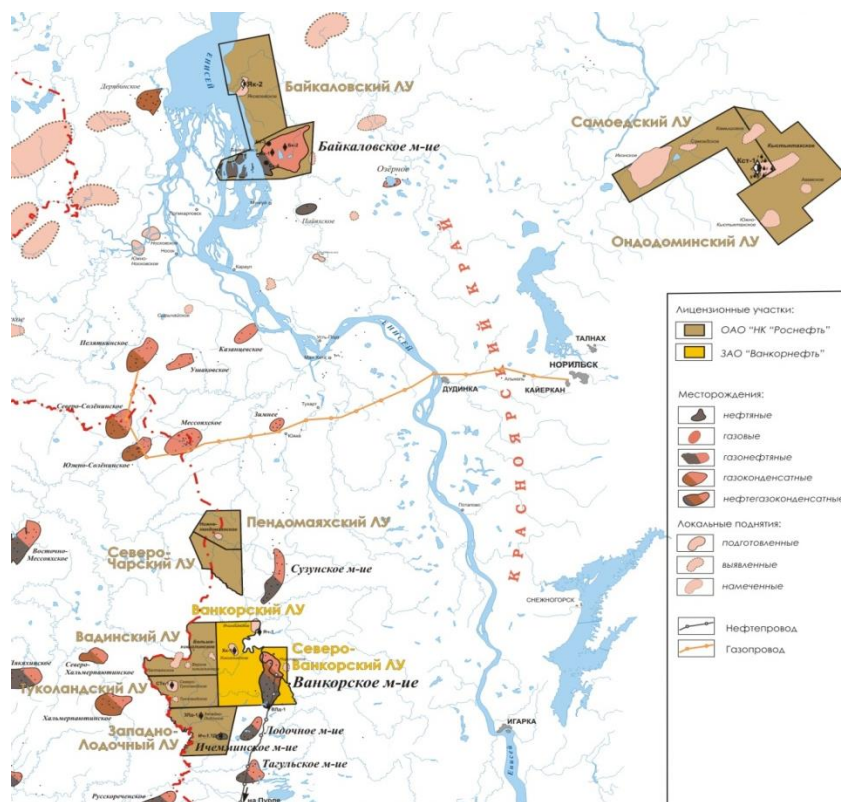


Рис. 2.1 Схема лицензионных участков ООО «РН-Ванкор»

Ванкорское месторождение является крупнейшим новым месторождением России. По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. Балансовые запасы на конец 2013 года составляли 1 090 772 тыс. т. Извлекаемые 476 011 тыс. т. Геологические запасы Ванкорского месторождения приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 Геологические запасы Ванкорского месторождения

	Возраст продуктивной толщи / пласт	Начальные запасы (А+В+С ₁)		Добыча нефти		% выработки запасов нефти (НИЗ)	Остаточные извлекаемые запасы нефти (А+В+С ₁) тыс. т.	Запасы нефти кат.С ₂ (извл.) тыс. т.
		Балансовые тыс. т.	Извлекаемые тыс. т.	За 2012 г. тыс. т.	С начала разработки тыс. т.			
Ванкорское месторождение	Як 1	4070						1 880
	Як 2							4 284
	Як 3-7	621 559	287 160	2 314	43 784	14,58	243 376	13 085
	Сд 9	5 349	1 728		5	0,21	1 723	579
	Нх 1	129 557	48 067	1 284	4 037	8,12	44 030	1 675
	Нх 3-4	334 307	139 056	4 713	17 806	12,58	121 250	2 441
		1090 772	476 011	8 311	55 632	13,13	410 379	23 044

По состоянию на 01.01.2020г. на Ванкорском месторождение пробурено 640 скважин, в т.ч. 291 добывающих.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2020 года (100 407 тыс. т) составила 28.7 % от начальных извлекаемых запасов (Ванкорский, Северо-Ванкорский Л.У.). Текущий коэффициент нефтеизвлечения 0.064, текущая обводненность – 57 %, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой 40 %.

Из общего объема накопленной добычи нефти на 01.01.2020 – 48 % (39 630 тыс. т) получено за счет фонтанного способа эксплуатации, 72 % (50 776 тыс. т) – за счет ЭЦН.

2.2 Нефтеносность

В мире существует специальная марка, называется Brent. Она считается эталоном качества, на нее ровняется большинство нефтегазовых компаний. Используется подобная марка не только для обозначения состава сырья, но и

ее ценообразования. Как известно, нефть, добытая на территории Ванкорского месторождения, немного превосходит эту черту.

В ней снижено содержание серы – 0,1 – 0,2%, а в эталонной, например 0,4%. К сожалению, из-за небольшого количества в мире, она не может считаться эталонной, но это не снижает ее стоимость, а наоборот повышает.

Поэтому ей был присвоен специальная категория ВСТО (Восточная Сибирь Тихий океан) которая обычно торгуется с премией по отношению к эталону.

Нефтепродуктивность Ванкорского месторождения связана с яковлевским и нижнехетским уровнями. Месторождение является многозалежным, на Государственном балансе на 01.01.2008 г. числятся три газовые залежи – Дл-I-III, Як-I и Як-II, приуроченные к долганской и яковлевской свитам, две нефтяные залежи – Сд-IX и НХ-I, приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам, газонефтяная залежь –Як-III-VII и нефтегазоконденсатная залежь НХ-III-IV, приуроченные к яковлевской и нижнехетской свитам.

Общая характеристика продуктивных залежей и статистические показатели неоднородности приведены в таблице 2.2

Таблица 2.2 Характеристика продуктивных залежей Ванкорского месторождения

Параметры	Объекты разработки						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	ССд-IX	НХ-I	НХ-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	1100	647	659	1671	400	2670	2786
Тип залежи	Пластовый, сводовый литологически экранированный			Массивный,сводовый		Пластовый, сводовый и литологически экранированный	Пластовый, сводовый

Продолжение Таблицы – 2.2

Тип коллектора	Терригенный						
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	247500	3328	2220	71480	7996	384920	301410
Средняя общая толщина, м	29	10	0	82	1	21	62
Средняя газонасыщенная толщина, м	11,2	2,9	1,4	5,9			16,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м				19,1	5,3	6,3	17,3
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	6,5	6,0	8,5	28,5	5,2	2,9	11,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,27	0,25	0,27	0,20	0,20	0,20
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.						0,48	
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ / ВНГЗ, доли ед.				0,59/0,66	00,60	0,30	0,51/0,59
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.				0,61	0,60	0,46	0,53
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	250	51	26	480	40	0	240

2.3 Схема разработки месторождения

Согласно проекту разработки, составленному РН-УфаНИПИнефть в 2009 году, было рассмотрено три варианта разработки. Для разработки был выбран третий вариант разработки, а именно разработка пластов для залежей Суходудинский-(Сд-IX), Нижнехетский-(НХ-I-III-IV), Яковлевский-(Як-I-II), Долгановский-(Дл-I-III). Основной выбор расчетного варианта разработки для залежей пластов Як-III-VII, Нх- I-III-IV.

В целом к концу разработки, по расчетам должны достигаться следующие параметры: накопленная добыча нефти – 520147 тыс.т., жидкости – 3638189 тыс.т, накопленная закачка – 4115312 тыс.м³; растворенного газа –

60998 млн.м³, газа газовых шапок – 47063 млн.м³, газового конденсата – 4848 тыс.т; достижение КИН – 0,434 д.ед., КИК – 0,550 д.ед.

Общий фонд нефтяных скважин – 236 ед.

Соответственно для каждого эксплуатационного объекта была выбран свой вариант разработки:

Як-III-VII – продуктивность яковлевской свиты связана отложениями надводной и подводной дельтовой равнины с отложениями приустьевого взморья – устьевыми барами, валами, отмелями. По простиранию пласты-коллекторы крайне не выдержаны по мощности, представляют собой переслаивание хорошо проницаемых песчаных пород с заглинизированными песчаниками и алевролитами, известковыми и сидеритовыми песчаниками и песчаными сидеритами. В разрезе продуктивной части свиты выделяются пласты-коллекторы Як-I-VII, каждый из которых накапливался в определенных фациальных условиях. Пласты-коллекторы Як-I-III выделяются в толще аллювиальноозерных отложений и связаны с русловыми и пойменными фациями. В зависимости от типа цемента отложения имеют литификацию: от слабой (глинистый цемент), практически пески, до крепких, плотных разностей (карбонатный цемент).

Нх-I-III-IV – продуктивными являются пласты Нх-I, III, IV, представляющими сложный баровый комплекс, образованный сливающимися линейно вытянутыми алевропесчаными линзами. Пласт-коллектор Нх-I интерпретируется как вдольбереговой регрессивный бар, выклинивающийся в северной части территории. Сложен алевролитами, алевропесчаниками и тонкозернистыми песчаниками, серого и светло-серого цвета, горизонтально-, косо- и линзовиднослоистыми. Пласты-коллекторы Нх-III-IV. Пласты-коллекторы Нх-III-IV интерпретируются как баровые тела, формирование которых происходило как в условиях прерывистого развития трансгрессий и регрессий, так и при кратковременной стабилизации уровня моря. Перемычкой между ними является пачка углисто-глинистых пород толщиной 2 м в южной части площади, к северу она опесчанивается.

2.4 Физико-химические свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях

Физико-химические свойства пластовых флюидов определялись на основе отбора и анализа глубинных и поверхностных проб. Пробы отбирались при испытании пластов Нх-I, Нх-III-IV и Як-III-VII, Сд-IX. Свойства пластовой нефти по глубинным пробам представлены в таблице 2.3:

Таблица 2.3 - Свойства пластовой нефти

Наименование	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Сд-IX
Давление насыщения газом, МПа	15,9	25,4	27,1	3,5
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, в том числе, в:				
м ³ /м ³	58,3	186,7	188,8	-
м ³ /т	61,6	202,0	211,0	-
Объемный коэффициент при P _{пл} и t _{пл}				
-однократное разгазирование, доли ед.	1,121	1,44	1,48	1,39
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,120	1,42	1,46	1,37
Плотность пластовой нефти при P _{пл} и t _{пл} , г/см ³				
-однократное разгазирование	-	-	-	-
-дифференциальное разгазирование	0,850	0,692	0,687	0,724
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,826	0,847	0,868
Плотность газа при 20 ⁰ С, г/см ³	0,71	0,84	0,87	-
Вязкость пластовой нефти при P _{пл} и t _{пл} , мПа*с	8,9	0,7	0,7	1,063

Пласты группы Як. По результатам хроматографического анализа в компонентных составах жидкой и газовой фаз пластовой и разгазированной нефти сероводород отсутствует. Нефтяной газ сухой. Коэффициент жирности составляет 3,2 %. Молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта Як-III-VII равна 94,2 %. Молекулярная масса пластовой нефти составляет 192,2 г/моль. По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов Як-III-VII относится к тяжелым (902,3 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых равна 8,9 мПа·с. Нефть относится к средневязким. Нефть пластов характеризуется как малосернистая, малопарафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов от 0,1 % до 0,7 %, с выходом фракций до 350°С от 38 до 77 % объемных. Технологический шифр нефти – IT2П1. Исследования свободного газа не проводились.

Пласты группы НХ. По результатам хроматографического анализа в пластовой нефти сероводород отсутствует. Нефтяной газ жирный. Коэффициент жирности изменяется в пределах от 9,8 % (НХ-I) до 17,7 % (НХ-III-IV). Газ, выделяющийся при однократном разгазировании нефти пласта НХ-I, более обогащен тяжелыми углеводородами (С₆+/- 1,45 %), чем газ пласта НХ-III-IV; молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта НХ-III-IV ниже (82,1 %), чем в НХ-I (90,1 %). Молекулярная масса пластовой нефти изменяется в диапазоне от 101,2 (НХ-III-IV) до 108,3 г/моль (НХ-I). По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов группы НХ легкая (828,1 – 839,2 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых условиях равна 0,7 мПа·с. Соответственно, нефть пластов группы НХ относится к маловязким. Нефти пластов группы НХ характеризуются как малосернистые, парафинистые, малосмолистые, с содержанием асфальтенов от 0,2 (пласт НХ-III-IV) до 0,3 % (пласт НХ-I), с выходом фракций до 350 °С от 56,3 (пласт НХ-III-IV) до 60 % объемных (пласт НХ-I). Технологический шифр нефти – IT1П2. Характеристика свободного газа представлена по трем пробам, отобранным на устье, для пластов НХ-III-IV. Газ относится к сухим – среднее содержание метана 94,5 %, и характеризуется низким содержанием тяжелых гомологов

метана. Этана, в среднем, содержится 0,2 %. Относительная плотность по воздуху в среднем по пласту составляет 0,58.

По данным хроматографического анализа пластов, свойства попутного газа представлены в таблице 2.4.

Таблица 1.4 Свойства попутного нефтяного газа

Параметр	Банкорское месторождение				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Пласты Як-III-VII					
Молярная концентрация компонентов, %					
-сероводород					
-двуокись углерода	0,84	0,01	0,92	0,04	0,32
-азот +редкие в т.ч. гелий	1,94	0,02	0,13		0,08
-метан	94,24	0,10	95,84	0,45	35,87
-этан	2,21	0,15	2,69	0,49	1,10
-пропан	0,23	0,07	0,06	0,04	0,11
-изобутан	0,19	0,07	0,05	0,11	0,09
-нормальный бутан	0,08	0,03	0,02	0,04	0,03
-изопентан	0,08	0,05	0,01	0,09	0,05
-нормальный пентан	0,03	0,02		0,02	0,02
-гексаны Сб+	0,15	99,59	0,27	98,72	62,31
Молярная масса г/моль	16,9	297,9	17,4	303,6	192,17
Плотность:					
-газа, кг/м ³	0,71		0,69		
-газа (отношение. по воздуху), Д.ед.	0,59		0,59		

Продолжение таблицы – 2.4

-нефти, кг/м ³		902,3		901,9	850,0
Пласт НХ-I					
-сероводород					
-двуокись углерода	0,44	0,01	0,74	0,01	0,24
-азот + редкие в т.ч. гелий	0,68		0,28		0,37
-метан	90,05	0,24	89,12	0,27	50,42
-этан	1,58	0,07	2,33	0,12	0,93
-пропан	2,40	0,34	2,96	0,83	1,53
-изобутан	0,84	0,35	0,81	0,73	0,63
-нормальный бутан	1,36	0,86	1,48	1,19	1,16
-изопентан	0,59	1,08	0,49	1,41	0,80
-нормальный пентан	0,58	1,34	0,58	1,54	0,91
-гексаны Сб+	1,45	95,71	1,21	93,88	43,00
Молярная масса г/моль	19,8	220,4	19,9	216,1	108,3
Плотность:					
-газа, кг/м ³	0,90		0,84		
-газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,75		0,70		
-нефти, кг/м ³		828,1		823,0	693,1
Пласты НХ-III-IV					
Молярная концентрация компонентов, %					
-сероводород					
-двуокись углерода	0,31	0,02	0,35		0,03
-азот + редкие в т.ч. гелий	3,08	0,03	1,34		0,08
-метан	82,08	0,02	84,36	0,11	46,70
-этан	3,22	0,15	3,96	0,24	2,36
-пропан	4,19	0,66	3,79	1,61	3,18
-изобутан	1,84	0,76	1,77	1,75	1,59
-нормальный бутан	2,46	1,67	2,40	2,31	2,45
-изопентан	1,02	1,81	0,76	2,74	1,55
-нормальный пентан	0,73	1,99	0,73	2,43	1,44
-гексаны Сб+	1,06	93,01	0,54	88,79	40,61

Продолжение таблицы – 2.4

Молярная масса г/моль	22,2	207,2	21,1	202,5	101,2
Плотность:					
-газа, кг/м ³	0,90		0,89		
-газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,75		0,72		
-нефти, кг/м ³		839,2		845,1	688,2

Пластовая, попутно добываемая вода среднеминерализованная, жесткая, соленая, относится к хлоридно-кальциевому типу. При закачке в пласт через систему ППД необходима дополнительная подготовка пресной воды, добываемой из озер и поверхностных вод для уменьшения эффекта несовместимости вод и как следствие выпадения солей в пласте.

3. Алгоритм комплексных расчетов для выбора электроцентробежного оборудования

Как правило, в Российской Федерации порядка 80% всей доли добываемой нефти приходится на установки электроцентробежных насосов, что говорит об огромной роли погружных насосов в нефтегазовой отрасли. Значимую роль в процессе эксплуатации скважины, является подбор оборудования. Для правильного подбора электроцентробежной установки понимается, определение притока, особенности скважин для которой будет производится подбор оборудования, особенности температурного режима, определение PVT свойств нефти.

3.1 Особенности подбора оборудования для условий Ванкорского месторождения

При решении практических задач проектирования и анализа разработки нефтяных месторождений, одной из основных формул для оценки дебитов скважин является известная формула Дюпюи. Поэтому естественным образом возникает вопрос получения аналога формулы Дюпюи и для притока жидкости в горизонтальную скважину.

Было получено много формул, определяющих приток к горизонтальной скважине: Борисова, Giger, Joshi, Renard, Евченко. В качестве основной для расчета дебита скважин Ванкорского месторождения примем формулу Joshi, которая имеет вид:

$$q_r = \frac{2\pi K_r h}{\mu} \cdot \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{2r_c}},$$

$$\text{где } a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^4} \right]^{\frac{1}{2}} - \text{большая полуось эллипса,}$$

равновеликого по площади кругу с радиусом дренирования R_k .

$$\beta = \sqrt{\frac{K_r}{K_v}} - \text{коэффициент анизотропии;}$$

K_r – проницаемость пласта в горизонтально направлении;

K_v – проницаемость по вертикали.

Добыча нефти в последние годы производится, преимущественно, кустовым методом с применением скважин с ориентированным профилем. При этом большое число таких скважин имеют существенную кривизну ствола (до 2 и более градусов на 10 м). Несмотря на экономические, экологические, организационные преимущества кустового способа бурения, такие скважины по сравнению с вертикальными создают дополнительные трудности для работы подземного насосного оборудования.

При эксплуатации скважин установками электрических центробежных насосов (УЭЦН) ориентированный профиль ствола отрицательно влияет на рабочие характеристики установок и уменьшает межремонтный период скважин, повышая вероятность такого серьезного вида аварии как полет установки на забой вследствие поломки корпуса, расчленения в местах соединения секций насоса, погружного электродвигателя и других элементов. Одной из основных причин поломок является вибрация, возникающая из-за прогиба вала насосной установки, работающей в интервале повышенной кривизны ствола.

Ввиду этого, для определения прогиба установки в искривленном участке ствола скважины с учетом собственного веса УЭЦН, а также различных габаритов и жесткости ее узлов необходимо использовать модель упругодеформированного состояния. С помощью данной модели возможно получить научно-обоснованные пределы допустимой кривизны ствола

скважины и осуществлять таким образом выбор безопасных допустимых пределов кривизны профиля скважин в интервале подвески, а также внести изменения в методику подбора УЭЦН и расчета технологических параметров, учитывающих особенности эксплуатации таких скважин, интервалов подвески установки.

Таким образом, для повышения эффективности эксплуатации УЭЦН в скважинах с ориентированным профилем необходимо обосновать допустимые пределы кривизны профиля скважин в интервале подвески.

Максимально допустимая кривизна скважины при спуске установки определенного поперечного габарита определяется допустимой упругой деформацией материалов из которых изготовлена установка и составляет, по данным производителей оборудования, не более 2 градусов на 10 метров длины.

По нормативным документам место подвески насоса должно быть выбрано таким образом, чтобы не подвергнуть прогибу установку и, как минимум, вписать ее в участок ствола скважины.

На протяжении более полувековой истории эксплуатации УЭЦН на российских нефтепромыслах условия максимально допустимой кривизны не уточнялись и не видоизменялись.

На начальном этапе условие вписываемости установки в скважину было выведено на основе анализа размеров различных установок, предназначенных для эксплуатации в соответственных обсадных колоннах. Это условие было выражено следующим образом – темп набора кривизны ствола скважины не должен быть более 3 минут на 10 м длины, что было получено для наиболее «узкой» комбинации (установка габарита 5А и обсадная колонна 5³/₄”). Большинство комбинаций «установка-скважина» отличается от «стандартной».

Исходя из этого и учитывая применение в скважинах новых диаметральных габаритов и различных комбинаций, возникла проблема определения условия вписываемости конкретных установок.

Геометрическое обоснование представлено на рис 3.1, где угол α есть искомая величина – темп набора кривизны.

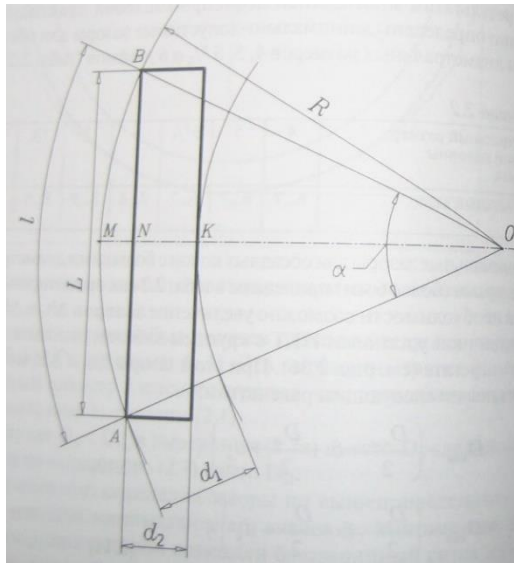


Рис. 3.1 Геометрическое обоснование предела вписываемости установок центробежного насоса в ствол скважины

Выразим угол α

$$\alpha = 360 \frac{l}{2\pi R} \quad (3.1)$$

Выразим R

$$R^2 = \left(\frac{L}{2}\right)^2 + [R - (d_1 - d_2)]^2 \quad (3.2)$$

Из которого получаем

$$R = \frac{L^2}{8(d_1 - d_2)} + \frac{d_1 - d_2}{2} \quad (3.3)$$

Пренебрегаем вторым слагаемым ввиду его малости и подставляем в (3.4):

$$\alpha \cong \frac{275160(d_1 - d_2)}{L^2} \quad (3.4)$$

$s = d_1 - d_2$ – зазор между насосом и эксплуатационной установкой, м.

L – длина установки, м

На Ванкорском месторождении применяются эксплуатационные колоны большого диаметра 178x10 мм и насосные установки 400 (внешний диаметр 4") и 538 (внешний диаметр 5.38") серии, поэтому возникла необходимость определения условия вписываемости данной конкретной установки.

Подставляя значения в формулу, получаем

Для 538 серии:

$$\alpha = \frac{275160 \cdot (160 - 136)/1000}{50^2} = 2,57 \text{ минут}/10 \text{ м}$$

Для 400 серии:

$$\alpha = \frac{275160 \cdot (160 - 102)/1000}{50^2} = 6,38 \text{ минут}/10 \text{ м}$$

Полученные значения говорят о увеличении границ спуска ЭЦН, особенно для насосов 400 серии, где темп набора кривизны может достигать 6,38 минут на 10 метров.

Наличие горизонтального окончания заставляет расчленить профиль скважины для увеличения точности расчетов для поэтапного расчета гидродинамических сопротивлений и градиентов давлений на данных участках.

На рис. 3.2 представлена типичная конструкция горизонтальной скважины Ванкорского месторождения. Для расчета разбиваем профиль на 3 участка:

- Участок I от устья скважины до башмака направления – условно-вертикальный участок, набор кривизны не более 0,5 градусов на 10 метров. Внутренний диаметр колонны 158 мм.

- Участок II – наклонено-направленный участок, зенитный угол от 10 до 30 градусов. Внутренний диаметр колонны 158 мм.

- Участок III – горизонтальное окончание, зенитный угол 90 градусов, используется для расчета притока дебита. Внутренний диаметр 103 мм.

В качестве схематизации предлагается участок III представить виде наклонно-направленного участка с дополнительными гидродинамическими сопротивлениями от движения по длине горизонтального участка.

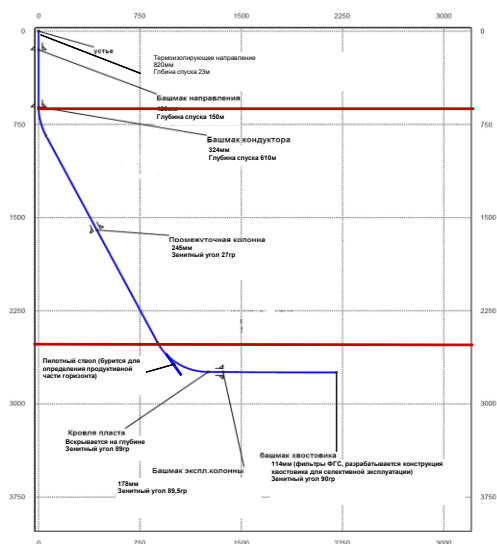


Рис. 3.2 Типичный профиль горизонтальной скважины Ванкорского месторождения.

В таблице 3.1 приведены особенности температурного режима значения содержания в нефти парафинов и асфальтенов для нефти разных эксплуатационных объектов

Таблица 3.1 Характеристика продуктивных пластов по содержанию АСПО

	Як-III-VI	Нх-I	Нх-III-IV
Смолы, %	9,7	9,8	6,6
Асфальтены, %	0,3	0,3	6,2
Парафины, %	0,9	0,9	2,9
Температура плавления парафина, С	57	59	59

При подборе погружного оборудования необходимо подобрать температурный режим, который бы обеспечивал минимальный риск выпадения АСПО в насосе.

Использование обсадной колонны внутреннего диаметра 160мм в совокупности с большим газовым фактором, является первопричиной фонтанирования по затрубному пространству – нефть в виде пены поднимается до устья скважины за счет разницы в гидравлических сопротивлениях трубного и межтрубного пространства. Чаще всего к ФПЗ приводит неправильный расчет погружного оборудования. Существует два принципиальных метода борьбы с ФПЗ – увеличение мощности насоса, путем его смены или регулированием частотных характеристик, и увеличение диаметра НКТ

3.2 Выбор скважины и подбор глубинно-насосного оборудования на Ванкорском месторождении.

На основе приведенных выше особенностей будет произведен подбор оборудования для скважин одной из кустовых площадок Ванкорского

месторождения. Глубинно-насосное оборудование одной из скважин было подобрано по методике Ляпкина с учетом характерных особенностей, присущих данному месторождению.

Методика «ручного» подбора УЭЦН свелась к следующим основным этапам:

- подготовка исходных данных о параметрах пласта, скважины, флюида и системы сбора;
- построение индикаторной кривой по данным ГДИС, определение необходимой депрессии на пласт;
- определение гидродинамических потерь по длине горизонтального ствола;
- построение кривых распределения давления и газосодержания, в обсадной колонне в интервале от забойного до устьевого давления;
- выбор предельного газосодержания на входе в насос, принятие решения о применении газосепаратора;
- проверка возможности работы погружного оборудования на выбранной глубине, основываясь на данных инклинометрии;
- расчет распределения давления в НКТ;
- определение перепада давления в НКТ и скважине, оценка необходимого напора, развиваемого насосом;
- определение необходимых паспортных значений Q и H насоса для извлечения флюида;
- выбор типоразмера и марки насоса;
- расчет потребляемой мощности и выбор электродвигателя;
- проверка температурного режима на глубине спуска насоса для предотвращения отложений АСПО ;

Была выбрана скважина 509св ввиду особых осложнений при эксплуатации, как скважина, характеризующая все месторождение в целом.

В таблице 3.2 представлены характеристики пласта, скважины, подъемника и добываемого флюида. Данные были взяты из технологического режима скважины, составленного на 5 марта 2015 года и проекта разработки месторождения.

Значение G было вычислено по формуле (3.5):

$$G = (T_{\phi} - T_{HC}) / (L_{\phi} - L_{HC}); \quad (3.5)$$

где T_{HC} - температура нейтрального слоя земной коры, было принято за 278 К; L_{HC} - глубина залегания нейтрального слоя горных пород от поверхности земли приблизительно равная 25 м; значение θ вычисляют по формуле.

Таблица 3.2 Исходные данные

1	Пластовое давление, приведенное к верхнему ряду отверстий фильтра эксплуатационной колонны	$P_{пл}$	14,5 МПа
2	Температура продукции у верхних отверстий фильтра, практически равная температуре пласта	T_{ϕ}	307К
3	Расстояние по вертикали от устья скважины до верхних отверстий, фильтра ее эксплуатационной колонны	H_{ϕ}	3268 м
4	Зенитный угол II участка	θ	25 град.
5	Внутренний диаметр эксплуатационной колонны в месте размещения электродвигателя УЭЦН	$D_{ЭК}$	0,158 м
6	Коэффициент проницаемости	k	360 мДарси
7	Давление в выкидной линии	$P_{л}$	4,3 МПа
8	Технологическая норма отбора жидкости из скважины, приведенная к стандартным условиям (дебит скважины)	$Q_{ж}$	60 м ³ /сут
9	Внутренний диаметр колонны НКТ	$D_{НКТ}$	0,089 м

Продолжение таблицы – 3.2

10	Давление насыщения нефти попутным газом по данным однократного разгазирования нефти при температуре пласта	$P_{нас}$	15,9 МПа
11	Газовый фактор нефти, то есть приведенное к СУ количество газа, выделяющегося из нефти при снижении давления от $P_{нас}$ до $P = 0,1013$ МПа при $T_{пл}$	$G_{н.н}$	48 м ³ /м ³
12	Плотность попутного газа при СУ	$\rho_{гсу}$	0,69 кг/м ³
13	Объемная доля азота в попутном газе при СУ	Y_A	0,02
14	Плотность нефти при СУ	$\rho_{нсу}$	902 кг/м ³
15	Плотность технологической жидкости для глушения скважины	$\rho_{тсу}$	900 кг/м ³
16	Объемная доля попутной воды в добываемой из скважины жидкости при СУ	$\beta_{всу}$	0,04
17	Плотность попутной воды при СУ	$\rho_{всу}$	1010 кг/м ³
18	Поправка на влияние попадания в призабойную зону пласта технологической жидкости при промывках или глушении скважины на коэффициент ее продуктивности	λ	1
19	Геотермический градиент	α	0,0 09 К/м
20	Коэффициент растворимости попутного газа в попутной воде.	a_g	0,1 5
21	Длина горизонтального участка	L	1000м
22	Нефтенасыщенная толщина	h	2,7 м
23	Скин-фактор	S	3,5
24	Радиус контура питания	R	250 м

Для решения задачи нам необходимо знать зависимости газонасыщенности, объемного коэффициента, плотности и вязкости нефти от давления. Для первых двух значений воспользуемся данными, полученными при исследовании глубинных проб для объекта Як III-VII, отобранные компаниями Schlumberger (красный маркер) и «РОСНИПИТЕРМНЕФТЬ» (синий маркер). На рисунке 3.3 изображены зависимости газосодержания и объемного газового фактора от давления по данным Schlumberger

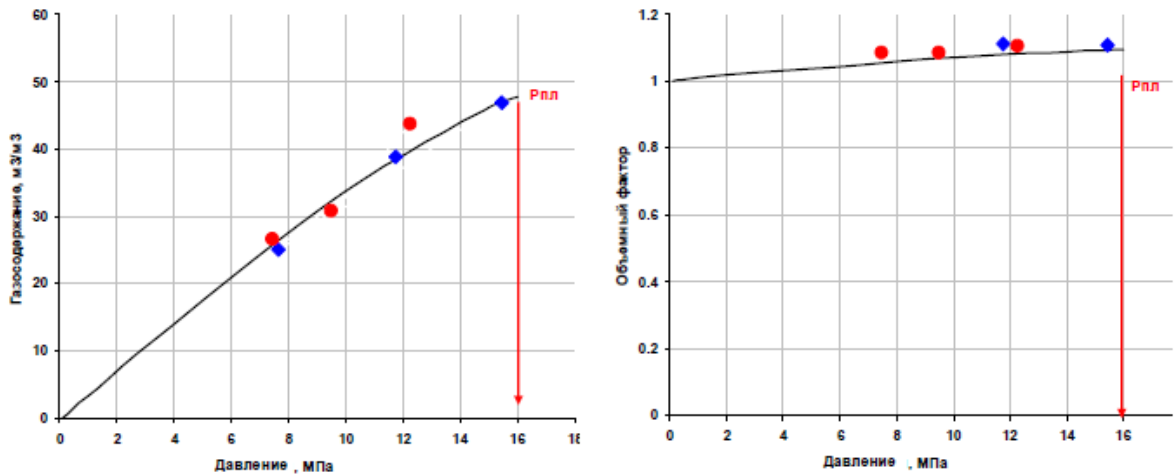


Рис. 3.3 Зависимости газосодержания и объемного газового фактора от давления по данным Schlumberger

Зависимость плотности и вязкости определим с помощью аппроксимаций значений, данных в пластовых и стандартных условиях, с помощью программы Excel.

- зависимость плотности нефти от давления:

$$\rho_n(p) = -3,89 \cdot p + 906; \quad (3.6)$$

- зависимость вязкости нефти от давления:

$$\mu_n(p) = 12,935p^{-0,147}; \quad (3.7)$$

Ввиду того, что скважина горизонтальная, то можно использовать формулы притока Ю. П. Борисова и Joshi. Суть всех этих формул сводиться к линейной зависимости от коэффициента продуктивности, который имеется в исходных данных по результатам ГДИС после бурения.

$$P_{\text{заб.опт}} = 0,75 \div 0,85P_{\text{нас}} \approx 11 \text{ МПа}$$

Приток к скважине по формуле Joshi

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h\beta^2}{L} \ln \left(\frac{h}{2r\pi} \right) + S \right]} \quad (3.8)$$

$$a = \frac{L}{2} \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R}{L} \right)^4}} \quad (3.9)$$

Рассчитываем коэффициент а по (3.9)

$$a = \frac{1000}{2} \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{250}{1000} \right)^4}} = 266,74 \text{ м.}$$

$$Q = \frac{2 \cdot 3,1415 \cdot 360 \cdot 10^{-12} \cdot 2,7 \cdot (15,9 - 11) \cdot 10^6 \cdot 86400}{8,9 \cdot 10^{-3} \left[\ln \left(\frac{266,74 + \sqrt{266,74^2 - (255/2)^2}}{1000/2} \right) + \frac{2,7 \cdot 0,5^2}{1000} \ln \left(\frac{2,7}{2 \cdot 250 \cdot 3,1415} \right) + 3,5 \right]} =$$

$$= 60 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Определяем гидродинамические потери по длине горизонтального ствола:

Потери давления на трение в горизонтальном стволе:

- Длина горизонтального ствола
- Диаметр скважины (хвостовика)
- Скорость флюида
- Шероховатость внутренней поверхности
- Плотность флюида
- Режим течения

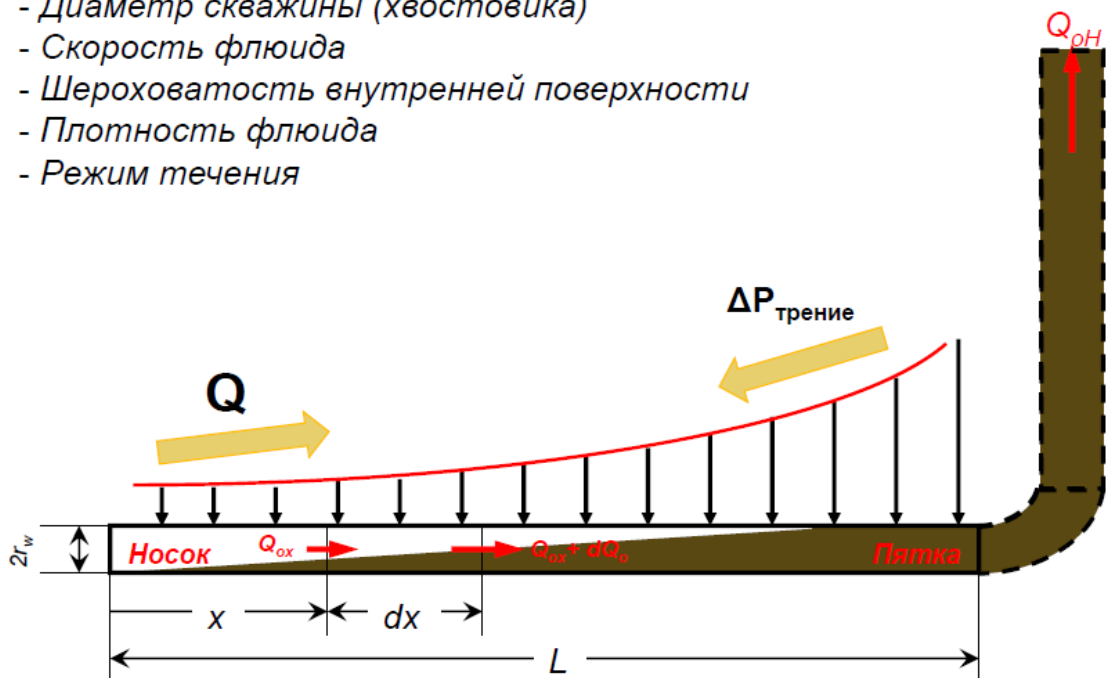


Рис. 3.5 - Схематизация потерь давления в горизонтальном стволе

Горизонтальный ствол скважины можно условно принять за шероховатую трубу длиной 1000 м. Таким образом для этого участка применимы законы гидромеханики:

Определим число Рейнольдса для потока флюида по (3.10)

$$\text{Re} = \frac{d\omega}{\nu} = \frac{4\rho Q}{\mu\pi d} = \frac{4 \cdot 903 \cdot 60}{8,73 \cdot 10^{-3} \cdot 3,14 \cdot 0,103 \cdot 24 \cdot 3600} = 888 < 2300 \quad (3.10)$$

Так как число Рейнольдса меньше 2300, то режим течения по всему горизонтальному окончанию ламинарный.

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} = 0,072$$

Рассчитаем потери по длине горизонтального участка длиной 1000 метров (3.11):

$$\Delta H = \int \lambda \frac{1}{d} \frac{\omega^2}{2g} dl = \int_0^l \frac{128\mu Q^*}{\rho g \pi d^4} dl = \frac{128 \cdot 8,73 \cdot 10^{-3} \cdot \ln 1000 \cdot 60}{903 \cdot 9,81 \cdot 3,14 \cdot 0,103^4 \cdot 3600 \cdot 24} = 1,32 \text{ м} \quad (3.11)$$

Рассчитаем местные сопротивления от фильтр-хвостовика (3.12)

$$\Delta H = \zeta \frac{\omega^2}{2g} = \frac{1,5 \cdot 60^2 \cdot 16}{2 \cdot 9,81 \cdot 3600^2 \cdot 24^2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,103^4} = 5,31 \cdot 10^{-7} \text{ м} \quad (3.12)$$

Как видно, потери давления по длине горизонтального участка незначительны и ими можно пренебречь при расчетах. Это обуславливается малым притоком (60 м³/сут) и большим диаметром горизонтального окончания.

Расчет кривой распределения давления в эксплуатационной скважине, рассчитываем и строим методом «снизу-вверх» две кривые: кривую P (L_{ЭК}) изменения давления по длине эксплуатационной колонны скважины в пределах от P_{ЗАБ} до P_Л, где P_Л - давление в выкидной линии скважины, и кривую β_Г(L_{ЭК}) .

Изменения объемного расходного газосодержания в скважинной продукции по длине эксплуатационной колонны в пределах того же

интервала давлений. Расчет кривых выполняем по способу Крылова-Лутошкина.

Разбиваем интервал давлений $P_{ЗАБ} - P_{Л}$ на 7 ступеней, значение перепада давлений на одной ступени будет равняться:

$$\Delta P = 1 \text{ МПа}$$

Вычисляем значения среднего абсолютного давления для каждой ступени по уравнению:

$$P_{CP1} = P_{ЗАБ} - 0,5 \cdot \Delta P \quad (3.13)$$

$$P_{CP(j+1)} = P_{CPj} - \Delta P \quad (3.14)$$

$$P_{CP1} = 10,5, P_{CP2} = 9,5, P_{CP3} = 8,5, P_{CP4} = 7,5, P_{CP5} = 6,5, P_{CP6} = 5,5, P_{CP7} = 4,5$$

Вычисляем длины участков ΔL_i эксплуатационной колонны, соответствующие 1-й, 2-й и т. д. ступеням давления, по формуле:

$$\Delta L_i = \frac{10^6 \cdot \Delta p_i}{g \cdot (\varphi_{Hi} \cdot \rho_{Hi} + \varphi_{Bi} \cdot \rho_{Bi} + \varphi_{Gi} \cdot \rho_{Gi}) \cdot \cos \theta + \frac{\lambda_{CMi}}{2D_{Г}} \left(\frac{\rho_{Hi}}{\varphi_{Hi}} \omega_{ПР.Hi}^2 + \frac{\rho_{Bi}}{\varphi_{Bi}} \omega_{ПР.Bi}^2 + \frac{\rho_{Gi}}{\varphi_{Gi}} \omega_{ПР.Gi}^2 \right)} \quad (3.15)$$

Расчет ΔL_i ведем в следующем порядке:

Так как забойное давление ниже давления насыщения, то во всей эксплуатационной колонне течет газожидкостная смесь.

- находим по зависимости (3.6) среднюю плотность нефти ρ_{H1} :

$$\rho_{H1} = -3,89 \cdot 10,5 + 906 = 865,15 \text{ кг/м}^3;$$

- значение b_{H1} можно найти по рис 3.7

$$b_{H1} = 1,08;$$

- вычисляем $\beta_{ВЖ1}$ - объемное водосодержание в жидкой части продукции на первом участке:

$$\beta_{ВЖ1} = \frac{1}{\left[1 + b_{H1} \left\{ \frac{1}{\beta_{BCV}} - 1 \right\} \right]} = \frac{1}{\left[1 + 1,08 \left\{ \frac{1}{0,04} - 1 \right\} \right]} = 0,0371 \quad (3.16)$$

- вычисляем объемные расходы нефти и воды, приведенные к стандартным условиям:

$$Q_{жсв} = \frac{60}{(3600 \cdot 24)} = 0,00069444 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{H1} = 0,000694444 (1 - 0,04) \cdot 1,08 = 0,000926 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_B = 0,00069444 \cdot 0,04 = 0,0000277 \text{ м}^3/\text{с};$$

- рассчитываем внутреннюю площадь эксплуатационной колонны:

$$S = (3,14 \cdot 0,158^2) / 4 = 0,01959 \text{ м}^2;$$

- находим в первом приближении длину участка эксплуатационной колонны ΔL_1 , соответствующую перепаду давления ΔP_1 по (3.15), приняв $\rho_{H1} = 865,15 \text{ кг/м}^3$, $\varphi_{B1} = \beta_{BЖ1}$, $\varphi_{H1} = 1 - \beta_{BЖ1}$, $\varphi_{Г1} = 0$ и правое выражение в знаменателе равно нулю:

$$\Delta L_1 = \frac{1 \cdot 10^6}{9,81 \cdot (0,04 \cdot 1010 + 0,96 \cdot 865,15) \cdot \cos 25^\circ} = 129,4 \text{ м};$$

- вычисляем расстояние от устья до середины первого участка колонны:

$$L_1 = \frac{H_\phi}{\cos \theta} - \frac{1}{2} \Delta L_1 = \frac{3268}{\cos 25^\circ} - \frac{1}{2} \cdot 129,4 = 3541,17 \text{ м}; \quad (3.17)$$

- вычисляем средние значения приведенных скоростей нефти и воды :

$$\omega_{пр.Н1} = \frac{Q_{H1}}{S} = \frac{0,000926}{0,01959} = 0,047269 \text{ м/с}; \quad (3.18)$$

$$\omega_{пр.В} = \frac{Q_B}{S} = \frac{0,0000277}{0,01959} = 0,001417 \text{ м/с}; \quad (3.19)$$

- вычисляем температуру потока в среднем сечении участка ΔL_1 по формуле (3.20):

$$T_1 = T_\phi - (H_\phi - L_1 \cdot \cos \theta) \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot \alpha}{10^{Q_{жсв} / (20 \cdot D_{эк}^{2,67})}} = 307 - (3268 - 3541,17 \cdot \cos 25^\circ) \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot 0,009}{10^{0,00069444 / (20 \cdot 0,168^{2,67})}} = 307,61 \quad (3.20)$$

- вычисляем значение коэффициента сверхсжимаемости попутного газа, для чего рассчитываем следующие коэффициенты:

относительная плотность $\rho_{Г.отн}$ попутного газа

$$\rho_{Г.отн} = \frac{\rho_{ГСУ}}{1,205} = \frac{0,69}{1,205} = 0,5726 ; \quad (3.21)$$

$\rho_{У.отн}$ - относительная плотность по воздуху смеси углеводородных и неуглеводородных, кроме азота, газов, которую можно определить по относительной плотности всего газа при СУ по формуле:

$$\rho_{У.отн} = \frac{(\rho_{Г.отн} - \rho_{А.отн} \cdot y_a)}{(1 - y_a)} = \frac{(0,5726 - 0,97 \cdot 0,02)}{(1 - 0,02)} = 0,5644 \quad (3.22)$$

где $\rho_{А.отн} = 0,970$ – относительная (по воздуху) плотность азота при СУ;

$P_{пр}$ и $T_{пр}$ - приведенные давление и температура смеси углеводородных и не углеводородных (без азота) газов, определяем по формулам:

$$P_{пр1} = \frac{10 \cdot p_1}{(46,9 - 2,06 \cdot \rho_{У.отн}^2)} = \frac{10 \cdot 10,5}{(46,9 - 2,06 \cdot 0,5644^2)} = 2,2705 \quad (3.23)$$

$$T_{пр1} = \frac{T_1}{(97 + 172 \cdot \rho_{У.отн})} = \frac{307,61}{(97 + 172 \cdot 0,5644)} = 1,585 \quad (3.24)$$

из полученных значений находим коэффициент сверхсжимаемости попутного газа без азота:

если $0 < P_{пр} < 4$ и $1,17 < T_{пр} < 2$, то

$$z_y = 1 - p_{пр} \cdot \left(\frac{0,18}{T_{пр} - 0,73} - 0,135 \right) + 0,0161 \cdot p_{пр}^{3,45} / T_{пр}^{6,1} \quad (3.25)$$

$$z_{o1} = 1 - 2,2705 \cdot \left(\frac{0,18}{1,585 - 0,73} - 0,135 \right) + 0,0161 \cdot 2,2705^{3,45} / 1,585^{6,1} = 0,845$$

далее находим коэффициент сверхсжимаемости азота:

$$\begin{aligned} z_{a1} &= 1 + 564 \cdot 10^{-13} \cdot (T_1 - 273)^{3,71} \cdot p_{ср1}^{14,7/\sqrt{T-273}} = \\ &= 1 + 564 \cdot 10^{-13} \cdot (307,61 - 273)^{3,71} \cdot 10,50^{14,7/\sqrt{307,61-273}} = 1,029 \end{aligned} \quad (3.26)$$

затем находим коэффициент сверхсжимаемости попутного газа:

$$z_1 = z_{y1} \cdot (1 - y_a) + z_{a1} \cdot y_a = 0,845 \cdot (1 - 0,02) + 1,029 \cdot 0,02 = 0,84868; \quad (3.27)$$

- Определим газонасыщенность нефти по рис. 3.7:

$$Г_{H1} = 34 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

- вычисляем объемный расход газа через среднее сечение участка ΔL_1 по (3.26), положив в формуле $K_c = 0$, $K_{\phi H} = K_{\phi B} = 1$, приравняв нулю слагаемое с множителем a_{Γ} :

$$Q_{\Gamma} = Q_{жсу} \frac{z p_{cm} T}{p T_{cm}} \left\{ (1 - \beta_{всу}) [(1 - K_c)(\Gamma_{н.нас} - \Gamma_{н.вх}) - K_{\phi H}(\Gamma_{н} - \Gamma_{н.вх})] + \right. \\ \left. + \alpha_z \beta_{всу} [(1 - K_c)(p_{нас} - p_{вх}) - K_{\phi B}(p - p_{вх})] \right\} \quad (3.28)$$

$$Q_{\Gamma 1} = \frac{0,00069444 \cdot 0,848 \cdot 0,1013 \cdot 307,61}{(293,2 \cdot 10,50)} \cdot (1 - 0,04) \cdot (48 - 34) = 0,0008016 \text{ м}^3/\text{с};$$

- вычисляем значение приведенной скорости газа по (3.19):

$$\omega_{пр.\Gamma 1} = \frac{0,0008016}{0,01959} = 0,0409188 \text{ м/с};$$

- вычисляем скорость смеси, как сумму приведенных скоростей по трем фазам:

$$\omega_{см 1} = 0,0409188 + 0,047264 + 0,001417 = 0,0895998 \text{ м/с};$$

- находим значение первой критической скорости потока:

$$\omega_{кр.1} = 0,064 \cdot 56^{\beta_{вж}} \cdot (g \cdot D_{\Gamma})^{1/2} \quad (3.29)$$

$$\omega_{кр.1.1} = 0,064 \cdot 56^{0,0371} (9,81 \cdot 0,158)^{0,5} = 0,0925 \text{ м/с};$$

- затем находим значение второй критической скорости потока:

$$\omega_{кр.2} = 0,487 \cdot (g \cdot D_{\Gamma})^{1/2} \quad (3.30)$$

$$\omega_{кр.2} = 0,487 \cdot (9,81 \cdot 0,158)^{1/2} = 0,606 \text{ м/с};$$

- определяем тип структуры смеси по таблице структур в методических указаниях по подбору электроцентробежного насоса к скважине П.Д. Ляпкина. Так как $\beta_{вж} > 0,5$, $p > 0,7$ МПа, $\omega_{см 1} < \omega_{кр.1.1}$, то смесь относится к типу нефть/вода (Н/В) и имеет капельную структуру;

- определяем значение поверхностного натяжения между водой и попутным газом по следующей формуле:

$$\sigma_{ВГ} = 10^{-(1,19 + 0,01 \cdot p)} \quad (3.31)$$

$$\sigma_{ВГ 1} = 10^{-(1,19 + 0,01 \cdot 10,5)} = 0,05 ;$$

- затем находим значения поверхностного натяжения между нефтью и попутным нефтяным газом, а также поверхностное натяжение между водой и нефтью по следующим формулам:

$$\sigma_{HG} = 10^{-(1,58+0,05 \cdot p)} - 72 \cdot 10^{-6} (T - 305) \quad (3.32)$$

$$\sigma_{iA_1} = 10^{-(1,58+0,05 \cdot 10,50)} - 72 \cdot 10^{-6} (307,61 - 305) = 0,007706 \text{ Н/м};$$

$$\sigma_{HB} = \sigma_{BG} - \sigma_{HG} \quad (3.33)$$

$$\sigma_{HB1} = 0,05 - 0,007706 = 0,042294 \text{ Н/м};$$

- вычисляем кажущуюся вязкость жидкости. Так как тип структуры в нашем случае Н/В, то кажущаяся вязкость вычисляется по формуле (3.7):

$$\mu_{ж} = 8,5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

$$\mu_{B1} = \frac{0,0014 + 38 \cdot 10^{-7} (1010 - 1000)}{10^{0,0065(307,61 - 273)}} = 0,85 \text{ мПа} \cdot \text{с};$$

- вычисляем истинную долю газа в смеси по формуле (3.34). Поток трехфазный типа Н/В капельно-пузырьковой структуры:

$$\varphi_{Г} = \frac{\omega_{np.z}}{\omega_{CM} + 0,23 \cdot \left(\frac{\sigma_{ЖГ}}{\sigma_{BG}^*}\right)^{0,83} \cdot \left(\frac{\mu_{ж}}{\mu_B^*}\right)^{0,44} \cdot e^{-0,01 \cdot \mu_{ж} / \mu_B^*}} \quad (3.34)$$

где $\sigma_{BG}^* = 0,067 \text{ Н/м}$, $\mu_B^* = 0,0011 \text{ Па} \cdot \text{с}$;

$$\varphi_{Г1} = \frac{0,0409188}{0,0895992 + 0,23 \left(\frac{0,007706}{0,067}\right)^{0,83} \cdot \left(\frac{0,00085}{0,0011}\right)^{0,44} e^{-0,01 \frac{0,00085}{0,0011}}} = 0,231$$

- вычисляем истинную долю нефти в жидкости трехфазного потока по (3.35), поскольку внутренней фазой из двух жидкостей является нефть:

$$\varphi_{HЖ} = \frac{\omega_{ПР.Н}}{\omega_{СМЖ} + [0,54 \cdot (0,01 + \beta_{ВЖ}^{0,152}) - \frac{\omega_{СМЖ}}{\sqrt{g \cdot D_e}}] \cdot (4 \cdot g \cdot \sigma_{HB} \frac{\rho_g - \rho_n}{\rho_g^2})^{0,25}} \quad (3.35)$$

где $\omega_{СМ.Ж1} = \omega_{ПР.Н1} + \omega_{ПР.В} = 0,047269 + 0,001417 = 0,04868 \text{ м/с}$;

$$\varphi_{HЖ1} = \frac{0,047269}{0,04868 + [0,54 \cdot (0,01 + 0,0371^{0,152}) - \frac{0,04868}{\sqrt{9,81 \cdot 0,158}}] \cdot (4 \cdot 9,81 \cdot 0,04224 \frac{1010 - 865,15}{1010^2})^{0,25}} = 0,864$$

- находим долю воды в жидкой части потока по (3.36):

$$\varphi_{ВЖ} = 1 - \varphi_{НЖ} \quad (3.36)$$

$$\varphi_{ВЖ1} = 1 - 0,864 = 0,136;$$

- вычисляем истинную долю каждой из жидких фаз по (3.37) и (3.38) в водонефтегазовом потоке:

$$\varphi_B = \varphi_{ВЖ} \cdot (1 - \varphi_G) \quad (3.37)$$

$$\varphi_H = \varphi_{НЖ} \cdot (1 - \varphi_G) \quad (3.38)$$

$$\varphi_{B1} = 0,136 \cdot (1 - 0,232) = 0,105 ;$$

$$\varphi_{H1} = 0,864 \cdot (1 - 0,232) = 0,6635 ;$$

- делаем проверку результатов оценки значений истинных долей фаз в трехфазном потоке: сумма долей фаз должна быть равна 1:

$$0,232 + 0,663 + 0,105 = 1,000;$$

- вычисляем значение плотности попутного газа (3.39):

$$\rho_G = \rho_{ГCV} \cdot \frac{p \cdot T_{cm}}{z \cdot p_{cm} \cdot T} \quad (3.39)$$

$$\rho_{G1} = 0,69 \cdot \frac{10,5 \cdot 293,2}{0,848 \cdot 0,1013 \cdot 307,61} = 80,38 \text{ кг/м}^3;$$

- вычисляем объемную расходную долю попутного газа в потоке на первом участке эксплуатационной колонны по (3.40):

$$\beta_\Phi = \frac{\omega_\Phi}{\omega_{CM}} \quad (3.40)$$

$$\beta_{G1} = \frac{0,0409188}{0,0895992} = 0,456;$$

- Вычисляем по (3.15) значение ΔL_1 во втором приближении (потери на трение в эксплуатационной колонне пренебрегаем):

$$\Delta L_1 = \frac{1 \cdot 10^6}{9,81 \cdot (865,61 \cdot 0,663 + 1010 \cdot 0,105 + 80,38 \cdot 0,232) \cdot \cos 25^\circ} = 161 \text{ м};$$

- вычисляем расстояние от устья до середины первого участка колонны по (3.17):

$$L_1 = \frac{3268}{0,9063} - 161/2 = 3525,4 \text{ м};$$

Далее вычисляем значения $\Delta L_2 \dots \Delta L_{12}$ и $\beta_{\Gamma 2} \dots \beta_{\Gamma 12}$ аналогично вычислению ΔL_1 и $\beta_{\Gamma 1}$.

Результаты расчетов кривых $P(L_{ЭК})$ и $\beta_{\Gamma}(L_{ЭК})$ представлены в таблице 3.3 в которой: $P_1 = P_{ЗАБ} - \frac{\Delta P}{2}$, $P_{i+1} = P_i - \Delta P$ (i=1-11) - давления в верхнем сечении

i-го участка эксплуатационной колонны; $L_{pi} = \frac{H_{\phi}}{\cos \theta} - \sum_1^i \Delta L$ - расстояние от устья до верхнего сечения i-го участка колонны по ее длине.

Таблица 3.3 Результаты расчета (Эксплуатационная колонна).

	Ед. изм.	1	2	3	4	5	6	7
P_i	МПа	10,5	9,5	8,5	7,5	6,5	5,5	4,5
ΔL_i	м	183	250,5	300,6	358,4	410	509,7	574,3
$\beta_{\Gamma i}$	м ³ /м ³	0,456	0,51	0,577	0,633	0,703	0,789	0,89
L_{pi}	м	3515,6	3265,1	2964,5	2606,1	2196,1	1686,4	1112,1

Затем строим распределение объемного расходного газосодержания в зависимости от глубины (рис. 3.6). По этой кривой находим глубину спуска электроцентробежного насоса при объемном расходном газосодержании равном 0,70. Глубина спуска равняется 2190м.

Далее строим кривую распределения давления (рис. 3.7) в эксплуатационной колонне и по ней находим давление на приеме насоса. Давление на приеме ЭЦН = 6,53 МПа.

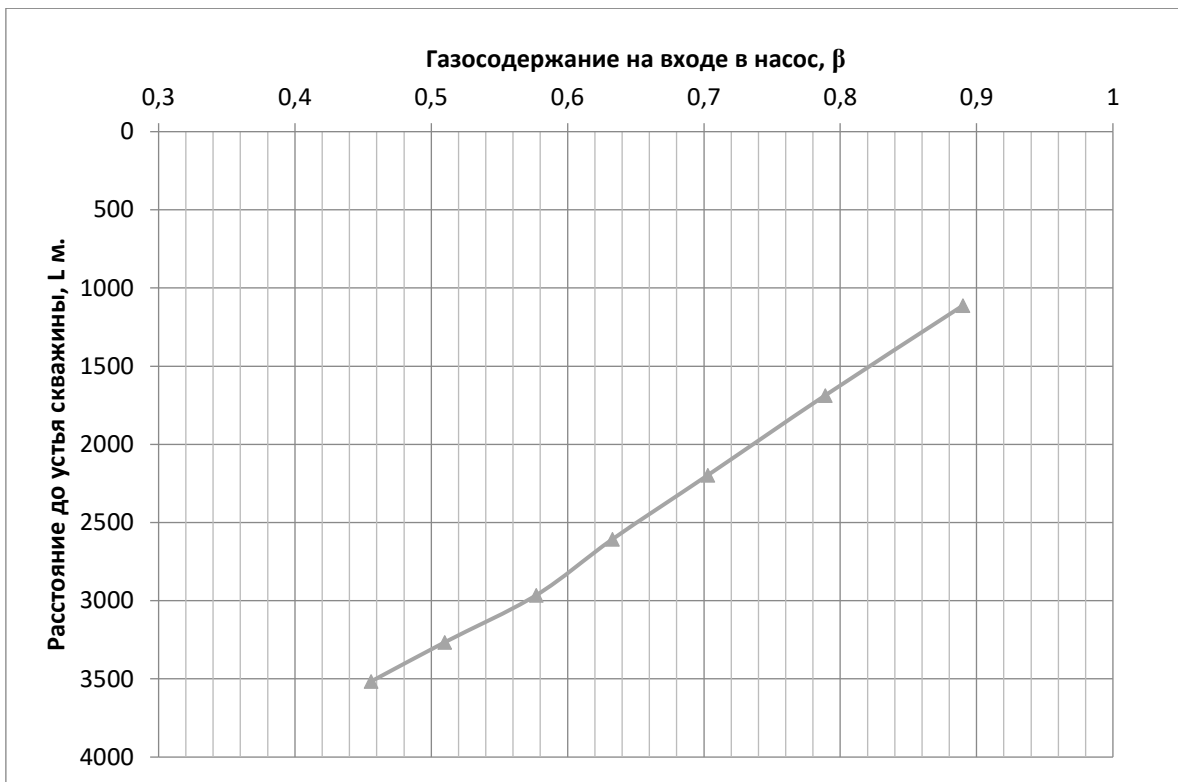


Рис. 3.6 Зависимость объемного расходного газосодержания от расстояния до устья скважины

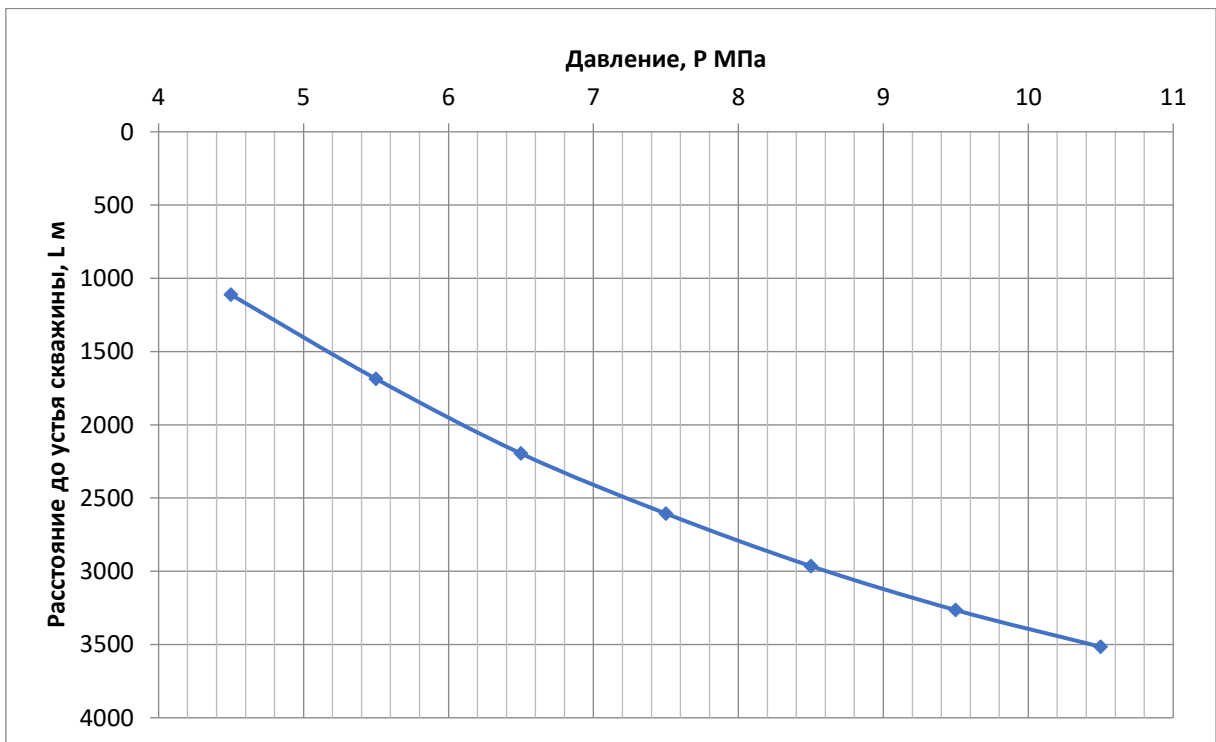


Рис. 3.7 Распределение давления в эксплуатационной колонне

Проверим возможности подвески насоса на заданной глубине. Для проверки возможности прохождения насоса и его подвески на заданной глубине необходимо знать инклинометрию скважины. Для этого воспользуемся программным комплексом RosPump.

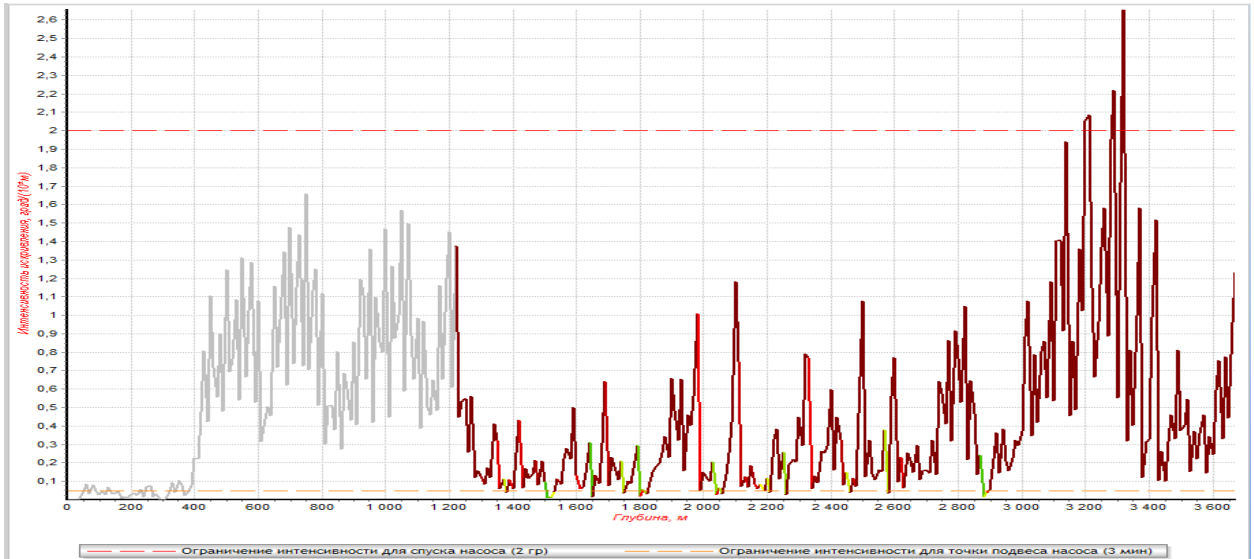


Рис. 3.8 Интенсивность набора кривизны в скважине

Как мы видим, при $L=2190$ интенсивность набора кривизны составляет менее 3 минут на 10 метров и спуск на данную глубину возможен.

Определим оптимальное и допустимое давление на приеме насоса т.к. $\beta < 0,6$, то

$$p_{\text{опт}} = \frac{\mu_{\text{нд}}}{\mu_{\text{нп}}} p_{\text{нас}} \cdot (0,325 - 0,316\beta) = \frac{10,5}{8,9} 15,9(0,325 - 0,316 \cdot 0,04) =$$

$$= 5,86 \text{ МПа}$$

$$p_{\text{доп}} = \frac{\mu_{\text{нд}}}{\mu_{\text{нп}}} p_{\text{нас}} \cdot (0,198 - 0,18\beta) = 3,5 \text{ МПа}$$

Давление на глубине спуска 2190 м. составляет 6,53 МПа, что больше $p_{\text{опт}}$ и $p_{\text{доп}}$ при данных условиях, что говорит о работе в первой области эксплуатации насоса, характеризующуюся низким содержанием свободного газа и малыми отклонениями характеристики насоса от стендовых показаний.

Определим коэффициент сепарации у входа в насос. Вычисляем обводненность жидкости у входа в насос, найдя предварительно значение объемного коэффициента нефти при $P_{\text{вх}} = 6,53 \text{ МПа}$ по (3.6) и (3.16):

$$b_h(6,53) = 1,05;$$

$$\beta_{BBX} = 1 / \left(1 + 1,05 \left[\frac{1}{0,04} - 1 \right] \right) = 0,03816;$$

Проверяем, выполняется ли условие бескавитационной работы насоса $\beta_{ГВХ} < (\beta_{ГВХ}^*)_{\epsilon}$:

$$(\beta_{ГВХ}^*)_{\epsilon} = 0,01 + 0,076 \cdot \lg \frac{P_{ВХ}}{P_{АТМ}} = 0,01 + 0,076 \cdot \lg \frac{6,53}{0,1013} = 0,1476; \quad (3.41)$$

Так как $\beta_{ГВХ} > (\beta_{ГВХ}^*)_{\epsilon}$, приходим к заключению, что насос в скважине будет кавитировать и необходимо перед насосом поставить газосепаратор.

Далее рассчитываем коэффициент сепарации K_C :

$$K_C = K_{СК} + K_{СГС}(1 - K_{СК}) \quad (3.42)$$

где $K_{СК}$ - коэффициент сепарации газа при переходе откачиваемой продукции из кольцевого пространства скважины во всасывающую камеру газосепаратора, расчет коэффициента ведется для УЭЦН типоразмера 5; $K_{СГС}$ - коэффициент сепарации газосепаратором.

Расчет по методике П.Д. Ляпкина.

1. Определение давления на приеме насоса.

Так как газосодержание в потоке продукции невелико, то при расчете давления на приеме ЭЦН можно, определяя плотность смеси, пренебречь газовой составляющей.

$$P_{пр} = 6,53 \text{ МПа}$$

2. Определение основных параметров на приеме насоса.

Газовый фактор $\Gamma_{\phi}(P_{пр.})$:

$$\begin{aligned} \Gamma_{\phi}(P_{пр.}) &= \Gamma_{\phi 0} \left(1 - \frac{P_{пр} - P_0}{P_{нас} - P_0} \right)^{\frac{1,5 + 0,32 y_a^2}{1,567 + y_a^2}} = \\ &= 48 * \left(1 - \frac{6,5 - 0,1}{15,9 - 0,1} \right)^{\frac{1,5 + 0,32 * 0,02^2}{1,567 + 0,02^2}} = 29,2 \left(\frac{\text{М}^3}{\text{М}^3} \right) \end{aligned} \quad (3.43)$$

3. Расчет коэффициента сепарации.

$$K_{\text{СК}} = \frac{1}{1 + \frac{0,52\omega_{\text{прж}}}{\omega_{\text{дрг}}(1-0,06\beta_{\text{ГВХ}})}} \quad (3.44)$$

где $\omega_{\text{прж}}$ – приведенная скорость жидкости, $\frac{\text{М}}{\text{с}}$

$\omega_{\text{дрг}}$ – скорость дрейфа газа в зазоре между ЭК и стенкой ЭЦН, $\frac{\text{М}}{\text{с}}$

$\beta_{\text{ГВХ}}$ – объемно – расходное газосодержание на приеме ЭЦН

$$\omega_{\text{прж}} = \frac{4Q_{\text{ж}}(b_{\text{В}}\beta_{\text{В}} + b_{\text{Н}}(1-\beta_{\text{В}}))}{86400*\pi*(D_{\text{ЭК}}^2 - D_{\text{СН}}^2)} = \frac{4*60*(0,04+1,05(1-0,04))}{86400*3,14*(0,158^2-0,135^2)} = 0,1375 \left(\frac{\text{М}}{\text{с}}\right) \quad (3.45)$$

$$\omega_{\text{дрг}} = 0,02, \text{ т. к. } \beta = 0,04 < 0,5$$

$$\beta_{\text{ГВХ}} = 0,7$$

Тогда по (3.44):

$$K_{\text{СК}} = \frac{1}{1 + \frac{0,52*0,1375}{0,02*(1-0,06*0,7)}} = 0,21$$

Расчет по методике Мищенко И. Т.

$$K_{\text{СК}} = \frac{1}{1 + 0,75*Q_{\text{ж}}/(\omega_{\text{дрг}}f'_{\text{К}})} \quad (3.46)$$

где $f'_{\text{К}}$ – площадь сечения кольцевого пространства

$$f'_{\text{К}} = \frac{\pi*(D_{\text{ВН}}^2 - D_{\text{СН}}^2)}{4} = \frac{3,14*(0,158^2 - 0,135^2)}{4} = 0,005292(\text{м}^2) \quad (3.47)$$

$$\omega_{\text{дрг}} = 0,02 \text{ т. к. } \beta = 0,04 < 0,5$$

Тогда по (3.44):

$$K_{\text{СК}} = \frac{1}{1 + 0,75*(60/86400)/(0,02*0,005292)} = 0,1688$$

Расчет по методике Ричарда Маркеса.

$$K_{\text{СК}} = \left\{ \left[1 + \frac{ab+c\left(\frac{V_{\text{сld}}^i}{V_{\infty z}}\right)d}{b+\left(\frac{V_{\text{сld}}^i}{V_{\infty z}}\right)d} \right]^{272} + \left(\frac{V_{\text{сld}}^i}{V_{\infty z}}\right)^{272} \right\}^{1/272} - \left(\frac{V_{\text{сld}}^i}{V_{\infty z}}\right) \quad (3.48)$$

где:

$a = -0,0093; b = 57,758; c = 34,4; d = 1,308$ – коэффициенты корреляции

$$V_{\infty z} = \sqrt{2} \left[\frac{\sigma (\rho_l - \rho_g) g}{\rho_l^2} \right]^{\frac{1}{4}} - \text{крит. скорость пузырьков газа}$$

где:

$$\sigma = \frac{10^3}{10^{1,19+0,01P_{\text{пр}}}} = \frac{10^3}{10^{1,19+0,01*6,53}} = 55,55 \text{ (Н} \cdot \text{м)} -$$

коэф. поверх натяж на границе "газ – вода"

$$\rho_l = \rho_v \beta_v + \rho_{\text{ндг}} (1 - \beta_v) = 1010 * 0,04 + 910 * (1 - 0,04) 914 \left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right) - \text{плотность жидкости.}$$

$$\rho_g = \rho_0 \frac{P_{\text{пр}} T_0}{P_0 T_{\text{пр}}} - \text{плотность газа на приеме насоса.}$$

$$\begin{aligned} T_{\text{пр}} &= T_{\text{пл}} - (H_{\text{кп}} - H_{\text{сп}}) \frac{0,0034 + 0,79 * \frac{(T_{\text{пл}} - T_{\text{нс}})}{(H_{\text{кп}} - H_{\text{нс}})}}{10^{\frac{q}{20d^{2,67}}}} = \\ &= 307 - (3268 - 2190) \frac{0,0034 + 0,79 * \frac{(307 - 278)}{(3268 - 25)}}{\frac{60}{86400} / 20 * 0,158^{2,67}} = 295,9 \text{ К} - \text{температура у} \end{aligned}$$

приема погружного насоса.

$$\rho_g = \rho_0 \frac{P_{\text{пр}} T_0}{P_0 T_{\text{пр}}} = 0,69 * \frac{6,53 * 273}{0,1 * 295,9} = 41,57 \left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right)$$

$$V_{\infty z} = \sqrt{2} \left[\frac{55,5 * (914 - 41,57) * 9,81}{914^2} \right]^{\frac{1}{4}} = 1,228 \text{ (м/с)}$$

$$q_l^i = q_l \left(1 + (E_v - 1) * \left(\frac{P_{\text{пр}} - 0,1}{P - 0,1} \right)^{0,25} * (1 - \beta_w) + \beta_w \right) = 64,98 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \right) -$$

– расход жидкости у входа в насос

$$A_a = \frac{\pi}{4} (d_c^2 - D_p^2) = \frac{3,14(0,158^2 - 0,135^2)}{4} = 0,005292 \text{ (м}^2\text{)} - \text{площадь}$$

затрубного пространства

$$V_{\text{сld}}^i = \frac{64,98}{86400 * 0,005292} = 0,1421$$

Подставив все значения в (3.48), окончательно получаем:

$$K_{ск} = 0,27$$

Было получено 3 значения коэффициента естественной сепарации, в качестве расчетного значения возьмем среднее от этих значений

$$K_{ск} = \frac{0,21+0,168+0,27}{3} = 0,216$$

$K_{сгс}$ можно принять в зависимости от обводненности: $K_{сгс}$ принимается равным 0,6 при обводненности больше 0,5, при обводненности меньше 0,5 $K_{сгс}=0,8$.

Затем по формуле (3.43) рассчитываем коэффициент сепарации:

$$K_c = 0,216 + 0,8(1 - 0,216) = 0,843;$$

Теперь пересчитаем объемное расходное газосодержание с учетом

K_c :

$$\beta_{г1}^* = \beta_{г1} \cdot (1 - K_c) = 0,70 \cdot (1 - 0,843) = 0,11;$$

Рассчитаем распределения давления в колонне НКТ. Вычисляем по (3.48) действительное давление насыщения жидкости (давление насыщения $P_{д.нас}$, при котором заканчивается растворение газа в жидкости, движущейся в насосе, или начинается выделение газа жидкости в колонне НКТ), приняв $K_{фн} = K_{фв} = 1$:

$$p_{д.нас}^{n_2} + X \cdot p_{д.нас} = p_{вх}^{n_2} + X \cdot p_{вх} + \frac{1 - K_c}{K_{фн}} [p_{нас}^{n_2} - p_{вх}^{n_2} + X \cdot (p_{нас} - p_{вх})] \quad (3.49)$$

$$X = \frac{K_{фв} \cdot \alpha_2 \cdot \beta_{всy}}{K_{фн} \cdot m_2 \cdot (1 - \beta_{всy})}$$

где $P_{вх}$ - давление (МПа) у входа в насос. m_2, n_2 - постоянные, для нефти из продуктивных пластов Як-III-VII они равны 4,64 и 0,8424 соответственно.

$$X = \frac{1 \cdot 0,15 \cdot 0,04}{1 \cdot 4,64 \cdot (1 - 0,04)} = 0,00134;$$

Методом последовательной итерации в программе Excel находим $P_{д.нас} = 7,9$ МПа;

Теперь рассчитываем методом сверху вниз кривую $P(L_{НКТ})$ изменения давления вдоль колонны НКТ в интервале от устьевого сечения ее ($L_{НКТ} = 0$) до глубины $L_H = 2190$ м,

Расчет $P(L_{НКТ})$ в основном аналогичен расчету кривой $P(L_{ЭК})$ и отличается от него, главным образом, необходимостью учета нагрева продукции, поступающей в колонну НКТ, теплом, выделяемым двигателем и насосом УЭЦН.

Разбиваем перепад давления $P_{д.нас} - P_v = 3,6$ МПа на 12 ступеней: $\Delta P_i = 0,3$ МПа и находим значения среднего давления для каждой ступени: $P_{ср1} = 4,45$, $P_{срi} = 4,45 + (i - 1) \cdot 0,3$ МПа.

- Вычисляем значения ρ_{H1} по (3.7), b_{H1} по (3.6) и $\beta_{ВЖ1}$ по (3.14) для 1-го участка колонны НКТ, примыкающего к устью скважины:

$$b_{H1} = 1,04;$$

$$\rho_{H1} = -3,89 \cdot 4,45 + 906 = 888,7 \text{ кг/м}^3;$$

$$\beta_{ВЖ1} = \frac{1}{\left[1 + 1,04 \cdot \left(\frac{1}{0,04} - 1 \right) \right]} = 0,0385$$

- Вычисляем средние значения объемных расходов и приведенных скоростей нефти и воды для 1-го участка НКТ:

$$Q_{H1} = 0,0006944 \cdot (1 - 0,04) \cdot 1,04 = 0,0006933 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{B1} = const = 0,0000277 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\omega_{ПР.H1} = \frac{4 \cdot 0,000693}{3,14 \cdot 0,075^2} = 0,157 \text{ м/с};$$

$$\omega_{ПР.B1} = \frac{4 \cdot 0,0000277}{(3,14 \cdot 0,075^2)} = 0,006273 \text{ м/с};$$

- Вычисляем приближенно длину первого участка колонны НКТ по (3,13), соответствующего перепаду ΔP_1 положив: $\varphi_{B1} \approx \beta_{ВЖ1}$;

$\varphi_{H1} \approx \beta_{HЖ1} = 1 - \beta_{ВЖ1}$; $\varphi_{Г1} = 0$; $\lambda_{СМ1} = 0$, то есть допустив, что колонна НКТ на первом участке заполнена неподвижной смесью нефти и воды с водосодержанием $\beta_{ВЖ1}$;

$$\Delta L_1 = \frac{0,3 \cdot 10^6}{9,81 \cdot (888,7 \cdot (1 - 0,0385) + 0,0385 \cdot 1010) \cdot \cos 25^\circ} = 37,95 \text{ м};$$

- Вычисляем расстояние от устья до середины участка ΔL_1 :

$$L_1 = \Delta L_1 \cdot 0,5 = 18,9 \text{ м};$$

Определяем приращение температуры потока продукции за счет нагрева ее теплом двигателя и насоса по (3.44). Для этого предварительно оцениваем значения входящих в (3.44) величин.

$$\Delta T_H = \frac{g \cdot H_H}{c_{CP}} \cdot \left(\frac{1}{\eta_H \cdot \eta_D} - 1 \right) \quad (3.50)$$

- Находим приближенно водосодержание в насосе по (3.16) при $b_H = b_{H.НАС}$

$$\beta_{ВЖН} = \frac{1}{\left[1 + 1,05 \cdot \left(\frac{1}{0,04} - 1 \right) \right]} = 0,0384;$$

- Вычисляем приближенно значение плотности жидкости в насосе:

$$\rho_{Ж1} = 880(1 - 0,04) + 1010 \cdot 0,04 = 885,2 \text{ кг/м}^3;$$

- Вычисляем приближенно напор насоса при работе его в скважине, значение приближенно определяют по (3.45):

$$H_H \approx H_\phi - \frac{10^6}{g \cdot \rho_{ЖН}} \cdot (p_{заб} - p_y) - 160 \cdot D_{НКТ} \cdot \Gamma_{H.НАС} \cdot (1 - \beta_{всу}) \cdot \left(1 - \sqrt[3]{\frac{p_y}{P_{НАС}}} \right) \quad (3.51)$$

$$H_H \approx 2190 - \frac{10^6}{9,81 \cdot 885,2} \cdot (11 - 4,3) - 160 \cdot 0,075 \cdot 48 \cdot (1 - 0,04) \cdot \left(1 - \sqrt[3]{\frac{4,3}{15,9}} \right) = 1223 \text{ м}$$

- Вычисляем приближенно среднюю теплоемкость жидкости в насосе по (3.52):

$$C_{CP} = C_H (1 - \beta_{ВЖН}) + C_{BCY} \beta_{ВЖН} \quad (3.52)$$

где C_H - средняя теплоемкость нефти, равная 2000 Дж/(кг К),

C_{BCY} - средняя теплоемкость пластовой воды, равная 4380 Дж/(кг К);

$$C_{CP} = 2000(1 - 0,0384) + 4380 \cdot 0,0384 = 2091,4 \quad \text{Дж/(кг К)};$$

Значение КПД электродвигателя η_0 принимаем равным номинальному - 0,9 .

Для оценки значения к.п.д. насоса при работе в скважине сначала определяем значения номинального к.п.д. типоразмера 5, номинальная подача которого не меньше (равна или несколько больше) среднего расхода продукции через насос, равного приблизительно величине:

$$Q_{ЖН} = 0,00069444 \cdot (1,05(1 - 0,04) + 0,04) \cdot 86400 = 62,89 \quad \text{м}^3/\text{сут};$$

Выбираем установку УЭЦН5-50 характеристика ступени приведена на рис 3.9. КПД насоса 0,42, на напор насоса в данном случае не обращаем внимания. Затем находим приблизительно кажущуюся вязкость продукции в насосе. Для этого сначала определяем температуру жидкости на приеме по (3.20):

$$T_{ax} = 307 - (3260 - 2190 \cdot \cos 25^\circ) \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot 0,0293}{10^{0,001736/(20-0,158^{2,67})}} = 295,9 \quad \text{К};$$

При структуре Н+Г/В и $\omega_{CM} > \omega_{KP.2}$, кажущаяся вязкость жидкости рассчитывается по следующей формуле:

$$\mu_{жс} = 9,5 \quad \text{Па} \cdot \text{с} \quad (3.53)$$

где по (3.32) $\mu_0 = \frac{0,0014 + 38 \cdot 10^{-7} \cdot (1010 - 1000)}{10^{0,0065(295-273)}} = 1,03 \quad \text{мПа} \cdot \text{с}$ вязкость воды

при T_{ax} ;

Характеристика насоса
на воде плотностью 1000 кг/м³ при частоте вращения вала 2910 об/мин
в пересчете на одну ступень

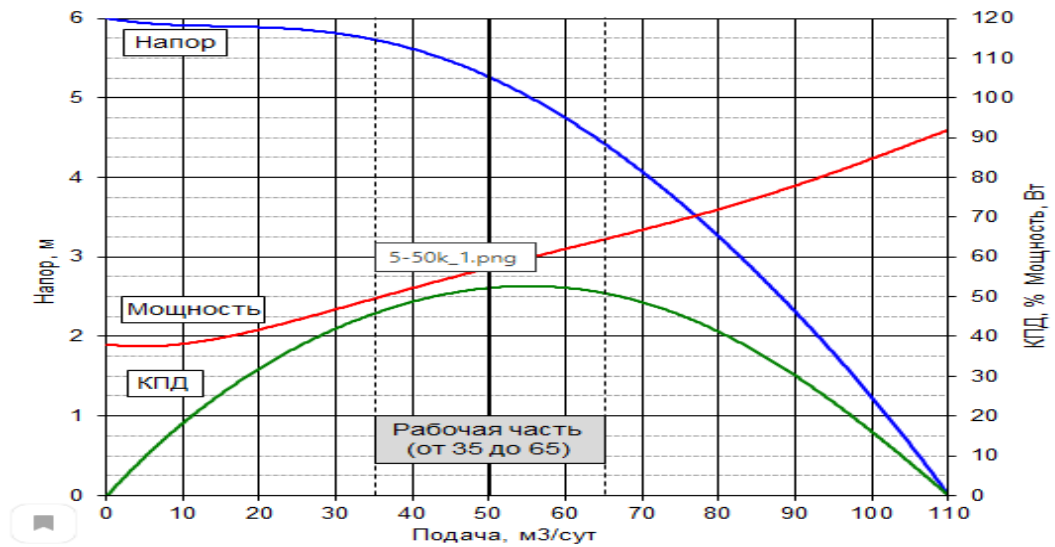


Рис. 3.9 Характеристика ступени 5-50

Находим по (3.54) значение параметра β_μ , учитывающего влияние вязкости жидкости на КПД насоса:

$$\beta_\mu \approx \frac{3413 \cdot 10^{-6} \cdot \rho_{жж} \cdot Q_{ном}^{2/3}}{\mu_{см}} \quad (3.54)$$

$$\beta_\mu \approx \frac{3413 \cdot 10^{-6} \cdot 888 \cdot 52^{2/3}}{0,00952} = 5759,13 ;$$

Так как по $\beta_\mu < 47950$, КПД насоса при работе в скважине, согласно (3.55) будет равно следующему:

$$\eta_n = \begin{cases} 0,85 \cdot \eta_n^n & \text{если } B_\mu \geq 47950 \\ 0,3 \cdot \eta_n^n \cdot (\lg B_\mu - 1,82) & \text{если } B_\mu < 47950 \end{cases} \quad (3.55)$$

$$\eta_i = 0,3 \cdot 0,42 \cdot (\lg 5759,13 - 1,82) = 0,245;$$

Далее по (3.56) рассчитываем на сколько градусов нагревается продукция при прохождении через насос:

$$\Delta T_H = \frac{g \cdot H_H}{c_{CP}} \cdot \left(\frac{1}{\eta_H \cdot \eta_D} - 1 \right) \quad (3.56)$$

$$\Delta T_H = \frac{9,81 \cdot 1221}{2091,4} \cdot \left(\frac{1}{0,245 \cdot 0,81} - 1 \right) = 23,2 \text{ К};$$

- Вычисляем по (3.57) температуру потока в НКТ на середине 1-го участка, то есть на глубине $L_{НКТ1} = 18,9$ м:

$$T_{НКТi} = T_{\phi} - (H_{\phi} - L_{н} \cdot \cos\theta) \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot \alpha}{10^{Q_{жсг}/(20 \cdot D_{ж}^{2,67})}} + 150 \cdot \frac{\Delta T_{н}}{L_{н}} - (L_{н} - L_i) \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot \alpha}{10^{Q_{жсг}/(20 \cdot D_{НКТ}^{2,67})}} \cdot \cos\theta \quad (3.57)$$

$$T_{НКТ1} = 341 - (3268 - 2191,6 \cdot \cos 25^{\circ}) \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot 0,009}{10^{0,0006944/(20 \cdot 0,158^{2,67})}} +$$

$$+ 150 \cdot \frac{23,2}{2190} - (2190 - 18,9) \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot 0,009}{10^{0,001736/(20 \cdot 0,075^{2,67})}} \cdot \cos 0,58 = 296,0$$

- Вычисляем значение коэффициента сверхсжимаемости попутного газа

в НКТ на глубине $L_{НКТ} = 18,9$ м, для этого рассчитаем следующие коэффициенты:

$P_{пп}$ и $T_{пп}$ - приведенные давление и температура смеси углеводородных и неуглеводородных (без азота) газов, определяем по формулам (3.23), (3.24):

$$P_{пп1} = \frac{10 \cdot 4,45}{(46,9 - 2,06 \cdot 0,5644^2)} = 0,962 ;$$

$$T_{пп1} = \frac{296,0}{(97 + 172 \cdot 0,5644)} = 1,525 ;$$

из полученных значений находим коэффициент сверхсжимаемости попутного газа без азота: если $0 < P_{пп} < 4$ и $1,17 < T_{пп} < 2$ то,

$$z_{y1} = 1 - 0,962 \cdot \left(\frac{0,18}{1,525 - 0,73} - 0,135 \right) + 0,0161 \cdot 0,962^{3,45} / 1,525^{6,1} = 0,884$$

далее находим коэффициент сверхсжимаемости азота по (3.26):

$$z_{a1} = 1 + 564 \cdot 10^{-13} \cdot (296,0 - 273)^{3,71} \cdot 4,45^{14,7 / \sqrt{296,0 - 273}} = 0,97 ;$$

затем находим коэффициент сверхсжимаемости попутного газа по (3.25):

$$z_1 = 0,884 \cdot (1 - 0,02) + 0,97 \cdot 0,02 = 0,8857 ;$$

- Вычисляем объемный расход газа через среднее сечение 1-го участка колонны по (3.26) без слагаемого с сомножителем $a_{г}$ и $K_{\phi H} = K_{\phi B} = 1$, $K_C = 0,843$

Вычисляем для этого газосодержание в среднем сечении первого участка и газосодержание на входе в насос, используя рис. 3.3

$$\Gamma_{н1} = 15 \text{ м}^3/\text{М}^3;$$

$$\Gamma_{нвх} = 22 \text{ м}^3/\text{М}^3;$$

$$Q_{\Gamma} = \frac{0,0006944 \cdot 0,8857 \cdot 0,1013 \cdot 296,0}{273,2 \cdot 4,43} \{ (1 - 0,04)[(1 - 0,843)(22 - 15) - (15 - 22)] + 0,15 \cdot 0,04 \cdot [(1 - 0,843)(15,9 - 6,53) - (4,45 - 6,53)] \} = 0,00018 \text{ м}^3/\text{с};$$

- Затем рассчитываем значение приведенной скорости газа по (3.17), скорости жидкости и скорости ГЖС в среднем сечении 1-го участка НКТ:

$$\omega_{пр.г1} = \frac{4 \cdot 0,000181}{3,14 \cdot 0,075^2} = 0,41 \text{ м/с};$$

$$\omega_{см1} = 0,41 + 0,157 + 0,006273 = 0,573 \text{ м/с};$$

- вычисляем по (3.30) значение второй критической скорости потока:

$$\omega_{кр.2} = 0,487 \cdot (9,81 \cdot 0,075)^{0,5} = 0,4177 \text{ м/с};$$

- Определяем тип и структуру потока водонефтегазовой смеси через среднее сечение 1-го участка НКТ. Так как $\beta_{\text{АЭ1}} < 0,5$, $P_{ср1} > 0,7$ и $\omega_{см1} > \omega_{кр.2}$ то смесь относится к типу (Н+Г)/В и имеет эмульсионно-пузырьковую структуру.

- Вычисляем значения поверхностного натяжения между фазами ГЖС по (3.29),(3.30),(3.31):

$$\sigma_{НГ1} = 10^{-(1,58+0,05 \cdot 4,45)} - 72 \cdot 10^{-6} \cdot (296,0 - 305) = 0,0164 \text{ Н/м};$$

$$\sigma_{ВГ1} = 10^{-(1,19+0,01 \cdot 4,45)} = 0,05827 \text{ Н/м};$$

$$\sigma_{НВ1} = 0,05827 - 0,0164 = 0,04187 \text{ Н/м};$$

- вычисляем вязкость внешней фазы (воды) по (3.34) при $P_{ср1}$ и $T_{НКТ1}$:

$$\mu_{в1} = \frac{0,0014 + 38 \cdot 10^{-7} \cdot (1010 - 1000)}{10^{0,0065 \cdot (296,0 - 273)}} = 1,002 \text{ мПа} \cdot \text{с};$$

- кажущуюся вязкость жидкой части ГЖС берем из схемы разработки:

$$\mu_{ж1} = 0,0084 \text{ Па} \cdot \text{с};$$

- затем вычисляем истинную долю газа в смеси по (3.35):

$$\varphi_{Г1} = \frac{0,41}{0,573 + 0,23 \cdot \left(\frac{0,06245}{0,067}\right)^{0,83} \cdot \left(\frac{0,0084}{0,0011}\right)^{0,44} \cdot e^{-0,01 \cdot \frac{0,0084}{0,0011}}} = 0,385$$

- вычисляем истинную долю нефти в жидкости трехфазного потока, поскольку внутренней фазой из двух жидкостей является нефть:

$$\varphi_H = \frac{\omega_{ПР.Н}}{\omega_{ПР.Н} + \omega_{ПР.В}} = \frac{0,157}{0,157 + 0,006273} = 0,961;$$

- находим долю нефти в жидкой части потока по (3.37):

$$\varphi_{ВЖ1} = 1 - 0,961 = 0,039;$$

- вычисляем истинное водосодержание по (3.42) и нефтесодержание по (3.43) в ГЖС на участке 1:

$$\varphi_{В1} = 0,039 \cdot (1 - 0,385) = 0,024;$$

$$\varphi_{Н1} = 0,961 \cdot (1 - 0,385) = 0,591;$$

- делаем проверку результатов оценки значений истинных долей фаз в трехфазном потоке: сумма долей фаз должна быть равна 1:

$$0,591 + 0,024 + 0,385 = 1$$

- вычисляем значение плотности попутного газа при $P_{ср1}$ и T_1 по (3.40):

$$\rho_G = 1,25 \cdot \frac{4,45 \cdot 293,2}{0,8857 \cdot 0,1013 \cdot 296,0} = 61,4 \text{ кг/м}^3;$$

- вычисляем значение числа Рейнольдса потока ГЖС по (3.57):

$$\text{Re}_{см} = \frac{D_z}{\mu_{см}} \cdot (\rho_n \cdot \omega_n + \rho_g \cdot \omega_g + \rho_z \cdot \omega_z) \quad (3.57)$$

$$\text{Re} = \frac{0,075}{0,0084} (888,7 \cdot 0,157 + 1010 \cdot 0,006273 + 61,4 \cdot 0,41) = 1527;$$

- Определяем значение $\lambda_{см1}$ по (3.58), поскольку полученное значение Рейнольдса меньше 2000,

$$\lambda_{см1} = \frac{64}{\text{Re}} = 0,0042; \quad (3.58)$$

- вычисляем по (3.15) значение ΔL_1 во втором приближении:

$$\Delta L_i = \frac{0,3 \cdot 10^6}{9,81 \cdot (0,591 \cdot 888,7 + 0,024 \cdot 1010 + 0,385 \cdot 61,4) \cdot \cos 25^\circ + \frac{1}{2 \cdot 0,075 \left(\frac{888,7}{0,591} 0,157^2 + \frac{1010}{0,024} 0,006273^2 + \frac{61,47}{0,385} 0,41^2 \right)}} = 59,07 \text{ м};$$

Затем рассчитываем значения $\Delta L_2 \dots \Delta L_{12}$, колонны НКТ аналогично расчету ΔL_1 .

Далее определяем длину участка ΔL_6 колонны НКТ от сечения, где давление равно $P_{д.нас}$, до глубины спуска насоса $L_H = 2190$ м:

$$\Delta L_{13} = 2190 - 592 = 1598 \text{ м};$$

Вычисляем перепад давления на длине ΔL_6 колонны НКТ, учитывая, что на этом участке течет водонефтяная смесь, не содержащая свободного газа. Учитывая коэффициент сепарации и пренебрегая газом, оставшимся после сепарации, примем что на шестом участке колонны НКТ течет смесь со следующими параметрами: $b_{H6} = b_{H.BX}$, $\rho_{H6} = \rho_{H.BX}$. Расчет выполняем следующим образом:

- находим по (3.6) объемный коэффициент нефти:

$$b_{H6} = b_{H.BX}(P_{BX}) = 1,05;$$

- вычисляем по (3.7) плотность нефти:

$$\rho_{H13} = \rho_{H.BX}(P_{BX}) = 880 \text{ кг/м}^3;$$

- вычисляем β_{AJ13} по (3.14):

$$\beta_{BJ13} = \frac{1}{\left[1 + 1,05 \cdot \left(\frac{1}{0,04} - 1 \right) \right]} = 0,0385;$$

- рассчитываем среднюю скорость смеси, учитывая, что $Q_G = 0$, $b_B = 1$

:

$$\omega_{см13} = \frac{0,0006944 \cdot [1,05 \cdot (1 - 0,0385) + 0,0385] \cdot 4}{3,14 \cdot 0,075^2} = 0,151 \text{ м/с};$$

- вычисляем по (24) значение второй критической скорости потока:

$$\omega_{кр,2} = 0,487 \cdot (9,81 \cdot 0,075)^{1/2} = 0,4177 \text{ м/с};$$

- определяем тип и структуру смеси. Так как $\beta_{ВЖ13} = 0,0385 < 0,5$, и $\omega_{СМ13} < \omega_{КР2}$ смесь относится к Н/В и имеет эмульсионную структуру;

- затем определим объемные расходы нефти и попутной воды, пользуясь формулой (3.18):

$$Q_{Н13} = 0,0006944 \cdot (1 - 0,04) \cdot 1,05 = 0,0006721 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{В13} = 0,0006944 \cdot 0,04 = 0,000038577 \text{ м}^3/\text{с};$$

- находим приведенные скорости нефти и воды с помощью формулы (3.20):

$$\omega_{ПР.Н13} = \frac{4 \cdot 0,0006921}{3,14 \cdot 0,075^2} = 0,157 \text{ м/с};$$

$$\omega_{ПР.В13} = \frac{4 \cdot 0,001128}{3,14 \cdot 0,075^2} = 0,006273 \text{ м/с};$$

- вычисляем истинную долю нефти в жидкости, поскольку поток эмульсионный:

$$\varphi_{Н6} = \frac{\omega_{ПР.Н13}}{\omega_{ПР.Н13} + \omega_{ПР.В13}} = \frac{0,157}{0,157 + 0,006273} = 0,957;$$

- истинная доля воды в двухфазном потоке в этом случае равняется:

$$\varphi_{В13} = \beta_{ВЖ13} = 0,043;$$

- вычисляем среднюю температуру потока по (3.57), предварительно вычислив расстояние от устья до середины шестого участка НКТ:

$$L_{12} = L_{р12} - \Delta L_{13} \cdot 0,5 = 592 + 1598 \cdot 0,5 = 1474,7 \text{ м};$$

$$T_{НКТ13} = 301,2 \text{ К};$$

- кажущуюся вязкость жидкости находим из схемы разработки:

$$\mu_{ж13} = 0,0084 \text{ Па} \cdot \text{с};$$

- Вычисляем значение Рейнольдса потока по (3.59):

$$\text{Re}_{13} = \frac{0,075}{0,0084} (880 \cdot 0,957 + 1010 \cdot 0,043) = 7907,05; \quad (3.59)$$

- Определяем значение λ_{CM} по (3.60), поскольку полученное значение числа Рейнольдса больше 2000. Приведенный коэффициент гидравлического трения для водонефтяного потока $\Psi = 1$:

$$\lambda_{CM13} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{7907} + \frac{15 \cdot 10^{-6}}{0,075} \right)^{0,25} = 0,0336; \quad (3.60)$$

- Вычисляем по (50) значение ΔP_{13} :

$$\Delta P_{13} = \frac{\Delta L_{13}}{10^{-6}} \cdot \left[g \cdot \rho_{ж13} \cdot \cos\theta + \frac{\lambda_{CM13}}{D_{НКТ}} \cdot \left(\frac{\rho_{Hi}}{Hi} \omega_{ПР.Hi}^2 + \frac{\rho_{Bi}}{Bi} \omega_{ПР.Bi}^2 \right) \right] \quad (3.61)$$

$$\Delta P_{13} = \frac{1598}{10^{-6}} \cdot \left[9,81 \cdot 880 \cdot \cos 25^\circ + \frac{0,0336}{0,06} \cdot \left(\frac{880}{0,958} \cdot 0,157^2 + \frac{1010}{0,043} \cdot 0,06027^2 \right) \right] = 12,5$$

МПа;

Распределение давления в колонне НКТ показано на рис 3.10 Давление на выходе из насоса равно 6,53 МПа. Давление, которое требуется для работы системы скважина – УЭЦН с заданным дебитом жидкости, определяется следующим образом:

$$P_C = P_{ВЫХ} - P_{ВХ} = 20,5 - 6,53 = 12,71 \text{ МПа};$$

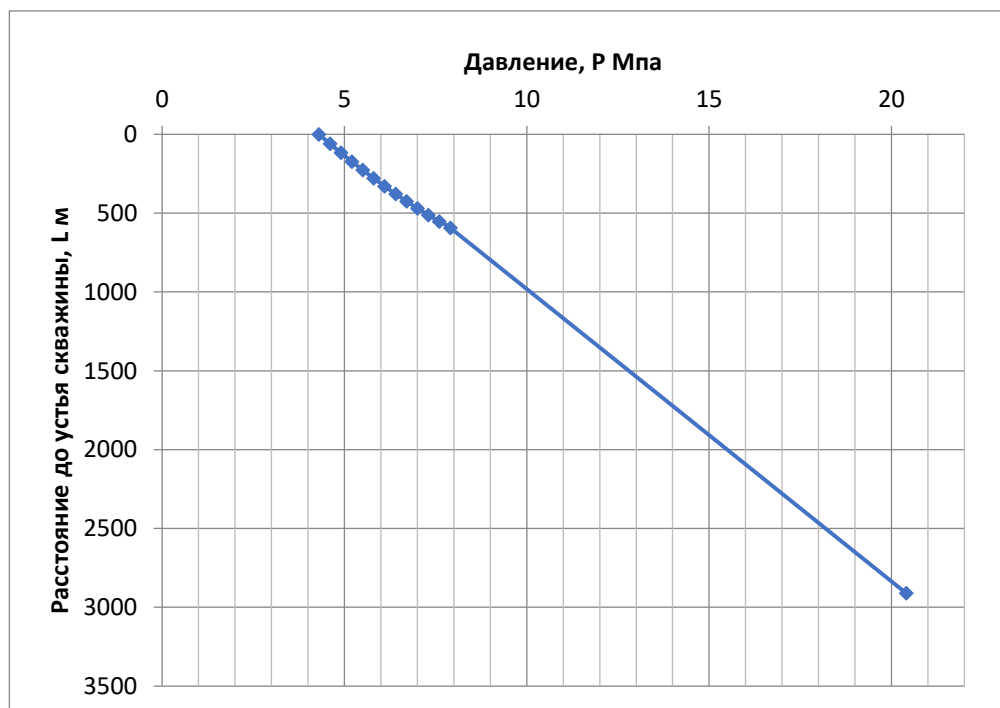


Рис. 3.10 Распределение давление в колонне НКТ

Вычисляем среднюю температуру продукции в насосе по (57):

$$T_{H.CP} = T_{\phi} - (H_{\phi} - L_H \cdot \cos\theta) \frac{0,0034 + 0,70 \cdot G}{10^{Q_{ЖСВ} / (20D^{2,67_{ЭК}})}} + 10^6 \frac{P_{ВЫХ} - P^{BX}}{\rho_{ЖН} C_{CP}} \left(\frac{1}{\eta_H \eta_D} - \frac{1}{2\eta_H} - \frac{1}{2} \right) \quad (3.62)$$

$$T_{H.CP} = 307 - (3290 - 2910 \cdot \cos 25^\circ) \frac{0,0034 + 0,70 \cdot 0,009}{10^{0,0006944 / (20 \cdot 0,158^{2,67})}} + 10^6 \frac{20,5 - 6,53}{880 \cdot 2190} \left(\frac{1}{0,42 \cdot 0,9} - \frac{1}{2 \cdot 0,42} - \frac{1}{2} \right) = 299,4;$$

где 880 – средняя плотность продукции (кг/м³) в насосе, принятая приближенно равной плотности жидкости в насосе.

Далее вычисляем среднеинтегральный расход жидкой части продукции через насос. Интегрируя выражение (3.63) и подставляя (3.64), получим:

$$Q_{ЖСР} = \frac{1}{P_{ВЫХ} - P_{ВХ}} \cdot \left[\int_{P_{ВХ}}^{P_{Д.НАС}} Q_{Ж} \cdot dP + Q_{Ж} \cdot (P_{ВЫХ} - P_{Д.НАС}) \right] \quad (3.63)$$

$$Q_{Ж} = Q_{ЖСВ} \cdot (b_{H.BX} + K_{\phi H} (b_H - b_{H.BX})) (1 - \beta_{BCV}) + Q_{ЖСВ} \cdot \beta_{BCV} \quad (3.64)$$

$$Q_{ЖСР} = \frac{1}{P_{ВЫХ} - P_{ВХ}} \cdot [A + B] \quad (3.65)$$

где А(3.66) и В(3.67):

$$A = Q_{ЖСВ} (1 - \beta_{BCV}) [P_{ВХ} (\alpha - \alpha \cdot K_{\phi H}) (P_{Д.НАС} - P_{ВХ}) + \tau (P_{Д.НАС} - P_{ВХ}) + 0,5 \cdot K_{\phi H} \cdot \alpha (P_{Д.НАС}^2 - P_{ВХ}^2)] + Q_{ЖСВ} \cdot \beta_{BCV} (P_{Д.НАС} - P_{ВХ});$$

где α – коэффициент при Р в уравнении (3.6), а τ свободный член в этом же уравнении; $K_{\phi H} = 0,9$;

$$B = Q_{ЖСВ} [(P_{ВХ} (\alpha - \alpha \cdot K_{\phi H}) + \tau + K_{\phi H} \cdot \alpha \cdot P_{Д.НАС}) (1 - \beta_{BCV}) + \beta_{BCV}] \cdot (P_{ВЫХ} - P_{Д.НАС});$$

$$A = 0,0006944 (1 - 0,04) \left[6,53 (0,0292 - 0,0292 \cdot 0,9) (7,9 - 6,53) + 1,2203 (7,9 - 6,53) + 0,5 \cdot 0,9 \cdot 0,0292 (7,9^2 - 6,53^2) \right] + 0,0006944 \cdot 0,04 (7,9 - 6,53) = 0,0008135$$

$$B = 0,0006944 [(6,53 (0,0292 - 0,0292 \cdot 0,9) + 1,2203 + 0,9 \cdot 0,0292 \cdot 7,9) (1 - 0,04) + 0,04] \cdot (20,5 - 7,9) = 0,00018466$$

подставляя значения (3.66) и (3.67) в (3.65) получим:

$$Q_{ЖСР} = \frac{1}{20,5 - 6,53} \cdot [0,0008135 + 0,0018466] = 0,000716 \text{ м}^3/\text{с};$$

Вычисляем среднеинтегральный расход попутного газа через насос, для этого интегрируем выражение (3.68), подставляя в него выражение 3.69) и пользуясь функцией на рис. 3.8:

$$Q_{ГСР} = \frac{1}{P_{ВЫХ} - P_{ВХ}} \int_{P_{ВХ}}^{P_{Д.НАС}} Q_{Г} \cdot dP \quad (3.68)$$

$$Q_{Г} = \frac{Q_{ЖСВ} \cdot z_{СР} \cdot P_{СТ} \cdot T_{СР}}{T_{СТ} \cdot P} \left\{ (1 - \beta_{ВСУ}) [(1 - K_C)(\Gamma_{H.НАС} - \Gamma_{H.ВХ}) - K_{ФН}(\Gamma_H - \Gamma_{H.ВХ})] + \right. \\ \left. + \alpha_{Г} \cdot \beta_{ВСУ} [(1 - K_C)(P_{НАС} - P_{ВХ}) - K_{ФВ}(P - P_{ВХ})] \right\} \quad (3.69)$$

получим следующее выражение:

$$Q_{ГСР} = \frac{Q_{ЖСВ} \cdot z_{СР} \cdot P_{СТ} \cdot T_{СР}}{T_{СТ} \cdot (P_{ВЫХ} - P_{ВХ})} (A + B - C) \quad (3.70)$$

$$A = \alpha \cdot \ln \frac{P_{Д.НАС}}{P_{ВХ}} [(1 - \beta_{ВСУ})(1 - K_C)(P_{НАС} - P_{ВХ}) + P_{ВХ}] \quad (3.71)$$

$$B = \alpha_{Г} \cdot \beta_{ВСУ} \cdot \ln \frac{P_{Д.НАС}}{P_{ВХ}} [(1 - K_C)(P_{НАС} - P_{ВХ}) + K_{ФВ} \cdot P_{ВХ}] \quad (3.72)$$

$$C = (P_{Д.НАС} - P_{ВХ}) [K_{ФН} \cdot \alpha + K_{ФВ} \cdot \beta_{ВСУ} \cdot \alpha_{Г}] \quad (3.73)$$

где $z_{СР}$ - определяем с помощью программы Excel при $T_{H.СР}$ и $P_{ВХ}$ ($z_{СР} = 0,88$); α - коэффициент в (3.1) при P ; $K_{ФВ} = 0,1$;

Далее решаем (3.70) – (3.73):

$$A = 10,1803 \cdot \ln \frac{7,9}{6,53} [(1 - 0,04)(1 - 0,843)(15,9 - 6,53) + 6,53] = 15,4;$$

$$B = 0,15 \cdot 0,04 \cdot \ln \frac{7,9}{6,53} [(1 - 0,843)(15,9 - 6,53) + 0,1 \cdot 6,53] = 0,0242;$$

$$C = (7,9 - 6,53)[0,9 \cdot 0,15 + 0,1 \cdot 0,04 \cdot 0,15] = 0,1857;$$

$$Q_{ГСР} = \frac{0,0006944 \cdot 0,88 \cdot 0,1013 \cdot 299,4}{293,2 \cdot (20,5 - 6,53)} (15,4 + 0,0242 - 0,1857) = 6,89 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с};$$

Вычисляем среднеинтегральный расход ГЖС, как сумму интегральных расходов жидкой части и попутного газа:

$$Q_{СР} = 0,0000689 + 0,000716 = 0,0007849 \text{ м}^3/\text{с};$$

Далее рассчитываем массовый расход (кг/с) через насос по (3.74):

$$m = Q_{ЖСУ}(\rho_{НСУ}(1 - \beta_{ВСУ}) + \rho_{ВСУ} \cdot \beta_{ВСУ}) + Q_{ЖСУ} \cdot \rho_{ГСУ}((1 - \beta_{ВСУ})(\Gamma_{Н.НАС} - K_C(\Gamma_{Н.НАС} - \Gamma_{НВХ}))) \quad (3.74)$$

$$m = 0,000716(910(1 - 0,04) + 1010 \cdot 0,04) + 0,0000689 \cdot 0,6((1 - 0,04)(48,00 - 0,843(48,00 - 22))) = 0,66 \text{ кг/с};$$

Вычисляем среднеинтегральную плотность продукции в насосе по (3.75):

$$\rho_{СР} = \frac{m}{Q_{СР}} = \frac{0,66}{0,0007849} = 840 \text{ кг/м}^3; \quad (3.75)$$

Вычисляем напор, который необходим для работы системы скважина – УЭЦН с заданным дебитом по (3.76):

$$H = \frac{10^6 \cdot (P_{ВЫХ} - P_{ВХ})}{g \cdot \rho_{СР}} = \frac{10^6 \cdot (20,5 - 6,53)}{9,81 \cdot 840} = 1695 \text{ м}; \quad (3.76)$$

Рассчитываем среднеинтегральное газосодержание в насосе (3.77):

$$\beta_{ГСП} = \frac{Q_{ГСП}}{Q_{ГСП} + Q_{ЖСП}} = \frac{Q_{ГСП}}{Q_{СР}} = \frac{6,89 \cdot 10^{-5}}{7,849 \cdot 10^{-4}} = 0,087; \quad (3.77)$$

Определяем кажущуюся вязкость жидкости в насосе

$$\mu_{жн} = 0,0091 \text{ Па} \cdot \text{с};$$

Вычисляем значение коэффициента K_Q для учета влияния вязкости на подачу по формуле (3.78):

$$K_Q = \frac{1}{1 + \frac{54 \mu_{жн}}{(\rho_{СР} \cdot Q_{СР}^{2/3})}} = \frac{1}{1 + \frac{54 \cdot 0,0091}{852,48 \cdot 0,0007849^{2/3}}} = 0,936; \quad (3.78)$$

и напор по формуле (3.79):

$$K_H = \frac{1}{1 + \frac{2,75}{\sqrt{Q_{СР}^{2/3} \cdot \rho_{СР} / \mu_{жн}}}} = \frac{1}{1 + \frac{2,75}{\sqrt{0,0007849^{2/3} \cdot 840 / 0,0091}}} = 0,9106; \quad (3.79)$$

Вычисляем значения подачи и напора, которые должен иметь насос при работе на воде, чтобы расход ГЖС был $0,007849 \text{ м}^3/\text{с}$, а напор 1695 м :

$$Q_B = \frac{Q_{СР}}{K_Q} = \frac{67,8}{0,936} = 72,4 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$H_{BC} = \frac{H_C}{K_H} = \frac{1695}{0,9106} = 1861,4 \text{ м};$$

Выбираем насос, который удовлетворял бы заданным условиям. Такой установкой является УЭЦН 50-2250;

Проверяем, удовлетворяет ли насос условиям:

$$0,65 < Q_B / Q_{B.OPT}^II < 1,25 \quad \{3.5\}$$

$$H_{BC} < H_{B.OPT}^II - \Delta H \quad \{3.6\}$$

$$\Delta H = \frac{0,95 \cdot H_{B.OPT}^II}{3,9 + 0,023 \cdot Q_{B.OPT}^II} = \frac{0,95 \cdot 2240}{3,9 + 0,023 \cdot 62,5} = 398 \text{ м};$$

$$Q_B / Q_{B.OPT}^II = 1,032$$

$$H_{B.OPT}^II - \Delta H = 1862$$

Найденные значения удовлетворяют условиям {3.5} и {3.6}

В комплект выбранной установки, кроме насоса, входят электродвигатель ПЭД 45-108 номинальной мощностью 67 кВт.

Определяем вероятное значение КПД насоса при работе на воде:

$$\eta_{HB} = \eta_H^II \cdot \left(1 - \frac{\Delta H}{H_{B.OPT}^II}\right) = 0,43 \cdot \left(1 - \frac{398}{1862}\right) = 0,33$$

Затем находим КПД выбранного насоса при работе в скважине согласно (3.48),(3.49):

$$\beta_\mu \approx \frac{3413 \cdot 10^{-6} \cdot 840 \cdot 62,5^{2/3}}{0,0091} = 4961,66;$$

$$\eta_H = 0,3 \cdot 0,60 \cdot (\lg 4961,66 - 1,82) = 0,187;$$

Следующим действием вычисляем мощность, которую будет потреблять насос при откачке скважинной продукции, по формуле (3.80):

$$N_H = \frac{Q_B \cdot H_{BC} \cdot K_Q \cdot K_H \rho_{H.CP} \cdot g}{86,4 \cdot 10^6 \cdot \eta_{H.CM}} + N_{GC} \quad (3.80)$$

где N_{GC} - мощность, потребляемая газосепаратором ($N_{AN} = 1$):

$$N_H = \frac{64 \cdot 1861,4 \cdot 0,936 \cdot 0,906 \cdot 840 \cdot 9,81}{86,4 \cdot 10^6 \cdot 0,187} + 1 = 51 \text{ кВт};$$

Сопоставляем значение N_H со значением номинальной мощности штатного двигателя $N_{дш}$ выбранной установки. Проверяем, выполняется ли условие $N_{дш} / N_H > 1,3$, где 1,3 – коэффициент запаса мощности двигателя:

$$\frac{67}{51} = 1,314 \text{ запас мощности при этом } \Delta N = 67 - 51 = 16 \text{ кВт;}$$

Сделаем выводы по подобранному оборудованию. В результате подбора насоса по методике Ляпкина П. Д. было подобрано следующие глубинно-насосное оборудование:

1. Насос УЭЦН 5-50-2250
2. ПЭД 45-108.
3. Газосепаратор ПБ-92

Основным осложняющим фактором при механизированной добыче станет отложения смол и парафинов в НКТ и насосе, обусловленное низкой температурой пласта Як-III-VII и высокой долей газа в потоке. В качестве решения проблемы необходимо проводить промывки горячей нефтью с циркуляцией через насос или произвести постоянное ингибирование через затрубное пространство.

Подводя итоги по данным расчетам видно, что для правильного подбора оборудования в скважину нужно учитывать особенность скважины (наличие горизонтального окончания) для вписываемости подобранного оборудования УЭЦН. С учетом этих данных определяем приток для выбранной скважины и гидродинамические потери по длине горизонтального участка, выбор предельного газосодержания для выбранной скважины на входе в насос и принять решение о использовании газосепаратора. В данном случае из расчетов видно, что насос в скважине будет кавитировать т.к. объём расхода свободного газа больше, чем объём расхода газожидкостной смеси перед входом в насос и необходимо перед насосом установить газосепаратор. Далее для оценки значения КПД насоса при работе в скважине сначала определяем

значение номинального КПД насоса группы 5, номинальная подача которого не меньше(равна или несколько больше) среднего расхода продукции через насос $Q_{\text{жн}} = 62,89 \text{ м}^3 / \text{сут.}$, согласно этого выбираем установку УЭЦН5-50., потом вычисляем значения подачи и напора, которые должен иметь насос при работе на воде получаем подачу $72 \text{ м}^3 / \text{сут.}$, напор 1861. Выбираем насос, который подходит заданным условиям. Такой установкой является ЭЦН НЗЛЧ-5-50-2250 в комплекте с ЭДБТ-45-108.

Задание для раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Киревнин Алексей Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление	21.03.01. «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Комплексный подход по подбору скважинного оборудования на Ванкорском нефтегазовом месторождении (Красноярский край)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Должностной оклад руководителя 26000 руб Должностной оклад инженера 17000 руб
1. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент – 1,8. Накладные расходы – 16%.
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды: 30% от фонда оплаты труда (ФОТ)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Планирование работ и определение их временных оценок
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование работ и оценка их выполнения. Разработка диаграммы Ганта. Бюджет проекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Календарный план-график проведения НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Киревнин Алексей Владимирович		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Техничко-экономическая эффективность проектных работ

Целью данного раздела является показать экономическую эффективность смены УЭЦН на выбранных скважинах, что приведет к приросту прибыли, который достигается за счет увеличения МРП и правильности подбора оборудования, что в свою очередь будет способствовать увеличению годового объема добычи нефти.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1– Перечень этапов, работ и распределений исполнителей

Основные этапы	№раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Выбор направления исследования	Руководитель Инженер
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель Инженер

Продолжение таблицы 4.1

Теоретические и экспериментальные исследования	5	Выделение основных преимуществ и недостатков технологии	Руководитель Инженер
	6	Поиск потенциальных зон применения	Инженер
	7	Расчет эффекта от технологии	Руководитель Инженер
Оценка результатов	8	Экономическая оценка полученных результатов	Инженер
	9	Определение целесообразности	Руководитель Инженер
Оформление комплекта документации	10	Составление пояснительной записки	Инженер

Определение ожидаемой (средней) трудоемкости выполнения

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (4.1)$$

где $t_{ожі}$ - наиболее вероятное время в течение, которого должна быть выполнена работа, чел-дни;

t_{mini} - минимальное время для выполнения данного этапа при благоприятном стечении обстоятельств, чел-дни;

t_{maxi} - максимальное время для выполнения данного этапа при неблагоприятном стечении обстоятельств, чел-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости, рассчитывается продолжительность каждой работы в рабочих днях:

$$T_{Pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

где T_{Pi} - продолжительность одной работы, раб. дней;

$t_{ожі}$ - ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел-дни;

$Ч_i$ - численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кап}} \quad (4.3)$$

где T_{ki} - продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 T_{pi} - продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;
 $k_{\text{кап}}$ - коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{кап}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (4.4)$$

где $T_{\text{кал}}$ - количество календарных дней в году;
 $T_{\text{вых}}$ - количество выходных дней в году;
 $T_{\text{пр}}$ - количество праздничных дней в году.

В 2021 году 365 календарных дней, из них 118 выходных дней и 14 праздничных дней. Тогда коэффициент календарности равен:

$$K_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118 - 14} = 1,56 .$$

В таблице 4.2 представлены временные показатели проведения научно-исследовательской работы.

Таблица 4.2 – Временные показатели проведения научного исследования

№	Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	T_{pi} , раб. дней	T_{ki} , кален. дней
		t_{min} , чел- дн.	t_{max} , чел- дн.	$t_{ож}$, чел- дн.			
1	Составление и утверждение технического задания	2	3	2,4	Р	2,4	4
2	Выбор направления исследования	2	3	2,4	Р, И	1,2	2
3	Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	И	12	18

Продолжение таблицы 4.2

4	Календарное планирование работ	2	3	2,4	Р, И	1,2	2
5	Выделение основных преимуществ и недостатков технологии	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
6	Поиск потенциальных зон применения	20	30	24	И	24	35,5
7	Расчет эффекта от технологий	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
8	Экономическая оценка полученных результатов. Определение целесообразности проведения	5	7	5,8	Р, И	2,9	4
9	Составление пояснительной записки. Расчет потенциального эффекта от технологии	2	3	2,4	Р, И	2,4	4
10	Оценка возможности технологии	10	15	12	И	12	18
	Итого					64,3	96,3

Р – руководитель; И – инженер.

На основе таблицы 4.2 строим календарный план-график в виде диаграммы Ганта – таблица 4.3

Таблица 4.3 – Календарный план-график проведения НИ

Вид работы	Исполнители	Т _{кi} , дней	Продолжительность выполнения работ											
			Февраль		Март			Апрель			Май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		
Составление и утверждения технического задания	Руководитель	4												
Выбор направления исследования	Руководитель, Инженер	2												
Подбор и изучение материалов	Инженер	18												
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер	2												
Выделение основных преимуществ технологии	Руководитель, Инженер	4												
Расчет эффекта от технологии	Инженер	38												
Оценка возможности технологии на других активах аналогичными свойствами	Руководитель, Инженер	6												
Оценка полученных результатов	Руководитель, Инженер	4												

Продолжение таблицы 4.3

Определение целесообразности проведения	Руководитель, Инженер	4												
Составление пояснительной записки	Инженер	18												

Руководитель	Инженер

4.3 Бюджет научно-технического исследования (НИ)

При планировании бюджета НИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением

Расчеты на приобретение оборудования, которое есть у организации, но используется для каждого исполнения конкретной тематике, сводятся в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Бюджет на приобретения оборудования

№	Наименование оборудования	Количество оборудования, единиц.	Цена оборудования единицы, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
1	ПК	1	55000	55000
Итого				55000

Под амортизационными отчислениями понимаются отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа.

Цена ПК больше 40000 руб., необходимо учитывать амортизацию:

$$A = \frac{\text{Стоимость} * N_{\text{дн.исп}}}{\text{Срок службы} * 365} = \frac{55000 * 49}{3 * 365} = 2461,18 \text{ руб} \quad (4.5)$$

Расходы по заработной плате определяются по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок. В основную заработную плату вносится премия, которая выплачивается каждый месяц в размере 20 –30 % от оклада.

Заработная плата инженера-проектировщика:

$$Z_{\text{полн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (4.6)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}} = 0,15 * Z_{\text{осн}}$ - дополнительная заработная плата.

Размер основной заработной платы находится из выражения:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_p;$$

где $Z_{\text{дн}}$ - среднедневная заработная плата;

T_p - суммарная продолжительность работ, выполняемая научно – техническим работником.

Размер среднедневной заработной платы рассчитывается по формуле :

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m * M}{F_d}; \quad (4.7)$$

где Z_m - заработная плата за 1 месяц научно - технического работника;

M – количество месяцев работы без отпуска ($M=11,2$ для пятидневной рабочей недели и отпуска в 28 рабочих дней, $M = 10,4$ для шестидневной рабочей недели и отпуске в 56 рабочих дней);

F_d - действительный годовой фонд научно-технического персонала.

Зарплата за 1 месяц научно-технического работника определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} * (1 + K_{\text{пр}} + K_d) * K_p; \quad (4.8)$$

где $Z_{\text{тс}}$ - заработная плата по тарифной ставке;

$K_{\text{пр}}$ - премиальный коэффициент, 0,3;

K_d - коэффициент доплат и надбавок, 0, 2

K_p - районный коэффициент, для Красноярска равен 1,8.

С помощью представленных выше формул находим основную заработную плату инженера НТИ:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} * (1 + K_{\text{пр}} + K_d) * K_p = 17000 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,8 = 45900 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m * M}{F_d} = \frac{45900 * 11,2}{365 - 118 - 42} = 2507,7 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_p = 2507,7 * 49 = 122877,6 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{п}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} + 0,15 * Z_{\text{осн}} = 122877,6 + 0,15 * 122877,6 = 141309,2 \text{ руб}$$

Руководитель имеет оклад равный 26000 рубля. С учётом этого, рассчитаем размер основной заработной платы руководителя НТИ:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} * (1 + K_{\text{пр}} + K_d) * K_p = 26000 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,8 = 70200 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} * М}{F_{\text{д}}} = \frac{70200 * 11,2}{365 - 118 - 42} = 3835,3 \text{ руб};$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} * T_{\text{р}} = 3835,3 * 49 = 187930,5 \text{ руб};$$

$$З_{\text{п}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} + 0,15 * З_{\text{осн}} = 187930,5 + 0,15 * 187930,5 = 216120 \text{ руб}$$

Отчисления во внебюджетные фонды:

$$З_{\text{внеб}} = K_{\text{внеб}} * (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (4.9)$$

где $K_{\text{внеб}}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Инженер	141309,2	21196
Руководитель	216120	32418
Коэффициент отчисления	0,3	
Итого	$З_{\text{внеб}} = 0,3 * (141309,2 + 21196 + 216120 + 32418) = 76408,65 \text{руб}$	

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, которые не попали в предыдущие статьи расходов. Накладные расходы находятся по выражению:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей} - 5) * 0,16 = (250 + 55000 + 2261,18 + 141309,2 + 216120 + 76408,65) * 0,16 = 78615,9 \text{ руб}$$

где $K_{\text{нр}}$ - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

Рассчитанные затраты научно-исследовательской работы – основа для определения бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Бюджет затрат НИ

Наименование статьи	Сумма, руб	Доля в %
Расчет материальных затрат НИ	250	0,05
Расчет амортизационных отчислений	2261,18	0,44
Расчёт затрат на заработную плату инженера	141309,2	27,4
Расчёт затрат на заработную плату руководителя	216120	41,97
Расчёт затрат на отчисления во внебюджетные фонды	76408,65	14,84
Расчёт накладных расходов	78615,9	15,27
Бюджет затрат НИ	514964,3	100

Из данных таблицы видно, что большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования составляют заработные платы инженера и руководителя. Самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты НИ и амортизационные отчисления. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

4.4 Методика расчета экономической эффективности от оптимизации скважин, оборудованных УЭЦН.

Подбор комплекта погружного оборудования в программных комплексах показал необходимость смены технологического режима. Установка нового режима заключается в изменении диаметра НКТ и прекращение фонтанирования по затрубному пространству. Экономический эффект от данного мероприятия будет получен за счет уменьшения цены на трубы, типоразмера насоса и ПЭД, увеличения дебита скважин.

Оборудование, извлекаемое после оптимизации, будем использовать на других скважинах.

Таблица 4.7 – Технологический эффект проводимых работ

Номер скважины	Дебит до смены насоса q_1 т/сут	Дебит после смены насоса q_2 т/сут	Дополнительная добыча ΔA , т
509св	16,97	25,46	9379
305	20,31	30,31	
301	17,78	26,67	
Сумма дебетов	55,06	82,44	
Среднесуточный дебет	18,35	27,48	

Дополнительная добыча от увеличения дебита при смене насоса:

$$\Delta A = (q_1 - q_2) * 365 * K_э - \Delta A_{\text{п}},$$

(5.10)

где q_1 и q_2 – среднесуточный дебит по группе скважин до и после смены насосов, т/сут;

365 – количество дней в году;

$K_э$ – коэффициент эксплуатации скважин;

$\Delta A_{\text{п}}$ – потери нефти в результате простоя скважин при проведении мероприятия, т.

Расход нефти на проведение мероприятий и потери нефти в результате простоя скважин при проведении мероприятия:

$$\Delta A_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{н}} * t}{24}, \quad (4.11)$$

где $Q_{\text{н}}$ – дебит нефти данных скважин до проведения мероприятий, т/сут;

t – время проведения мероприятий, сут.;

$$\Delta A_{\text{п}} = 55,06 * 85,28 / 24 = 195,65 \text{ т};$$

$$\Delta A = (82,44 - 55,06) * 365 * 0,958 - 195,65 = 9379 \text{ т};$$

Таким образом, прирост добычи нефти по скважинам (№509,305,301) составит 9379 тонн.

Расчеты изменения затрат рассмотрим по всем статьям калькуляции добычи нефти.

Данные по калькуляции себестоимости добычи одной тонны нефти приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Калькуляция себестоимости добычи одной тонны нефти

Статья затрат	Всего затрат, тыс. руб	На 1 т нефти, руб. коп	Коэффициент условно-переменных
Расходы на энергию по извлечению нефти	547696	120,63	0,93
Расходы по искусственному воздействию на пласт	1129490	248,77	0,92
Основная зарплата производственных рабочих	302339	66,59	-
Отчисления на социальные нужды	49353	10,87	-
Амортизация скважин	193644	42,65	-
Расходы по сбору нефти	976028	214,97	0,94
Расходы по технологической подготовке нефти	499433	110	0,91
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	3086995	679,91	-
Цеховые расходы	242361	53,38	-
Прочие производственные расходы	5003410	1102	0,87
Общепроизводственные расходы	1152828	253,91	-
Всего затрат	13138629	2893,78	-
Добыча нефти, тыс. т	4540,3	-	-

Расходы на энергию по извлечению нефти:

Расчеты потребляемой энергии насосов до и после мероприятия приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Потребляемая энергия насосов до и после мероприятия

Номер скважины	Мощность УЭЦН, кВт		Изменение мощности УЭЦН, кВт
	до оптимизации	после оптимизации	
509св	41	33	- 8
305	33,6	30,5	- 3,1
301	34,2	32,5	- 1,7
Всего	100,6	93,1	- 12,8

Даже при незначительном количестве оптимизирующих скважин заметно существенное снижение потребляемого электричества.

- расходы на энергию по извлечению нефти:

$$\Delta Z_э = \Delta A * C_{эу} * K_1 \Delta Z_{ээ}$$

где ΔA – дополнительная добыча нефти, тыс. т;

$C_{\text{ЭУ}}$ – удельные затраты на 1т нефти по статье «Расходы на энергию по извлечению нефти»;

K_1 – удельный вес условно-переменных затрат, равен 1.

$\Delta Z_{\text{Э}} = Z_{\text{Э}} + Z_{\text{У.Н}} + Z_{\text{ЛЭП}}$ – уменьшение расхода на энергию по извлечению нефти;

$$\Delta Z_{\text{Э}} = 9379 * 120,63 * 1 - 149947,34 = 987441,43$$

Уменьшение затрат на потребляемую электроэнергию на поднятие дополнительной жидкости:

$$Z_{\text{Э}} = \Sigma \Delta N_{\text{Э}} * 365 * 24 * K_{\text{Э}} * C_{\text{кВт}}, \quad (5.12)$$

$$Z_{\text{Э}} = (-12,8) * 365 * 24 * 0,958 * 3,85 = -134692,88 \text{ р.},$$

где $\Sigma \Delta N_{\text{Э}}$ – суммарная мощность насосов, кВт;

$K_{\text{Э}}$ – коэффициент эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН;

$C_{\text{кВт}}$ – цена 1 кВт энергии, $C_{\text{кВт}} = 3,85 \text{ р/кВт}$.

Затраты на установленную мощность на поднятие дополнительной жидкости:

$$Z_{\text{У.М}} = \Sigma \Delta N_{\text{Э}} * K_{\text{ПЭ}} * C_2 * 12, \quad (4.13)$$

где $K_{\text{ПЭ}}$ – коэффициент потери электроэнергии, $K_{\text{ПЭ}}=1,06$;

C_2 – цена за 1 кВт на энергию по извлечению нефти, $C_2= 120,64 \text{ р/кВт}$.

Затраты на содержание линии электропередач:

$$Z_{\text{ЛЭП}} = \Sigma \Delta N_{\text{Э}} * K_{\text{ПЭ}} * C_3 * 12, \quad (4.14)$$

$$Z_{\text{ЛЭП}} = (-12,8) * 1,06 * 39,26 = -3745,40 \text{ р.},$$

где C_3 – стоимость содержания линии электропередач за 1 кВт,

C_3 - 39,26 р/кВт.

Общие затраты на энергию по извлечению дополнительно добытой нефти:

$$\Delta Z_{\text{ЭЭ}} = Z_{\text{Э}} + Z_{\text{У.М}} + Z_{\text{ЛЭП}}, \quad (4.15)$$

$$\Delta Z_{\text{ЭЭ}} = -134692,884 - 11509,09 - 3745,404 = -149947,34 \text{ р.}$$

Расходы по искусственному воздействию на пласт:

$$\Delta Z_{и} = \Delta A * C_{иу} * K_2, \quad (4.16)$$

где $C_{иу}$ – удельные затраты на 1 тонну нефти по статье «Расходы по искусственному воздействию на пласт», руб/т;

K_2 – удельный вес условно-переменных затрат по данной статье в калькуляции себестоимости;

$$\Delta Z_{и} = 9379 * 248,77 * 0,92 = 2146,56 \text{ тыс. р.}$$

Расходы по сбору и транспортировке нефти:

$$\Delta Z_{ст} = \Delta A * C_{сту} * K_3, \quad (4.17)$$

где $C_{сту}$ – удельные затраты на 1 тонну нефти по статье «Расходы по сбору и транспортировке нефти», руб./т;

K_3 – удельный вес условно-переменных затрат по данной статье в калькуляции себестоимости;

$$\Delta Z_{ст} = 9379 * 214,97 * 0,94 = 1895,23 \text{ тыс. р.}$$

Расходы по технологической подготовке нефти:

$$\Delta Z_{п} = \Delta A * C_{пу} * K_4, \quad (4.18)$$

где $C_{пу}$ – удельные затраты на 1 тонну нефти по статье «Расходы по технологической подготовке нефти», руб./т;

K_4 – удельный вес условно-переменных затрат по данной статье в калькуляции себестоимости;

$$\Delta Z_{п} = 9379 * 110 * 0,91 = 938 \text{ тыс. р.}$$

Статья «Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования» изменяется на сумму затрат, связанных с проведением мероприятий наземного и подземного оборудования скважины, экономии материалов межремонтный период. Для определения затрат по проведению мероприятий составляем наряд и смету затрат.

Рассчитываем затраты на осуществление мероприятий.

Мероприятие проводит бригада подземного ремонта скважин, в которую входят: оператор ПРС 5 разряда, помощник оператора.

Заработная плата бригады определяется исходя из тарифных ставок работников и коэффициента премирования по формуле:

$$Z_{ЗП} = (\Sigma V_p * C_{Т1} * n) * \left(1 + \frac{П_1}{100}\right) * \left(1 + \frac{П_2}{100}\right) * \left(1 + \frac{П_3}{100}\right), \quad (4.19)$$

где $C_{Т1}$ - тарифная ставка, руб./час. (тарифная ставка оператора ПРС 5 разряда $C_{Т1} = 145,08$ р./час, помощника оператора $C_{Т1} = 132,99$ р/час.);

V_p – время работы, час;

n – количество рабочих, чел.;

$П_1$ – процент премии, %;

$П_2$ – процент района, %;

$П_3$ – процент северной надбавки, %;

$$Z_{ЗП} = 85,28 * (145,08 + 132,99) * \left(1 + \frac{40}{100}\right) * \left(1 + \frac{70}{100}\right) * \left(1 + \frac{80}{100}\right) =$$

$$= 101,59 \text{ тыс. р.}$$

Отчисления на социальные нужды составляет 30,2 % от общего фонда заработной платы:

$$Z_{СС} = Z_{ЗП} * 30,2 = 101590 * \frac{30,2}{100} = 30,47 \text{ тыс. р.} \quad (4.20)$$

Затраты на амортизацию оборудования при ПРС определяется по формуле:

$$Z_{амор} = Z_{1Н/ч} * t_{рем} = 241,54 * 85,28 = 20,6 \text{ тыс. р.}, \quad (4.21)$$

где $Z_{1Н/ч}$ – затраты на один норма-час, руб/час;

$t_{рем}$ – длительность ремонта, час.

Транспортные расходы определяются исходя из времени работы транспорта и расценок за час работы:

$$Z_T = Ц_T * t, \quad (4.22)$$

где $Ц_T$ – стоимость одного часа работы, руб.

t – время работы транспортного средства, час.

Расчет транспортных расходов приведен в таблице 5.10.

Цеховые расходы составляют 8,8% от прямых затрат:

$$Z_{ц} = Z_{п} * \frac{8,8}{100} = (101590 + 30477 + 61827,72 + 20600) * \frac{8,8}{100} = 18,87 \text{ тыс. р.} \quad (4.23)$$

Таблица 4.10 – Транспортные расходы

Автомобиль	Время работы, ч	Стоимость, руб/ч	Всего, руб
А-50	85,28	638,3	54434,22
ЦА-320	2,15	615,42	1323,153
ППУ	3,95	533	2105,35
Урал - 453	1,5	975	1462,5
ПАЗ	3,5	715	2502,5
Итого			61827,723

Общепроизводственные затраты составляют 36% от прямых затрат

$$Z_{пр} = 36 * \frac{101590+30477+61827,72+20600}{100} = 77,21 \text{ тыс. р.} \quad (4.24)$$

Смета затрат на проведение мероприятий представлена в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Смета затрат

Статья затрат	Сумма, руб
Основная и дополнительная заработная плата	101590
Отчисления на социальные нужды	30477
Амортизация	20600
Услуги своих цехов	12831
Транспортные расходы	61828
Цеховые расходы	18875
Общепроизводственные затраты	77218
Итого по смете	323419
Итого по смете для трех скважин	970257

Затраты на проведение мероприятия составили 970,25 тыс. р.

Рассмотрим капитальные вложения.

Экономия по НКТ рассчитываем по формуле:

$$\Delta Z_m = (N_{мс} - N_{мн}) * C_m, \quad (4.25)$$

где $N_{мс}$ и $N_{мн}$ – расходы НКТ до и после внедрения мероприятий, м;

C_m – цена НКТ, тыс. руб.;

$$\Delta Z_{m229} = (1620 - 1365) * 195,26 = 49,79 \text{ тыс. р.};$$

$$\Delta Z_{m253} = (1540 - 1365) * 195,26 = 28,31 \text{ тыс. р.};$$

$$\Delta Z_{m776} = (1610 - 1455) * 195,26 = 30,27 \text{ тыс. р.};$$

$$\Sigma \Delta Z_m = 108,37 \text{ тыс. р.}$$

Амортизация по трем скважинам рассчитывается по формуле:

$$A = \Sigma \Delta Z_m * \frac{N_a}{100} = 108,37 * \frac{33,3}{100} = 36,09 \text{ тыс. р.}, \quad (4.26)$$

где N_a – норма амортизации.

Изменение по статье «Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования» определяется по формуле:

$$\Delta Z_{\text{эк}} = \Delta Z_{\text{см}} - A, \quad (4.27)$$

$$\Delta Z_{\text{эк}} = 971,13 - 36,09 = 935,04 \text{ тыс. р.}$$

Прочие производственные расходы рассчитываются по формуле:

$$\Delta Z_{\text{пр}} = \Delta A * C_{\text{пр}} * K_5, \quad (4.28)$$

где $C_{\text{пр}}$ – удельные затраты на 1 т нефти по статье «Прочие производственные расходы»;

K_5 – удельный вес условно-переменных затрат по статье «прочие производственные расходы»;

$$\Delta Z_{\text{пр}} = 9375 * 1102 * 0,87 = 8998,02 \text{ тыс. р.}$$

Результаты расчетов себестоимости дополнительной добычи нефти представлены в таблице 4.12.

Статья «Основная заработная плата производственных рабочих», «Отчисления на социальные нужды», «Амортизация скважин», «Цеховые расходы», «Общие производственные расходы», в нашем расчете не изменяются, так как являются условно – постоянными затратами.

Таблица 4.12 – Расчет себестоимости добычи нефти до и после проведения оптимизации режима работы скважин

Статьи затрат	До внедрения мероприятия	После внедрения мероприятия	Изменение затрат
Расходы на энергию по извлечению нефти, тыс. руб.	547696	547546,05	-149,95
Расходы по искусственному воздействию на пласт, тыс. руб.	1129490	1131636,56	2146,56

Продолжение таблицы 4.12

Основная заработная плата рабочих, тыс. руб.	302339	302339	-
Отчисления на социальные нужды, тыс. руб.	49353	49353	-
Амортизация скважин, тыс. руб.	193644	193644	-
Расходы по сбору нефти, тыс. руб.	976028	977923,23	1895,23
Расходы по технологической подготовке нефти, тыс. руб.	499433	500371,8	938,84
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, тыс. руб.	3086995	3087930,04	935,04
Цеховые расходы, тыс. руб.	242361	242361	-
Общепроизводственные расходы, тыс. руб.	1152828	1152828	-
Прочие производственные расходы, тыс. руб.	5003410,6	50012402,62	8992,02
Всего затрат, тыс. руб.	13138629	13152447,9	13818,9
Добыча нефти, тыс. т/год	4540,3	4549,68	9,379
Себестоимость 1 т нефти, руб	2893,8	2890,85	-2,93

4.4.1 Расчет экономического эффекта

Экономический эффект определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_m = P_m - \mathcal{E}_m, \quad (4.29)$$

где P_m – стоимость оценки результата, тыс. руб.;

\mathcal{E}_m – стоимостная оценка затрат, тыс. руб.;

$$\mathcal{E}_m = \Delta Z, \quad (4.30)$$

$$\mathcal{E}_m = 43143,4 - 13808,9 = 29324,5 \text{ тыс. р.}$$

Стоимостная оценка результата определяется по формуле:

$$P_m = \Delta A * C_m, \quad (4.31)$$

где C_m – расчетная цена реализации 1 тонны нефти, руб. ($C = 4600 \text{ р/т}$),

$$P_m = 9379 * 4600 = 43143,4 \text{ тыс. р.}$$

Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия, определяется по формуле:

$$П_m = \mathcal{E}_m - \left(\Delta H_t * \frac{\mathcal{E}}{100} \right), \quad (4.32)$$

где ΔH_t – общая сумма налогов и выплат из балансовой прибыли, в соответствии с законодательством составляет 20 % от прибыли;

$$П_m = 29324,5 - \left(20 * \frac{29324,5}{100} \right) = 23459,6 \text{ тыс. р.}$$

Изменение производительности труда в результате проведения оптимизации определяется по формуле:

$$P_y = (P_2 * A_2)/(P_1 * A_1) * 100 - 100, \quad (4.33)$$

где P_y – рост производительности труда за счет проведения обработки, %;

A_1 и A_2 - объём продукции до и после мероприятия;

P_1 и P_2 – среднесписочная численность до и после проведения обработки.

Так как численность работников осталась неизменной, т.е. $P_2 = P_1 = 2265$ получаем:

$$P_y = A_2/A_1 * 100 - 100 = 4549,68/4540,3 * 100 - 100 = 0,21\%$$

Снижение себестоимости продукции $C_{ср}$ за счет проведения мероприятия, руб.

Результаты расчетов сведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Экономическая эффективность оптимизации режима работы скважин

Показатели	До проведения	После проведения	Отклонения
			абсолютное отклонение
Объём добычи нефти, тыс. т	4540,3	4549,68	+9,379

Продолжение таблицы – 4.13

Среднесуточный дебит проектируемой скважины, т/сут.	18,35	27,48	+9,13
Себестоимость 1 тонны нефти, руб/т	2893,8	2890,85	-2,93
Стоимостная оценка результатов, тыс. руб.	-	43143,4	-
Стоимостная оценка затрат, тыс. руб.	-	13818,9	-
Экономический эффект, тыс. руб.	-	29324,5	29324,5
Прирост прибыли, остающейся в распоряжение предприятия, тыс. руб.	-	23459,6	23459,6
Производительность труда, т/чел.	2004,54	2008,69	+4,15

Как видно из анализа, оптимизация режима работы УЭЦН экономически эффективна. После проведения мероприятий дополнительная добыча нефти составила 9379 т, себестоимость 1 т нефти снизилась на 2,2 р. (0,07%), экономический эффект составил 25939,69 тыс. р., прирост прибыли, остающийся в предприятии – 20751,75 тыс. р. Производительность труда

повысилась на 4,15 т/чел (0,21%). Экономический эффект был достигнут за счёт увеличения энергоэффективности оборудования, при этом также было достигнуто увеличение дебитов скважин. Исходя из вышеуказанного данный проект выгодно внедрять с экономической точки зрения.

Задание для раздела «Социальная ответственность»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Киревнин Алексей Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01. «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Комплексный подход по подбору скважинного оборудования на Ванкорском нефтегазовом месторождении (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: установки электроцентробежных насосов. Область применения: фонд скважин
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. Трудовой кодекс РФ
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны - предельно высокие уровни шума Опасные факторы: -- высокое давление - поражение электрическим током
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выброс газа Гидросфера: разлив нефти на воде Литосфера: загрязнение почвы нефтепродуктами
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: нефтегазоводопрооявления на скважине, лесные пожары, возгорание нефтепродуктов Наиболее типичные ЧС: нефтегазоводопрооявление.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Киревнин Алексей Владимирович		

5. Социальная ответственность

В социальной ответственности рассмотрены рабочие места персонала кустовой площадки, по месту эксплуатации скважины электроцентробежным насосом, устьевая и запорная арматура. А также слесарная, в которой располагаются инструменты для ремонта оборудования.

В нефтяной и газовой промышленности проводятся операции по хранению, отпуску и приему нефтепродуктов, многие из которых токсичны, хорошо испаряются, способны электризоваться, пожаровзрывоопасны. В данном разделе будут рассмотрены такие темы, как - техногенная безопасность, в которую входят: анализ вредных факторов производственной среды, анализ опасных факторов производственной среды; организационные мероприятия обеспечения безопасности; безопасность в чрезвычайных ситуациях

Любая производственная деятельность сопряжена с воздействием на работающих вредных и опасных производственных факторов. Отсюда обеспечение безопасных условий труда – одна из основополагающих целей, к которой должно стремиться руководство предприятия.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно статье 224 ТК РФ работодатель обязан соблюдать ограничения на привлечение отдельных категорий работников к выполнению тяжелых работ, работ во вредных или опасных условиях. Например, трудовое законодательство ограничивает использование труда женщин на работах в тяжелых, вредных или опасных условиях (ст. 253 ТК РФ). Молодые люди, не достигшие 18 лет, на вредные или опасные работы не допускаются. Об этом говорится в статье 265 ТК РФ. У сотрудников, которые заняты на работах во вредных или опасных условиях, продолжительность рабочего времени сокращается на 4 часа в неделю. То есть она не должна превышать 36 часов в

неделю. При этом ежедневная рабочая смена при 36-часовой рабочей неделе не может превышать 8 часов, а при рабочей неделе 30 часов и менее — 6 часов (ч. 2 ст. 94 ТК РФ).

Всем работникам предоставляется ежегодный основной оплачиваемый отпуск продолжительностью 28 календарных дней с сохранением места работы (должности) и среднего заработка в соответствии с действующим законодательством.

Порядок индексации заработной платы в соответствии со ст. 134 ТК РФ устанавливается в Положении «Об оплате труда работников» с учетом экономических возможностей Общества в пределах фонда заработной платы, утвержденного бизнес-планом Общества. За каждый час работы в ночное время, с 22.00 часов до 6.00 часов, работнику производится доплата в размере 40 % часовой тарифной ставки. Работа в выходной или нерабочий праздничный день оплачивается в двойном размере.

Для обеспечения безопасности при проведении работ, связанных с эксплуатацией УЭЦН, необходимо руководствоваться правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденными приказами Ростехнадзора от 12 марта 2013 года №101, правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, утверждёнными приказом Минтруда России от 24.07.2013 №328н, правилами промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением, утвержденными приказами Ростехнадзора от 25.03.2014 №116, правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности ППБО-85, утвержденными Миннефтепромом СССР 25.11.1985, технологическими регламентами и инструкциями по охране труда и промышленной безопасности, утвержденными в организации.

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» основными негативными производственными факторами является:

- подвижные части производственного оборудования
- перемещаемые элементы
- пониженная температура поверхностей оборудования
- пониженная температура воздуха рабочей зоны
- источники поражения электрическим током
- присутствие вредных газов
- наличие избыточного давления
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли и другие факторы
- пожаровзрывоопасность рабочей среды
- недостаточность освещения рабочей зоны особенно в зимнее и вечернее время
- психофизиологические перегрузки организма человека, связанные с тяжестью и напряженностью трудового процесса.

Загазованность воздуха на скважине проверяется в соответствии с планом производства работ. ПДК сероводорода H_2S (второй класс опасности, высокоопасные вещества) в воздухе рабочей зоны – 10 мг/м^3 , в смеси с углеводородами – 3 мг/м^3 . ПДК для предельных алифатических углеводородах $C_1 - C_{10}$ (в пересчете на углерод) в воздухе рабочей зоны 300 мг/м^3 (четвертый класс опасности, малоопасных веществ). Для определения содержания в воздухе сероводорода и оксида углерода могут использоваться индивидуальные портативные газоанализаторы Drager Pas 3000, ALTAIR или GasAlertMicroClip компании Honeywell, который демонстрирует одну из самых быстрых реакции на изменение концентрации измеряемых паров газов (H_2S , CO и другие горючие газы).

1) Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны в условиях воздействия низких температур может происходить переохлаждение организма за счет увеличения теплоотдачи. При низкой температуре окружающего воздуха резко увеличиваются потери тепла путем конвекции, излучения. Особенно опасно сочетание низкой температуры с высокой

влажностью и высокой скоростью движения воздуха, так как при этом значительно возрастают потери тепла конвекцией и испарением. При воздействии холода, изменения возникают не только непосредственно в области воздействия, но также и на отдаленных участках тела. Это обусловлено местными и общими рефлекторными реакциями на охлаждение. Например, при охлаждении ног, наблюдается снижение температуры слизистой оболочки носа, глотки, что приводит к снижению местного иммунитета и возникновению насморка, кашля и т.д.

Отклонение показателей климата рабочей зоны, возникает по причине проведения работ на открытом воздухе в холодное время года. При воздействии на организм человека отрицательных температур наблюдается сужение сосудов пальцев рук и ног, кожи лица, изменяется обмен веществ. Низкие температуры воздействуют также и на внутренние органы, и длительное воздействие этих температур приводит к их устойчивым заболеваниям.

2) Токсичность нефти и нефтепродуктов являются вредными токсичными веществами, характеризующиеся высокой испаряемостью при обычной температуре.

Пары нефти и продуктов ее переработки представляют собой смесь углеводородов, имеющих запах бензина. Пары проникают в организм человека через дыхательные пути и кожу. Следует отметить, что вышеуказанные факторы наиболее сильное влияние оказывают на центральную нервную систему.

При отравлении парами нефти и нефтепродуктов возникает головная боль, головокружение, слабость, иногда возникает состояние опьянения, беспричинная веселость, а затем происходит потеря сознания.

При попадании на кожу нефтепродуктов могут развиваться кожные заболевания - экземы, дерматиты и т.п. Меры защиты от воздействия паров нефти и нефтепродуктов – спецодежда, спец- обувь, фильтрующий противогаз марки А, КД, рукавицы, крем.

3) Повышенные уровни шума воздействует на организм человека неблагоприятно и влияет на протекание нервных процессов, способствует развитию утомления, изменениям в сердечно-сосудистой системе и появлению шумовой патологии, среди многообразных проявлений которой ведущим клиническим признаком является медленно прогрессирующее снижение слуха по типу кохлеарного неврита.

В производственных условиях источниками шума являются работающие станки и механизмы, ручные механизированные инструменты, электрические машины, компрессоры, кузнечнопрессовое, подъемно-транспортное оборудование, специальная техника и т.д.

В качестве характеристик постоянного шума на рабочих местах, а также для определения эффективности мероприятий по ограничению его неблагоприятного влияния, принимаются уровни звукового давления в децибелах (дБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5; 63; 125; 250; 1000; 2000; 4000; 8000 Гц.

В качестве общей характеристики шума на рабочих местах применяется оценка уровня звука в дБ(А), представляющая собой среднюю величину частотных характеристик звукового давления.

Характеристикой непостоянного шума на рабочих местах является интегральный параметр - эквивалентный уровень звука в дБ(А).

Основные мероприятия по борьбе с шумом — это технические мероприятия, которые проводятся главным направлениям:

- устранение причин возникновения шума или снижение его в источнике; ослабление шума на путях передачи;
- использование индивидуальных средств защиты (беруши, наушники, ватные тампоны);
- проведение периодических медицинских осмотров с прохождением аудиометрии;
- соблюдение режима труда и отдыха;

- проведение профилактических мероприятий, направленных на восстановление здоровья;
- непосредственная защита работающих.

В связи с тем, что основные производственные процессы на месторождении идут на открытом воздухе, правилами предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов: снабжение рабочих спецодеждой и спецобувью, помещения для обогрева рабочих.

Защитные свойства спецодежды определяются тканями, из которых ее изготавливают, к тканям для рабочих костюмов предъявляются следующие требования - хорошие термозащитные свойства и воздухопроницаемость.

Для предотвращения поражения электрическим током в основном используется заземление. В установках с напряжением до 1000 В с заземленной нейтралью трансформаторов или генераторов применяют систему с защитными проводниками, соединенными с этой нейтралью. Также применяют автоматические предохранители, изоляционные материалы, указатели напряжения тока, и.т.д.

Борьба с шумом и вибрациями ведется в основном посредством создания условий уменьшения их воздействия на организм человека. Используются две группы для борьбы: конструктивно-технологические- к этой группе относится использование смазки, замена зубчатых передач металлических частей оборудования пластмассовыми, использование клиноременной передачи; - акустические: использование звукопоглощающих материалов, звукоизолирующие кабины, а также глушители.

5.3 Экологическая безопасность

Основными загрязняющими веществами в нефтяной отрасли являются нефтепродукты и пластиковые сточные воды.

Источниками загрязнения подземных пресных вод являются разливы нефти и попутно добываемых вод при порывах нефтепроводов, при ремонтных работах на устье скважины.

К числу потенциальных загрязнителей почвы относятся образующие в процессе строительства промышленные и бытовые отходы, ливневые и промышленные стоки, а также продукты сгорания топлива при эксплуатации автотранспорта и спецтехники.

Природоохранные мероприятия при разработке Ванкорского месторождения направлены на решение следующих задач:

- предупреждение загрязнений недр и подземных вод хозяйственно-питьевого назначения и потенциально минеральных вод нефтью, промышленными стоками и вредными отходами;

- недопущение проникновения флюидов в пресные водоносные горизонты;

- полное и комплексное извлечение из месторождения всех его полезных компонентов;

- недопущение вредного влияния работ, связанных с пользованием недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых, а также эксплуатируемых и находящихся в консервации скважин;

- разработка и соблюдение технологии, обеспечивающей сохранение криолитозоны в естественном состоянии;

- недопущение развития негативных инженерно-геологических процессов.

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу при разработке Ванкорского месторождения предусматривается:

- закачка большей части (90%) добытого газа в систему ППД;

- утилизация оставшейся части (10%) добытого газа для нужд собственного энерго-и теплоснабжения;

- применение герметизированных процессов сбора и транспортировки нефти, исключающих выделение нефтепродукта;

- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;

5.4 Обеспечение безопасности в чрезвычайных и аварийных ситуациях

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебита скважин, а также направление флюида в трубопровод.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленный в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Анализ возможных аварийных ситуации

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения химических реагентов в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений.	- розлив хим. реагентов в помещение УДХ - загазованность помещения - отравление парами хим. реагента, облив хим. реагентом.
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и розлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив хим. реагентов
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	- выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Каждый работник, находящийся на кустовой площадке, имеет индивидуальные СИЗОД, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуации.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операции, составляет 8-10 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водой и теплом, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией по сетям ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого ответственный дает указания о переходе на нормальный режим.

Заключение

Как правило, в Российской Федерации порядка 80% всей доли добываемой нефти приходится на установки электроцентробежных насосов, что говорит об огромной роли погружных насосов в нефтегазовой отрасли.

Установки ЭЦН нашли широкое применение на нефтяных месторождениях не только нашей страны, но и за рубежом. Однако много случаев, когда электроцентробежный насос работает не в оптимальном режиме.

В рамках выполненной работы описан процесс комплексного метода подбора УЭЦН с учетом особенностей Ванкорского месторождения по которым с учетом особенностей скважины, особенностью свойств нефти и газа подбирается глубиннонасосное оборудование для эксплуатации добывающих скважин. Так же отмечена важность подбора правильного оборудования по скважинам Ванкорского нефтегазового месторождения. Ведь выбор оптимального решения и правильный метод подбора оборудования играет значительную роль для повышения добычи нефти, информативности и развития методов контроля технологического процесса.

Также по результатам расчетов был проведен анализ, и оптимизация режимов работы скважины, что привело к дополнительной добыче нефти на предприятии и увеличение энергоэффективности.

Список используемой литературы

1. П.Д. Ляпков. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине. Учебное пособие. – М.: МИНГ, 1987 г., 71 с.
2. Мукерджи Х. Производительность скважин: Руководство. – М.:2001.- 90 с
3. Схема разработки Ванкорского месторождения, Красноярск, 2007 г.
4. Геологический отчет ЗАО «Ванкорнефть» за 2013 г.
5. Персиянцев М. Н. Добыча нефти в осложнённых условиях [текст] / М.Н. Персиянцев. – М.: Недра, 2000 – 653 с.
6. А.Н. Дроздов. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях. [текст]: учебное пособие для вузов – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 615 с.
7. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ», [текст]: учебное пособие для вузов РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина , 2003. – 816 с.
8. Каплан Л.С. Эксплуатация осложнённых скважин центробежными электронасосами / Л. С. Каплан, А. В. Семёнов, Н. Ф. Разгоняев. - Москва : Недра, 1994. - 190 с
9. Ибрагимов Г.З Опыт эксплуатации скважин с повышенным содержанием газа в нефти / Г. З. Ибрагимов, Н. И. Хисамутдинов, В. Ф. Лесничий [и др.] - Обзорная инф., серия «Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений». - Москва : ВНИИОЭНГ, 1990, вып. 3, 56 с
10. Габдуллин Р.Ф. Эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях / Р.Ф. Габдуллин Р.Ф. // Нефтяное хозяйство. – 2002. - №11. С 62
11. И.И. Дунюшкин. Расчет основных свойств пластовых нефтей при добыче и подготовке нефти. [текст]: учебное пособие / И.Т. Мищенко, И.И. Дунюшкин. – Москва, 1982. – 79 с.

12. Чубанов, О. В. Технологические проблемы эксплуатации скважин в осложнённых условиях : автореферат дис. ... докт. техн. наук : 05.15.06 / Чубанов Отто Викторович. - Москва, 1978. - 35 с.
13. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков [и др.]: Под. ред. Н. Г. Ибрагимова, Е. И. Ишемгужина. - Уфа : Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. - 302 с.
14. Маркелов, Д. В. Борьба с осложнениями в механизированной добыче нефти / Д. В. Маркелов // Территория НЕФТЕГАЗ. - 2005. - № 2. - С. 30-35.
15. Кудряшов, С. Эксплуатация УЭЦН в осложнённых условиях интенсифицированных скважин / С. Кудряшов, Ю. Лёвин, Д. Маркелов // Бурение и нефть. - 2004. - № 10. - С. 22-23
16. Басов, С. Г. Современные системы управления погружными электронасосами при периодических режимах эксплуатации скважин / С. Г. Басов, О. А. Тяпов, В. Г. Ханжин, А. Р. Гарифуллин. // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 2. - С. 94-96.
17. Бочарников, В. Ф. Вибрация и разрушения в погружных центробежных насосах для добычи нефти / В. Ф. Бочарников, Ю. В. Пахаруков - Тюмень.: ТюмГНГУ, 2005. - 141 с
18. Агеев, Ш. Р. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Энциклопедический справочник / Ш. Р. Агеев, Е. Е. Григорян, Г. П. Макиенко. - Пермь : ООО «Пресс-мастер», 2007. - 645 с
19. Алексеев, Ю. В. Совершенствование технологии эксплуатации скважин ориентированного профиля ствола установками погружных электроцентробежных насосов : автореферат дис. ... канд. техн. наук : 05.15.06 / Алексеев Юрий Владимирович - Уфа, 2000. - 23 с
20. Кутдусов, А. Т. Совершенствование эксплуатации наклонных скважин с высокой температурой, оборудованных электроцентробежными насосами : автореферат дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Кутдусов Артур Тимерзянович - Уфа, 2002. - 23 с.

21. О существовании месторождений жидких углеводородов, насыщенных твёрдой фазой / А. П. Крылов, Г. Г. Вахитов, Г. Ф. Требин [и др.] - ДАН СССР, 1975. - 225 с
22. Рагулин, В. В. Исследование солеотложения в скважинах ОАО «НК «Роснефть» - «Ставропольнефтегаз» и ОАО «НК «Роснефть» - «Пурнефтегаз» и рекомендации для его предупреждения / В. В. Рагулин, А. И. Волошин, А. Г. Михайлов, С. П. Хлебников // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». - 200. - № 1. - С. 38-41
23. Мажник В. И., Лешкович Н. М. Статья «Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении» <http://id-yug.com/images/idyug/Bulatov/2018/2/Part-1/PDF/2018-v2-227-232.pdf>
[Электронный ресурс]
24. Малышев, А. Г. Применение греющих кабелей для предупреждения парафиногидратообразования в нефтяных скважинах / А. Г. Малышев, Н. А. Черемисина // Нефтяное хозяйство. - 1990. - № 6. - С. 58-60.
25. Истомин, В. А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях / В. А. Истомин, В. С. Якушев. - Москва : Недра. - 236 с.
26. В.Г. Грон. Определение забойного давления в добывающих скважинах, оборудованных установками погружного центробежного насоса / В.Г. Грон, И.Т. Мищенко. – Москва, 1993 г.
27. Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебник / В.М. Муравьев. – Недра, 1986. – 384 с.
28. Зейгман. Ю.В. Выбор оборудования и режима работы скважин с установками штанговых и электроцентробежных насосов: учеб. пособие / Ю.В. Зейгман, О.А. Гумеров, И.В. Генералов. - Уфа: УГНТУ, 2000. – 122 с.
29. Руководство пользователя компьютерной программой подбора погружного оборудования «RosPump». РН-УфаНИПИнефть, 2011 г.;
30. Гиматудинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. -м: Недра,1974. - 704
31. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ

(ред. от 27.12.2018)

32. ГОСТ Р 50923-96. Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения.

33. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

34. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.