

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись
«_____» _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело
21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Внедрение многофазной расходомерии на Ванкорском нефтегазовом
месторождении

Руководитель	_____	доцент, к.т.н.	М.Т. Нухаев
	подпись, дата		
Выпускник	_____		А.А. Чернов
	подпись, дата		
Безопасность и экологичность	_____		Е.В. Мусяченко
	подпись, дата		
Нормоконтролер	_____		С.В. Коржова
	подпись, дата		

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись
«_____» _____ 2017г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Чернову Александру Александровичу

Группа ГБ13-03 Направление (специальность) 21.03.01.02
Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы «Внедрение многофазной
расходомерии на Ванкорском нефтегазовом месторождении»

Утверждена приказом по университету № 6477/с от 22.05.2017

Руководитель ВКР М.Т. Нухаев, кандидат технических наук, доцент кафедры
РЭНГМ ИНиГ СФУ

Исходные данные для ВКР Проектные документы, отчетные документы,
методические руководства, руководящие документы, специальная литература,
периодическая научно-техническая литература.

Перечень разделов ВКР:

1. Введение
2. Геологическая часть
3. Технологическая часть
4. Специальная часть
5. Безопасность и экологичность проекта

Руководитель ВКР



подпись

М.Т. Нухаев

Задание принял к исполнению

подпись

А.А.Чернов

«_____» _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа «Внедрение многофазной расходомерии на Ванкорском нефтегазовом месторождении», 62 страницы, 16 рисунков, 23 таблицы, 1 приложение, 31 источников.

ВАНКОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ГАЗ, МНОГОФАЗНАЯ РАСХОДОМЕТРИЯ, РАСХОДОМЕРЫ, V_x , ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ, СЕПАРАТОРЫ, РАСХОД ЖИДКОСТИ.

Объектом исследования выпускной квалификационной работы является Ванкорское нефтегазовое месторождение, право пользования недрами Ванкорского лицензионного участка принадлежит ООО «РН-Ванкор».

Целью настоящей работы является оценка эффективности работы многофазных расходомеров, внедренных на Ванкорское нефтегазовое месторождение, по сравнению с сепарационными измерительными установками.

В данной работе рассмотрены общие сведения о месторождении, краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов и физико-химическая характеристика пластового флюида. Проведен анализ разработки месторождения, включающий в себя текущее состояние разработки, характеристику фонда скважин. В специальной части рассмотрены методы измерения многофазного потока и выявление наиболее точной технологии замера дебитов нефти, газа и воды. Также рассмотрены многофазные расходомеры V_x , их метрологические и технические характеристики, и преимущества над сепарационным решением.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Геологическая часть.....	6
1.1 Общие сведения о месторождении.....	6
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	9
1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	9
1.2.2 Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов.....	9
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов.....	11
1.4 Физико-химические свойства нефти, газа, воды и конденсата.....	12
1.5 Запасы углеводородов	14
2 Технологическая часть.....	15
2.1 Текущее состояние разработки месторождения	15
2.2 Анализ текущего состояния разработки месторождения	16
2.3 Анализ состояния фонда скважин.....	22
2.4 Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти.....	26
3 Специальная часть	30
3.1 Методы измерения многофазного потока	30
3.2 Описание типа средств измерения	34
3.2.1 Расходомеры многофазные Vx Spectra	34
3.2.2 Расходомеры многофазные PhaseWatcher Vx	39
3.3 Преимущества многофазных расходомеров Vx в сравнении с сепарационным решением	46
4 Безопасность и экологичность проекта	49
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	49
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности.....	50
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	51
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	53
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	54
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	55
4.7 Экологичность проекта	56

Заключение	57
Список сокращений	58
Список использованных источников	59
Приложение А	61

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазодобывающая промышленность занимает особое место в экономике нашей страны. Она занимает около 14% ВВП России, а в экспорте товаров – 70,6%. При этом по добыче нефти и газа мы занимаем ведущие позиции в мире.

На российскую нефтяную отрасль оказывают влияние такие отрицательные факторы, как истощение экономических и рентабельных запасов в регионах добычи с развитой инфраструктурой (Западной Сибири, Урале, Поволжье), сложные природные условия и неразвитость инфраструктуры в новых регионах добычи (Восточной Сибири, Крайнем Севере, Дальнем Востоке), а также нехватка необходимых компетенций для реализации шельфовых и других сложных проектов.

Для повышения конкурентоспособности российской нефтедобычи необходимым условием становится создание благоприятных и эффективных налоговых условий, снижение себестоимости добычи и геологоразведки нефти с привлечением новых более экономичных технологий, а также поддержание добычи нефти и газа.

Ванкорское месторождение является перспективным нефтегазовым месторождением Красноярского края. Сложные природные условия, сложное геологическое строение, создают необходимость применения нестандартных методов разработки, инновационных технологий.

В работе рассмотрены технологии, основанные на внедрении многофазной расходомерии. Многофазные расходомеры «Шлюмберже» в сочетании с технологией Vx открывают доступ к более мобильному и оперативному способу испытания скважин.

Замерные установки способны отображать наиболее важную критическую информацию при диагностике результатов в процессе испытания скважины в режиме реального времени, а также избегать сложных механических операций, широко практикуемых при стандартном сепарационном методе.

Стационарное использование многофазных расходомеров предоставляет возможность мониторинга добычи углеводородов на самых удаленных месторождениях и содействует предупреждению ранних признаков обводнения, а также способствует планомерному развитию инфраструктуры производственных объектов с минимальными затратами.

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского муниципального района Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск.

Территориально расположено в пределах трех лицензионных участков: Ванкорского, Северо-Ванкорского и Восточно-Лодочного. Южная часть Ванкорского месторождения (Ванкорский ЛУ и Восточно-Лодочный) расположена в Туруханском районе Красноярского края, северная часть (Северо-Ванкорский ЛУ) расположена на территории Таймырского муниципального района (см. рисунок 1).



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Площадь месторождения составляет 447 кв. км.

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. В 140 км на юго-восток от месторождения расположен г. Игарка, в котором расположены крупный речной порт и аэропорт, способный принимать тяжёлые самолёты.

Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяжённость водной магистрали Красноярск-Игарка по р. Енисей составляет 1747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги («зимники»). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Наиболее экономически привлекательным способом доставки больших партий груза (общим объёмом до 35 тыс.т) в район Ванкорского месторождения является экспедиционный завоз караваном судов Енисейского пароходства по р. Большая Хета непосредственно до опорной базы промысла (430 км от устья). Это вариант предполагает минимальное количество промежуточных погрузочно-разгрузочных операций и минимальные сроки доставки. Вместе с тем, навигация по р. Большая Хета возможна только мелкосидящим флотом (баржи до 1000 т) и только в июне. В связи с этим большое значение приобретает общая согласованность и четкость всей транспортной схемы: своевременное накопление грузов в зимний период на площадках портов, причалы которых не заливаются паводком в весенний период (Лесосибирский порт, Красноярский порт), формирование и отправка мощного каравана судов, выгрузка в сжатые сроки на причалах Заказчика (Ванкор, Сузун). Причал и база ЗАО «Ванкорнефть» Прилуки расположена на левом берегу р. Енисей, в 12 км ниже порта Игарка. Прилуки служат основной перевалочной базой для доставки крупногабаритных и тяжеловесных грузов, предназначенных для строительства опорной базы промысла Ванкорского месторождения.

Железнодорожного сообщения в рассматриваемом районе нет, снабжение железнодорожным транспортом возможно, либо до г. Красноярск, либо через транспортную сеть Западной Сибири до ст. Пурпэ и Коротчаево и далее, либо водным транспортом, либо по зимней дороге.

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, расположены в 160-180 км на северо-запад от Ванкорского. Указанные месторождения связаны газопроводом с г. Норильск и конденсатопроводом с г. Дудинка, где имеется цех по переработке конденсата. В 200 км к юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаза».

Транспорт нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе». Нефтепровод рассчитан на прокачку объёмов УВ 25 млн.т/год. Общая протяжённость трассы составляет 543 км (556,5 км по оси трубопровода с учётом компенсаторов).

Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведётся с 2006 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра от 01.06.2006 № 3662). В данный момент действующим технологическим документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра № 5462 от 15.11.2012 г.).

В районе расположения Ванкорского НГКМ развитая централизованная система энергоснабжения отсутствует. Ближайшая ВЛ 110 кВ ЕНЭС в районе Ванкорского НГКМ, расположена в 140 км на восток. Энергоснабжение объектов Ванкорского НГКМ осуществляется от собственного автономного энергоисточника.

В качестве источника энергоснабжения Ванкорского НГКМ на ЦПС предусмотрена ГТЭС, установленной электрической мощностью 206,4 МВт (располагаемой электрической мощностью 154,8 МВт), с газотурбинными установками единичной мощностью 25,8 МВт. В составе ГТЭС предусмотрено шесть рабочих и два резервных газотурбинных агрегата. Электроснабжение объектов Ванкорского НГКМ от ГТЭС предусмотрено по ВЛ 10 кВ, 35 кВ, на площадочных объектах-потребителях электроэнергии предусмотрены понижающие подстанции.

Основным источником теплоснабжения объектов Ванкорского НГКМ является ГТЭС, в составе которой предусмотрены котлы-утилизаторы (шесть рабочих и два резервных), единичной тепловой мощностью – 33,0 МВт. Также для отопления части объектов Ванкорского НГКМ предусмотрены газовые котельные.

Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на кв.км.

На территории Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, полезных ископаемых, кроме нефти, конденсата и газа, не обнаружено.

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения – 200 м. Река Лодочная не судоходна, шириной около 50 м, глубиной 0,3-2,0 м. Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня. В это же время заканчивается ледоход и на р. Енисей (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка – 20-25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации 130 суток [13].

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста.

Ниже рассмотрены основные свиты, слагающие месторождение.

Меловая система (нижний мел - K_1)

Нижнехетская свита (K_{1nch}). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита, представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Песчаные и алеврито-песчаные разности имеют подчиненное значение. Порода серого и зеленовато-серого цвета с тонкими прослоями обугленного растительного детрита, встречается глауконит и пирит. Для отложений характерны сложные виды кривой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений, встречаются деформационные текстуры, окатыши глин, обилие фауны различной сохранности, биотурбация незначительная, в основном ходы обитания. Возраст свиты берриас - ранний валанжин. К отложениям свиты толщиной 454 м приурочены продуктивные пласты Нх-I, Нх-III-IV.

Суходудинская свита (K_{1sd}) согласно залегают на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевролитовыми породами. К отложениям свиты приурочен продуктивный пласт Сд-IX. Толщина свиты в скважине СВн-1 достигает 601 м.

Яковлевская свита (K_{1jak}) согласно залегают на отложениях малохетской свиты. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин - аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослойки углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. С отложениями свиты связаны продуктивные пласты Як-I, Як-III-VII. Толщина яковлевской свиты изменяется от 561 м (скважина СВн-1) до 652 м (скважина Вн-8).

Меловая система (нижний-верхний отделы - K_{1-2})

Долганская свита (K_{1-2dl}) согласно залегают на отложениях яковлевской толщи. Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков. Толщина свиты составляет 233-271 м [13].

1.2.2 Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов

Ванкорское месторождение является многопластовым: в отложениях мелового возраста выявлено семь продуктивных пластов, содержащих семь залежей. Из них залежь Дл-I-III - газовая, залежи в пластах яковлевской свиты

(Як-I, Як-II, Як-III-VII) газонефтяные; в средней части разреза установлены две чисто нефтяные залежи в пластах Сд-IX и Нх-I суходудинской и нижнехетской свит соответственно, в низах мелового разреза расположена нефтегазоконденсатная залежь пласта Нх-III-IV нижнехетской свиты.

Залежь пласта Дл-I-III газовая, пластовая сводовая, литологически экранированная.

Залежи пласта Як-I контролируются северным и южным куполами. Залежь северного купола - нефтегазовая (на балансе 2011 года фигурировала как газовая). Сложена алевропесчаниками и алевролитами. Залежь южного купола – газовая, пластовая, ограничена зонами глинизации.

Залежь пласта Як-II согласно данным ГИС нефтегазовая, пластовая, сводовая, продуктивна только в южной части месторождения, в северной части месторождения пласт Як-II, по данным бурения эксплуатационных скважин, глинизируется. В восточной и западной частях залежь южного купола ограничена зонами глинизации.

Залежь пласта Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая.

Залежь пласта Сд-IX нефтяная, массивная, сводовая.

Залежь пласта Нх-I нефтяная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие зоны глинизации (замещения) пласта в северо-восточной части месторождения, в районе скважины СВн-2.

Залежь Нх-III-IV нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие пропластка с улучшенной проницаемостью (суперколлектора) [13].

Сведения об основных геолого-геофизических характеристиках продуктивных пластов даны в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	-1030	-1650			-2400	-2670	-2750
Тип залежи	Пластовый, сводовый, литологически-экранированный			Массивный, сводовый		Пластовый, сводовый, литологически ограниченный	Пластовый, сводовый

Окончание таблицы 1

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Тип коллектора	терригенный, поровый						
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	208730	34620*	72466*	274966	17996	329455	290305
Средняя общая толщина пласта, м	44,5	12	6	94	36	54,9	72,8
Средняя газонасыщенная толщина, м	12,2	3,8	2,6	9	-	-	14,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	2,3	3,8	17,3	5,3	7,3	17,4
Абсолютная отметка ГНК/ГВК, м	-976	- 1579,9/ -1585	-1596,9	-1600; -1616	-	-	-2716
Абсолютная отметка ВНК, м	-	от - 1581,6 до - 1688,9	от - 1607,9 до - 1635,6	от - 1632,1 до - 1657,5	-2378,8	от - 2646,0 до - 2672,2	от - 2748,2 до - 2766,27
* Итоговая площадь нефте- и газоносных частей залежи							

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Общая физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Коэффициент пористости, доли ед.	0,28	0,27	0,27	0,27	0,2	0,20	0,21
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	-	0,44	0,54	0,61	0,60	0,49	0,54
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	476			528,5	167	30,17	175,31

Окончание таблицы 2

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Коэффициент вытеснения нефти пластовой водой, доли ед.	-	-		0,528	0,494	0,436	0,518
Коэффициент ост. водонасыщенности (вытеснение водой), доли ед.	-	-	-	0,224	0,344	0,311	0,275
Коэффициент ост. нефтенасыщенности (вытеснение водой), доли ед.	-	-	-	0,306	0,283	0,304	0,292
Коэффициент вытеснения нефти газом, доли ед.	-	-	-	0,425	0,348	0,323	0,359
Коэффициент ост. нефтенасыщенности (вытеснение газом), доли ед.	-	-	-	0,449	0,434	0,483	0,510
Глинистость, %	-	-	-	15	-	21,3	17,4
Карбонатность, %	-	-	-	-	-	9,3	7,6

1.4 Физико-химические свойства нефти, газа, воды и конденсата

Сравнительная характеристика основных физико-химических показателей нефти, газа, воды и конденсата Ванкорского месторождения представлена в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Сравнительная характеристика основных физико-химических показателей нефти Ванкорского месторождения

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Начальное пластовое давление (на ГНК, ГВК), МПа	9,6	15,7	15,9	15,9	23,5	25,4	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	-	23,23	-	8,7	1	0,57	0,75
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	-	0,864	-	0,8511	0,776	0,724	0,712
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	-	0,912	0,902	0,902	0,867	0,823	0,845
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	-	1,12	1,12	1,12	1,377	1,422	1,458
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	15,7	15,8	15,9	23,5	25,4	27,1
Газовый фактор, м ³ /т	-	60,2	60,2	60,5	177,4	202,3	211,0
Сжимаемость, 1/МПа × 10 ⁻⁴	-	9,13		9,13	12,3	14,21	16,79

Таблица 4 – Сравнительная характеристика основных физико-химических показателей газа, воды и конденсата

Флюиды и их характеристики		Дл I-III	Як III-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Газ	содержание метана, %	91,1	93,7	83,9	82,8
	плотность, кг/м ³	0,715	0,726	0,851	0,833
	коэффициент сверхсжимаемости, Z	0,842	0,855	0,823	0,845
Вода	минерализация, г/л	12,1	16,4	14,8	12,6
	плотность в поверхностных условиях, кг/м ³	1007	1009	1008	1007
	плотность в пластовых условиях, кг/м ³	1006	1003	991,5	987,5
	вязкость в пластовых условиях, мПа*с	1,2	0,85	0,57	0,51
	сжимаемость, 1/МПа × 10 ⁻⁴	4,7	4,3	4,1	4,1
Конденсат	плотность дегазированного конденсата, кг/м ³	-	-	-	719,4
	молярная масса, г/моль	-	-	-	107,18
	конденсатогазовый фактор, г/м ³	-	-	-	177,32

1.5 Запасы углеводородов

Запасы углеводородов Ванкорского месторождения, числящиеся на Государственном балансе, составляют:

1. Нефти (геологические/извлекаемые):

- по категории BC_1 – 1 081 416/469 210 тыс.т;

- по категории C_2 – 53 967/23 944 тыс.т.

2. Растворенного газа: BC_1 – /55 311 млн.м³; C_2 – /2 115 млн.м³.

- Конденсата: BC_1 - 9 356/6 801 тыс.т.

- Газа газовой шапки: BC_1 - 65 296/- млн.м³, C_2 - 4 758/- млн.м³.7.

Свободного газа: BC_1 - 47 191/- млн.м³, C_2 - 423/- млн.м³ [13].

Данные по запасам нефти, газа и конденсата, числящиеся на государственном балансе РФ по категориям ABC_1C_2 на 01.01.2013 приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Запасы нефти, газа и конденсата, числящиеся на государственном балансе РФ по категориям ABC_1C_2 на 01.01.2013

Категория	Начальные запасы нефти, тыс.т				Начальные запасы конденсата, тыс.т				Начальные запасы газа (раст.+свобод.+ГШ) ₃ млн.м
	геологические	извлекаемые	КИН	КИН текущий	геологические	извлекаемые	КИК	КИК текущий	
Дл I-III	-	-	-	-	-	-	-	-	47191
Як I	4070	1880	0,462	0	-	-	-	-	3043
Як II	9274	4284	0,462	0	-	-	-	-	4384
Як III-VII	649880	300245	0,462	0,053	-	-	-	-	32188
Сд-IX	7141	2307	0,323	0	-	-	-	-	410
Нх-I	134070	49742	0,371	0,024	-	-	-	-	10063
Нх-III-IV	330948	134696	0,407	0,040	9356	6801	0,727	0,041	77815
Итого по месторождению	1135383	493154	0,434	0,046	9356	6801	0,727	0,041	127480

2 Технологическая часть

2.1 Текущее состояние разработки месторождения

Основные эксплуатационные объекты, добывающие нефть - Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-VII, газ - Дл-I-III.

По состоянию на 01.01.2013 г. на Ванкорском месторождении пробурено 206 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 124 скважины на объект Як-III-VII, 55 скважин на Нх-III-IV, 27 скважин – на Нх-I, 12 газовых – Дл-I-III, 125 – нагнетательных (48–Як-III-VII, 49–Нх-III-IV, 28 - Нх-I) и 72 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 71% [13].

Основные показатели состояния разработки месторождения приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные показатели состояния разработки месторождения

Показатели		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	Всего на 01.01.2013
Добыча нефти	проект, тыс.т.	3388	13505	14529	17941	49363
	факт, тыс.т.	3640	12700	14856	18311	49280
	отклонение, %	+7,4	-6	+2,3	+2,1	-0,2
Добыча жидкости	проект, тыс.т.	3606,8	14864,6	16573	21017,8	56062,2
	факт, тыс.т.	3852,3	14127	17089	23886,6	58954,9
	отклонение, %	+6,4	-5	+3,1	+13,6	+5,2
Закачано воды, тыс. м ³ .		180	5404,2	14889	23428	44359,8
Обводненность, %		5,5	10,1	15,7	23,3	24,3
Текущая компенсация, %		3	20	36	45,2	34
Действующий фонд добывающих скважин, ед.		72	128	177	237	237
Среднесуточный дебит по нефти, т/сут.		403,9	356,2	288	259,1	259,1
Среднесуточный дебит по жидкости, т/сут.		414,0	396,2	332	342,4	342,4
Действующий фонд нагнетательных скважин, ед.		3	28	46	69	69
Средняя приемистость нагнетательной скважины, м ³ /сут		524,8	1105,6	1140	1125,6	1125,6
Добыто фонтаном, тыс.т.		1277	6069	4829	4961	15038
Добыто с ЭЦН, тыс.т.		2363	6631	10027	13113	34242

Динамика основных показателей разработки по месторождению в целом представлена на рисунке 2.

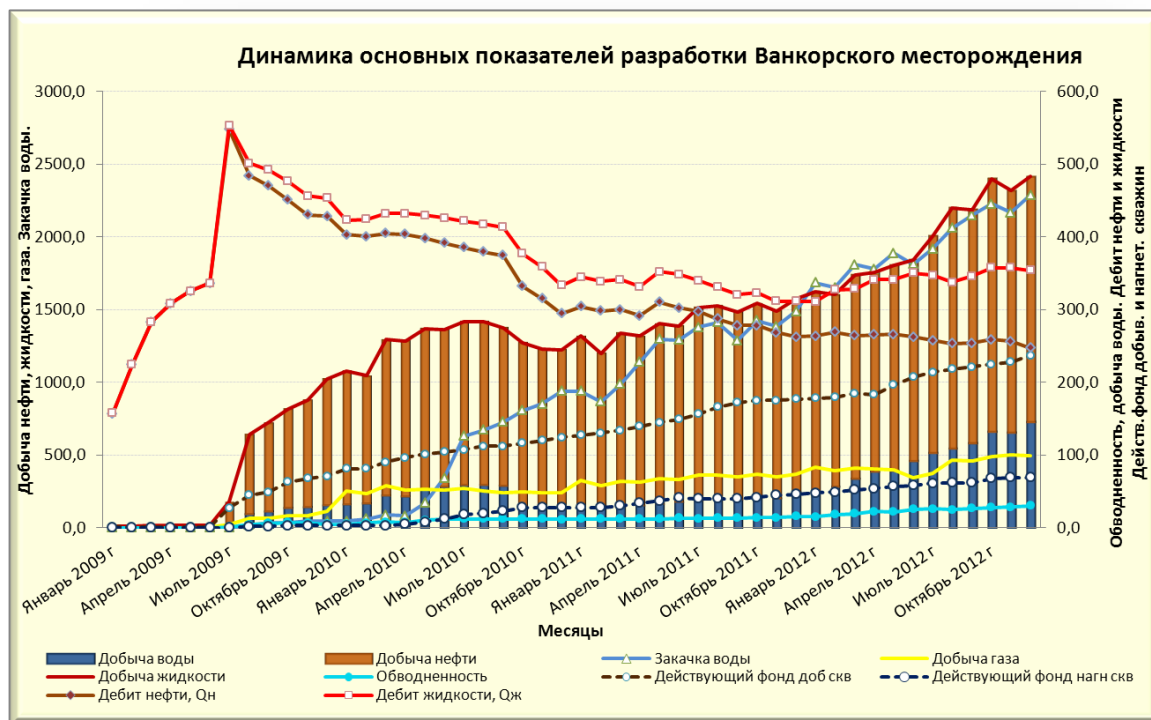


Рисунок 2 – Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

2.2 Анализ текущего состояния разработки месторождения

На Ванкорском месторождении по состоянию на 01.01.13 г. ведётся добыча нефти на трёх объектах разработки: Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I. Основным (95 %) способом эксплуатации скважин пласта Як-III-VII и Нх-I является ЭЦН, тогда как большинство (69%) скважин пласта Нх-III-IV эксплуатируются фонтанным способом.

Исходя из объектов разработки (Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I), типа скважин (наклонно-направленных и горизонтальных) и их способа эксплуатации (ФОН и ЭЦН), весь фонд добывающих скважин был поделён на 10 групп, однако по причине малочисленности механизированных наклонно-направленных скважин пласта Як 3-7 количество рассматриваемых групп сократилось до 9. Анализ динамики забойного давления проводился ежемесячно с усреднением значений последних по скважинам каждой группы. Усреднённым значениям забойного давления были также сопоставлены усреднённые показатели разработки, такие как среднесуточный дебит, обводнённость и газовый фактор. Анализ проводился на основе сравнения фактических и проектных показателей с учетом расположения групп скважин в залежах и другой технологической информации.

На рисунках 3-5 отображены показатели состояния разработки добывающих горизонтальных и наклонно-направленных скважин пласта Як-III-VII, оборудованных установками ЭЦН, а также скважин, работающих фонтанным способом эксплуатации.

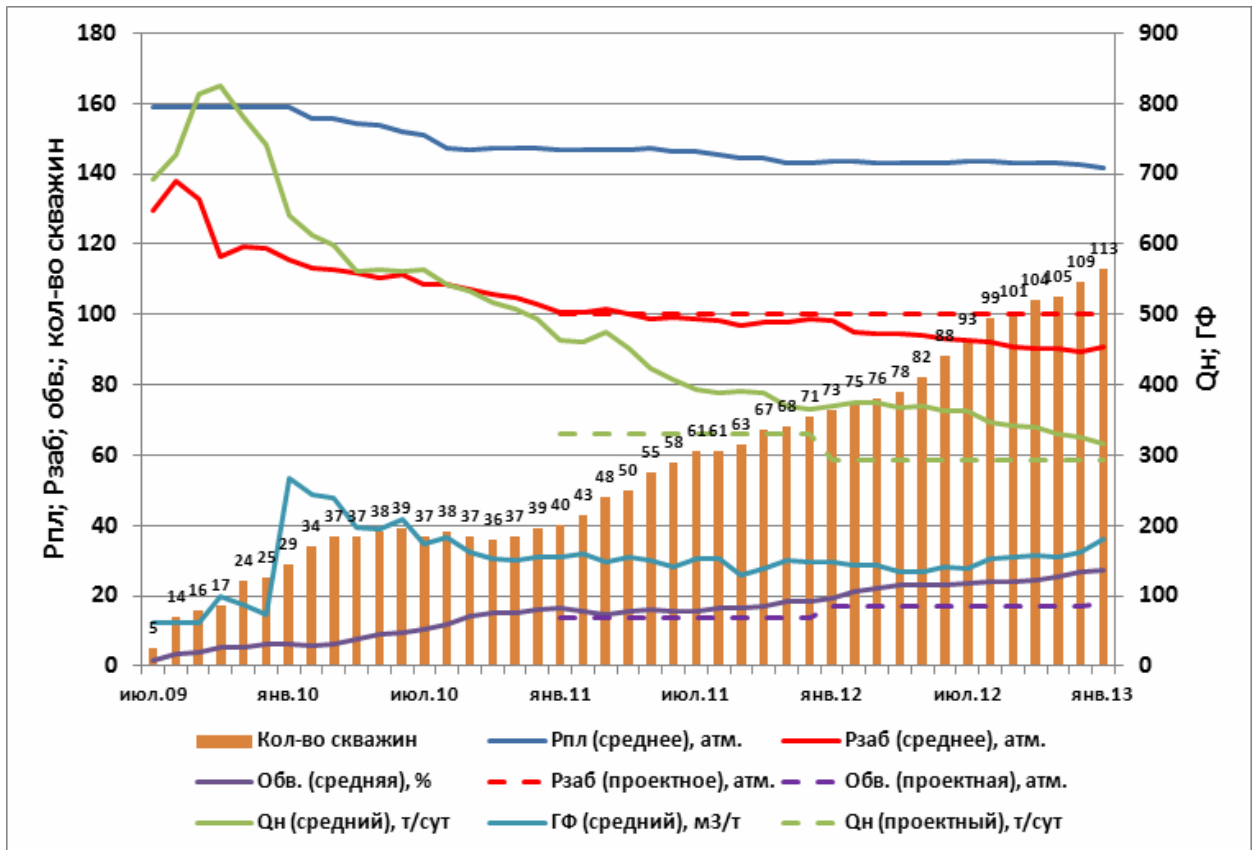


Рисунок 3 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Як-III-VII, оборудованных установками ЭЦН

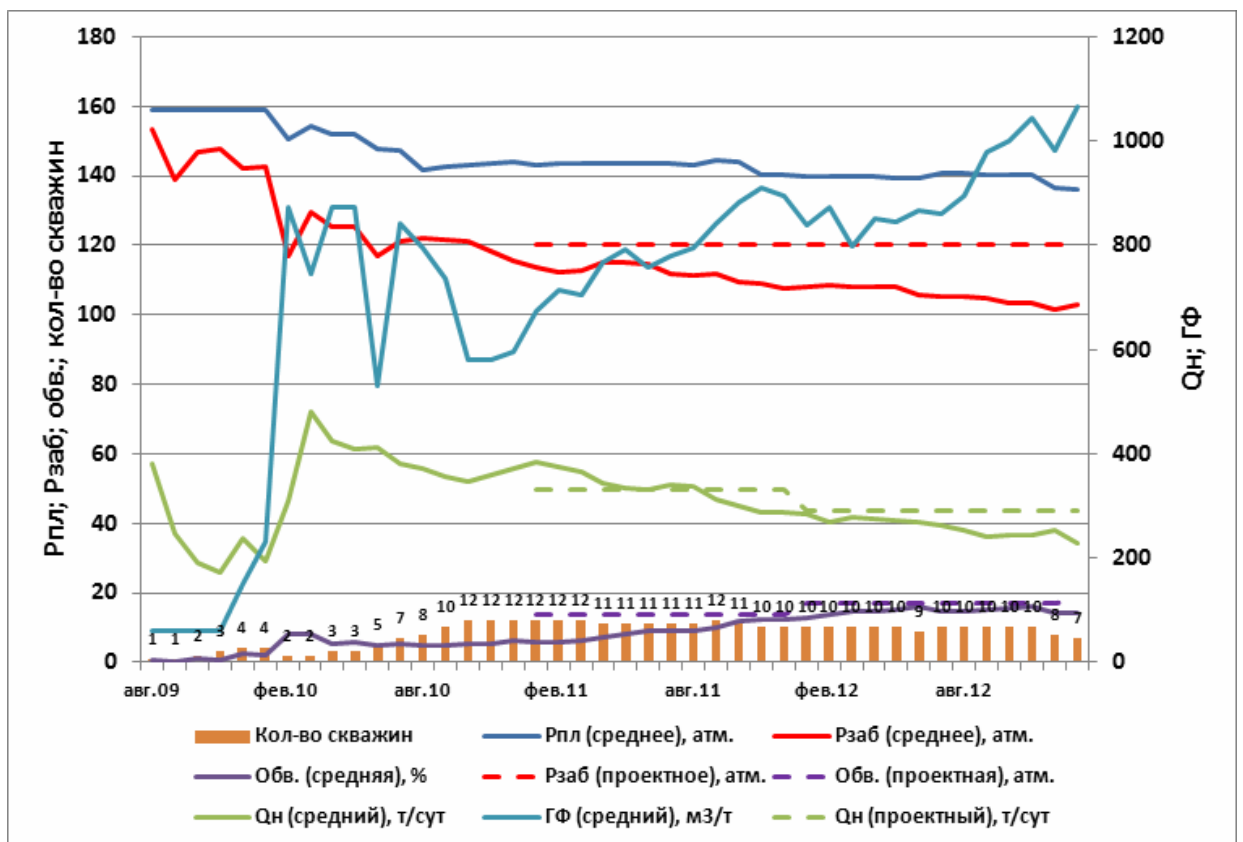


Рисунок 4 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Як-III-VII, работающих на фонтане

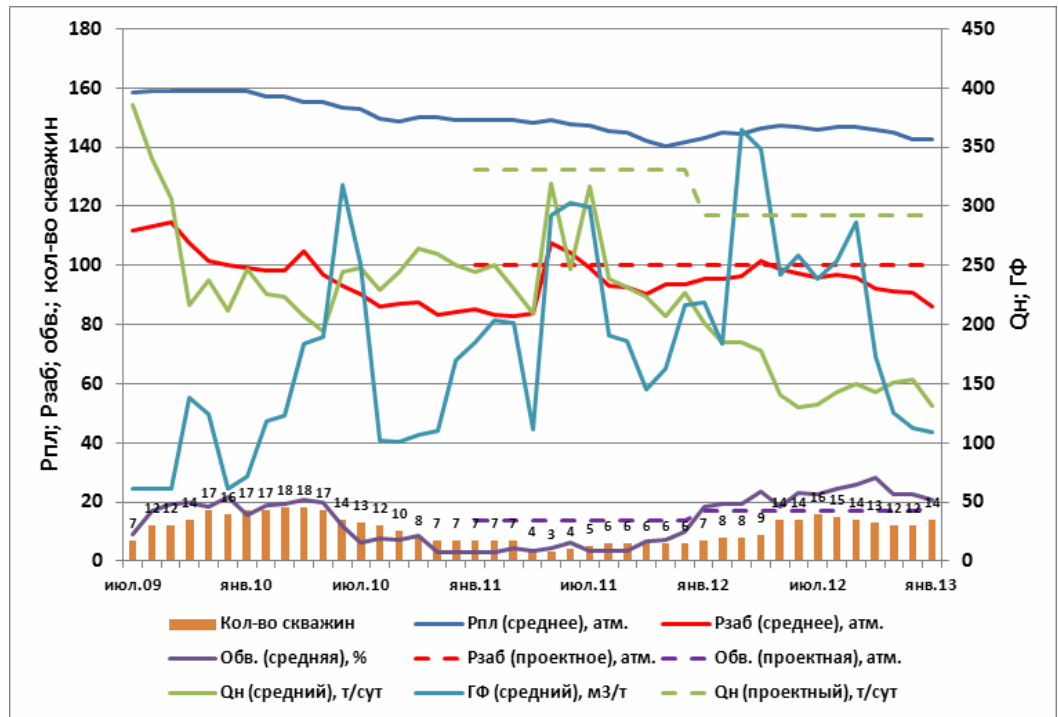


Рисунок 5 – Показатели состояния разработки для наклонно-направленных нагнетательных скважин пласта Як-III-VII, находящихся в отработке на нефть и оборудованных установками ЭЦН

На рисунках 6-8 отображены показатели эксплуатации добывающих горизонтальных и наклонно-направленных скважин пласта Нх-III-IV, оборудованных установками ЭЦН, а также скважин, работающих фонтанным способом эксплуатации.

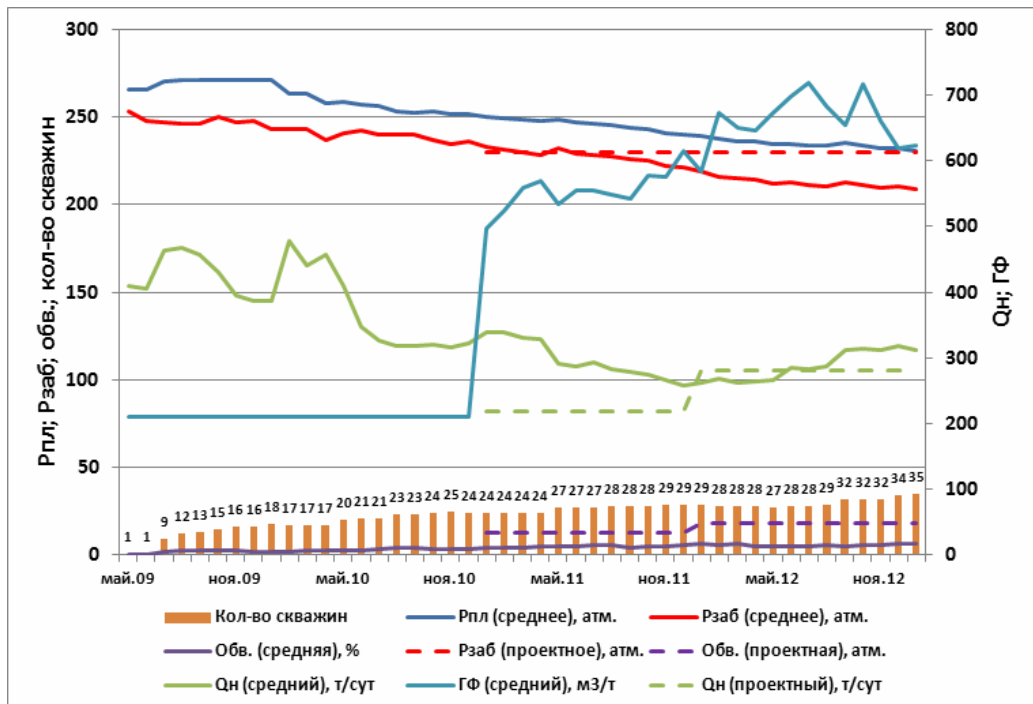


Рисунок 6 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-III-IV, работающих на фонтане

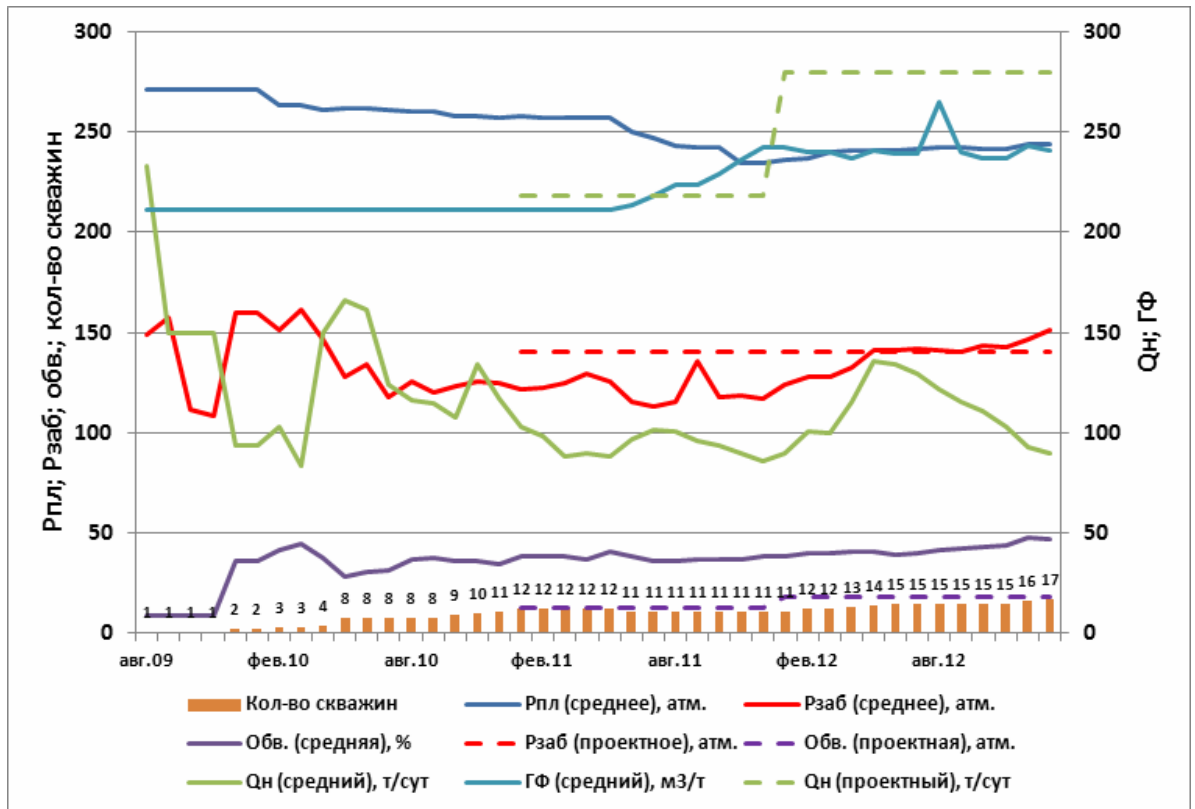


Рисунок 7 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-III-IV, оборудованных установками ЭЦН

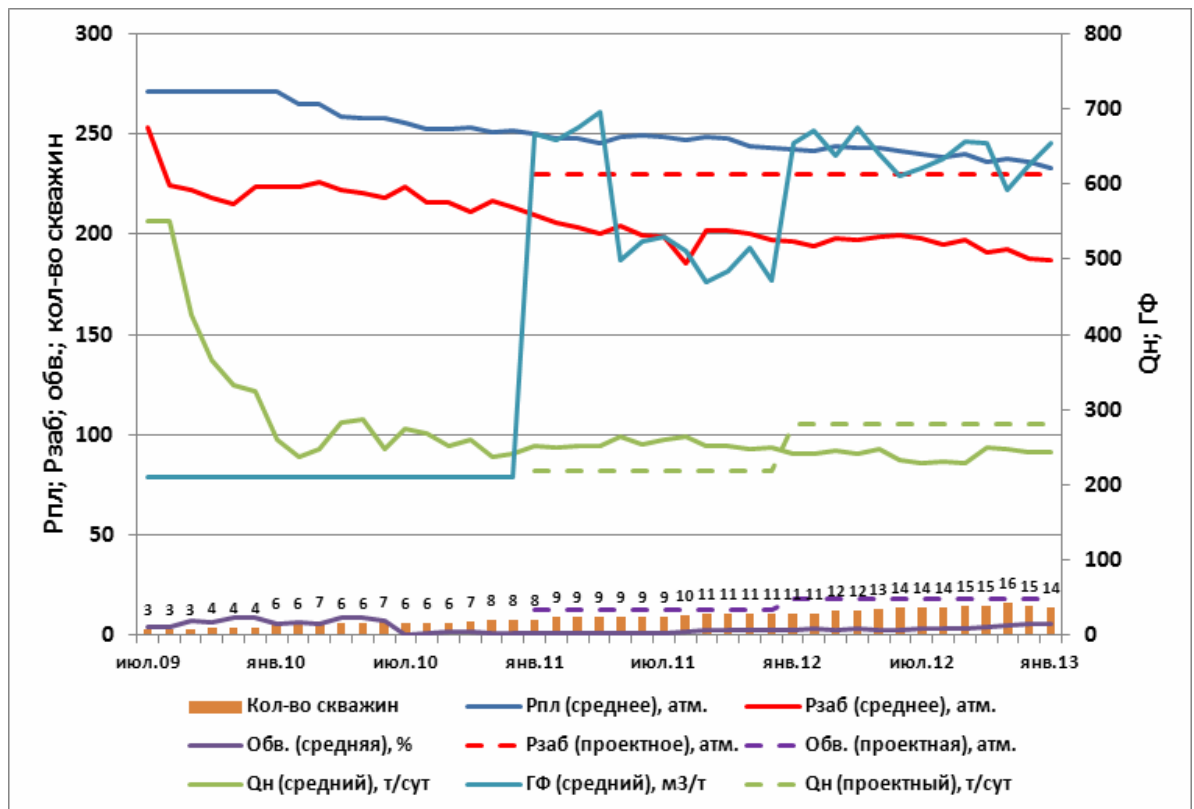


Рисунок 8 – Показатели состояния разработки для наклонно-направленных нагнетательных скважин пласта Нх-III-IV, находящихся в обработке на нефть и работающих на фонтане

На рисунках 9 и 10 отображены показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-I, оборудованных установками ЭЦН и работающих фонтаном.

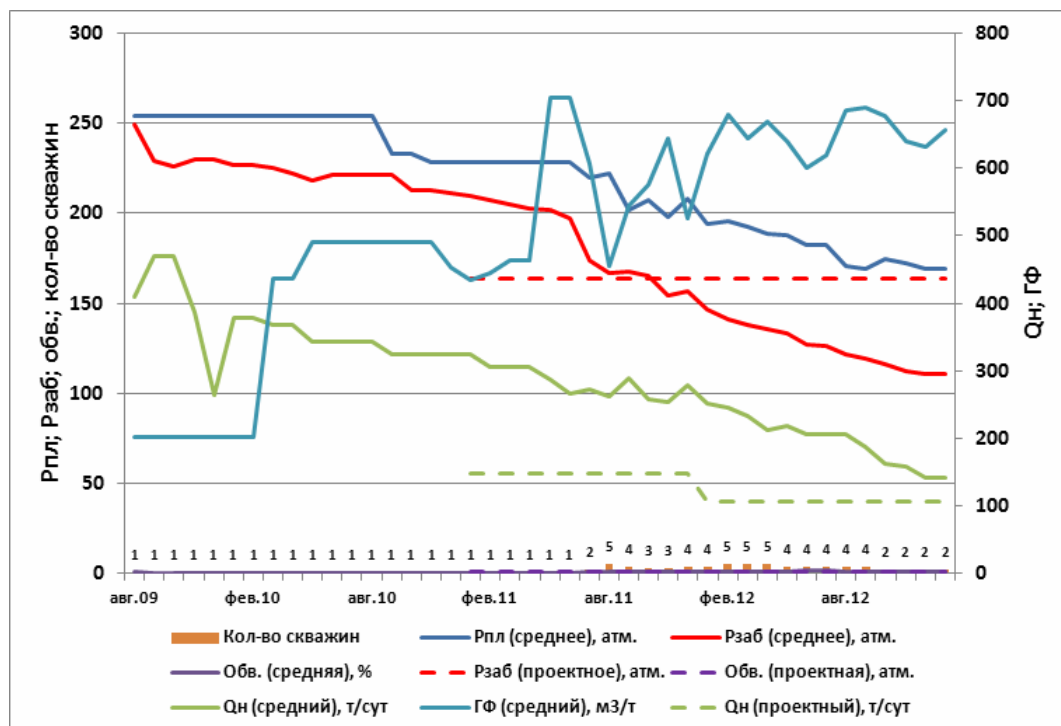


Рисунок 9 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-I, работающих на фонтане

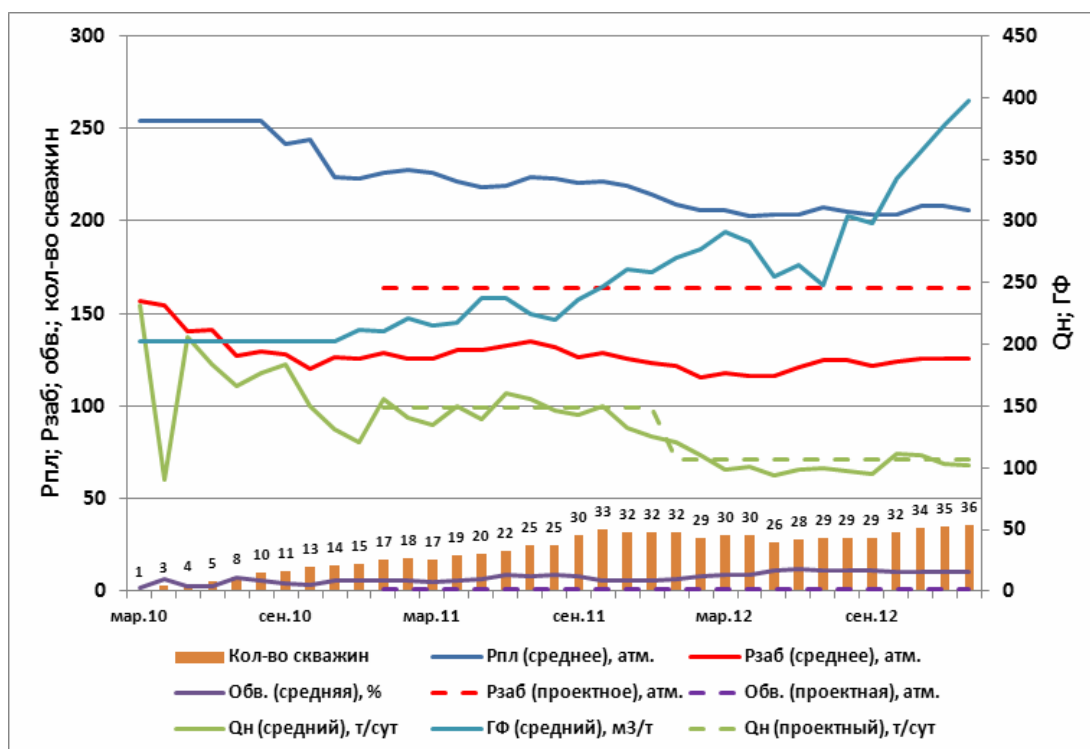


Рисунок 10 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-I, оборудованных установками ЭЦН

Анализ показателей состояния разработки добывающих скважин Ванкорского месторождения приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Анализ показателей состояния разработки добывающих скважин Ванкорского месторождения

Пласты	Группы	Забойное давление	Пластовое давление	Обводненность	Дебит нефти
Як III- VII	горизонтальные с ЭЦН	В 2011 году соответствовало проектному в течение всего года, с начала 2012 года наметилось его интенсивное снижение, из-за интенсификации притока на ряде скважин	Снижение довольно незначительно благодаря активности подошвенных вод и наличию сформированной системы ППД в южной и центральной частях залежи	Неконтролируемый рост с планируемых 17,1% до 27% за счет интенсивного конусообразования в горизонтальных стволах большой протяженности (1000 м) по причине увеличения депрессии	Тенденция снижения до проектного уровня к концу 2012 года несмотря на ввод новых скважин из бурения из-за низкой проектной плотности сетки скважин
	горизонтальные на фонтане	Ниже проектного из-за уменьшения гидростатического давления в НКТ за счёт добычи газа	Незначительное снижение	Соответствует проектному	Соответствует проектному
	наклонно-направленные с ЭЦН	Снижение ниже проектного из-за интенсификации добычи	Незначительное снижение	Высокая стартовая обводненность новых скважин	Резкое снижение после ввода новых скважин из-за их высокой стартовой обводнённости (сложное геологическое строение северной части залежи)
Нх III- IV	горизонтальные на фонтане	Гораздо ниже проектного (резкое снижение пластового давления с середины 2011 года и необходимость поддержания заданных уровней добычи сохранением рабочей депрессии)	Приконтурная система заводнения, обладающая невысокой эффективностью. Закачка газа в газовую шапку ещё не началась (неготовность объектов обустройства)	Низкая	Соответствует проектному. Большая часть добывается скважинами, вскрытыми суперколлектор, низкопродуктивные толщины пласта Нх-3 практически не вырабатываются

Окончание таблицы 7

Пласты	Группы	Забойное давление	Пластовое давление	Обводненность	Дебит нефти
Нх III- IV	горизонтальные с ЭЦН	Соответствует проектному	Незначительное снижение (скважины расположены в краевой части западного борта залежи, где активно ППД)	Высокая (активность ППД)	Низкий (высокая обводненность)
	наклонно-направленные на фонтане	Много меньше проектного (необходимость поддержания заданных уровней добычи и резкое снижение пластового давления)	Резкое снижение (неготовность системы ППД и высокий газовый фактор)	Низкая (хотя расположены на внутреннем контуре ВНК в южной и центральной частях залежи)	Соответствует проектному
Нх I	горизонтальные на фонтане	Много ниже проектного (дало возможность отсутствие газовой шапки)	Интенсивное снижение (не сформированная система ППД в южной части залежи)	Соответствует проектному (очень низкая)	Высокий (несмотря на низкие ФЕС)
	горизонтальные с ЭЦН	Много ниже проектного (дало возможность отсутствие газовой шапки)	Интенсивное снижение (не сформированная система ППД в южной части залежи)	Выше проектной	Соответствует проектному

Суммируя всё вышесказанное, можно сделать вывод, что разработка Ванкорского месторождения характеризуется значительными осложнениями. Несмотря на то, что в целом фактические темпы добычи превышают проектные, текущий потенциал месторождения практически исчерпан ввиду сверхпланового роста обводнения пласта Як -III-VII, сложного геологического строения его северной части, а также интенсивного снижения пластового давления на нижнехетских пластах. Анализ текущего состояния разработки показал, что любое его отклонение от проектной величины объясняется геологическими особенностями объектов разработки, а именно их строением и фильтрационно-емкостными свойствами, которые уточнялись в процессе получения эксплуатационных данных по месторождению, а также проведения гидродинамических исследований скважин [13].

2.3 Анализ состояния фонда скважин

По состоянию на 01.01.2013 г. на Ванкорском месторождении пробурено 206 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 124

скважины на объект Як-III-VII, 55 скважин на Нх-III-IV, 27 скважин – на Нх-I, 12 газовых – Дл-I-III, 125 – нагнетательных (48–Як-III-VII, 49–Нх-III-IV, 28 - Нх-I) и 72 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 71%.

По состоянию на 01.01.2013 г. из газового объекта Дл-I-III добыто 1190,1 млн.м³. газа, при проектной - 1207 млн.м³. Действующий фонд добывающих скважин - 10 ед. (по проекту 11).

По состоянию на 01.01.2013 г. отбор от НИЗ из газонефтяного объекта Як-III-VII составил 3,4% (по проекту 3,6%). Пробуренный фонд скважин 124 ед. соответствует проектному (122 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин выше проектной и составила 40% (проект 17%). Средний дебит нефти и жидкости равен 324,4 и 454,9 т/сут (проектный 291,9 / 351,9 т/сут).

По состоянию на 01.01.2013г. отбор от НИЗ из нефтяного объекта Нх-I составил 1,5% (по проекту 2,9%). Пробуренный фонд скважин 17 ед. соответствует проектному (17 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин составила 8,3% (проект 1,3%). Средний дебит нефти и жидкости выше проектных показателей 114 и 123,5 т/сут (проектные 107,5 / 108,9 т/сут).

По состоянию на 01.01.2013 г. отбор от НИЗ из нефтегазоконденсатного объекта Нх-III-IV составил 2,8% (по проекту 3,8%). Пробуренный фонд скважин 82 ед. соответствует проектному (82 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин близка к проектной и составила 17% (проект 18%). Средний дебит нефти и жидкости значительно ниже проектных показателей 229,4 и 267,9 т/сут (проектные 280,4 / 342,4т/сут) [13].

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 г. представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Пласты					Итого
		Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Дл-I-III	Нс	
Фонд добывающих скважин	пробурено	133	59	30	0	0	222
	переведены из	9	23	11	0	0	43
	всего	142	82	41	0	0	265
	в том числе:						
	действующие, дающие	132	70	38	0	0	240
	из них фонтанные	9	54	3	0	0	66
	ЭЦН	123	16	35	0	0	174
	ШГН	0	0	0	0	0	0
	бездействующие	0	0	0	0	0	0
	в консервации	0	0	0	0	0	0

Окончание таблицы 8

Наименование	Характеристика фонда скважин	Пласты					Итого
		Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Дл-I-III	Нс	
Фонд добывающих скважин	в освоении после бурения	10	3	3	0	0	16
	наблюдательные	0	9	0	0	0	9
Фонд нагнетательных скважин	пробурено	53	55	29	0	0	137
	всего	53	55	29	0	0	137
	в том числе:						
	под закачкой	34	18	17	0	0	69
	бездействующие	0	0	0	0	0	0
	в освоении после бурения	4	3	1	0	0	8
	в консервации	0	1	0	0	0	1
	в отработке на	6	10	0	0	0	16
Фонд газовых скважин	пробурено	0	0	0	22	0	22
	всего	0	0	0	22	0	22
	в том числе:						
	действующие	0	0	0	10	0	10
	бездействующие	0	0	0	1	0	1
	в освоении после бурения	0	0	0	10	0	10
	в консервации	0	0	0	0	0	0
Фонд специальных скважин (водозаборные)	пробурено	0	0	0	55	21	76
		0	0	0	1	0	1

Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности на 01.01.2013 год представлено в таблицах 9-11.

Таблица 9 – Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения на 01.01.2013 год.

Дебит нефти, т	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<300	307, 310, 343, 350, 362, 396, 461, 508, 513, 515, 517, 526, 527, 529, 540, 554, 568, 572, 575, 580, 584, 591, 595, 599, 600, 615, 616, 620, 622, 625, 631, 633, 634, 636, 637, 639, 643, 644, 655, 736, 509B	300,321,331,346,351,371,452,453,456,463,491,528,561,923	318, 322, 458, 462, 467, 492, 506, 535, 536, 551, 640	319, 328, 329, 332, 335, 377, 447, 449, 542, 552, 564, 577, 641
300-500	314, 330, 349, 364, 365, 366, 555, 569, 601, 614, 626, 628, 629, 632, 635, 942	304, 316, 320, 336, 345, 360, 361, 638	305, 315, 451	-
500-700	317, 334, 392, 394, 623, 911	301, 376, 381, 383, 387, 621, 373БИС	333	-
>700	344, 372, 382, 393, 617	308, 309, 375, 386	-	-

Таблица 10 – Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Нх-I Ванкорского месторождения на 01.01.2013год

Дебит нефти, т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<100	700, 702, 704, 706, 707, 709, 714, 718, 728, 734, 752, 816, 817, 820, 824, 833, 852	703, 723	724, 735	729
100 - 200	120, 708, 711, 712, 716, 722, 749, 800, 825, 836	701	-	-
200-300	710, 726, 819	-	-	-
>300	705	-	-	-

Таблица 11 – Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Нх-III-IV Ванкорского месторождения на 01.01.2013год

Дебит нефти, т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<200	106, 108, 110, 112, 116, 149, 154, 155, 159, 161, 224, 227, 222БИС, 9Р	100, 101, 105, 128, 137, 188, 197, 206	144, 146, 151, 184	118, 190, 198, 217
200-400	103, 107, 114, 115, 119, 124, 125, 129, 130, 133, 138, 139, 141, 142, 145, 148, 152, 156, 164, 165, 169, 175, 183, 186, 208, 225, 226, 228	117, 134	-	-
400-600	121, 157, 166, 172, 247, 162В, 162СВ	-	-	-
>600	168, 170	-	-	-

2.4 Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти

Поскольку в разработку Ванкорское месторождение было введено совсем недавно, работ по воздействию на пласт и ПЗС было проведено очень мало. Из вторичных способов разработки используется метод поддержания пластового давления путем закачки воды. Третичные способы разработки (МУН) на месторождении не реализовывались. Для интенсификации притока нефти к добывающим скважинам использовалась солянокислотная обработка.

В августе 2010 г. компания Трайкан Велл Сервис провела первую и на момент анализа единственную кислотную обработку на скважине 456 Ванкорского месторождения. Интервал кислотной обработки охватил 3 секции горизонтального участка скважины: с 2920 м до 3000 м, с 3050 м до 3150 м и с 3205 м до 3250 м. Промывка скважины кислотным раствором была ориентирована на весь интервал с 3250 м до 2920 м. Для промывки скважины в целом было использовано 10 м³ 12% соляной кислоты. Для самой кислотной обработки использовалось 37 м³ 12% соляной кислоты. В качестве присадок использовались следующие материалы: ASA-60, AI –3, MS – 1, IC – 7. Скважина осваивалась азотом. Кислотная обработка была спроектирована исключительно для устранения повреждения на основе формирований остаточного кальция. Данная работа не была направлена на какой-либо другой механизм повреждения.

Скважина была введена в эксплуатацию в августе 2009 году со стартовым дебитом нефти 152 т/сут, обводненностью 12% и забойным давлением 100 атм. В последний месяц до обработки скважина эксплуатировалась со следующими средними параметрами: дебит нефти 42 т/сут, дебит жидкости 48 т/сут, обводненностью 13,5%, забойное давление 66 атм. После обработки скважина была пущена в работу в середине сентября. После выхода на установившийся режим рабочие параметры скважины составили: дебит нефти 54 т/сут, дебит жидкости 63 т/сут, обводненность 14,4%, забойное давление 51 атм. Обращает на себя внимание значительное увеличение обводненности в первые недели после обработки (на 8%), затем обводненность упала. Таким образом, после обработки забойное давление было снижено на 15 атм, обводненность увеличилась на 1%, коэффициент продуктивности возрос на 20%.

На 01.01.2013 г. дополнительная добыча нефти за счет СКО составила 0,5 тыс.т, эффект от воздействия продолжается. Учитывая, что солянокислотная обработка проводилась исключительно с целью устранения повреждения ПЗС формированиями остаточного кальция, данную обработку на этой скважине можно оценить, как успешную, но эффективность невысокая.

В декабре 2012 г. ООО «КРС Евразия» была проведена соляно-кислотная обработка нагнетательной скважины №213 на объекте Нх 3-4. Наряду с кислотной обработкой были проведены повторные перфорации следующих интервалов: 3496 - 3526 м., 3471 – 3493 м., дострелы в интервалах 3493 – 3496 и 3526 – 3546 м.

По результатам замеров приемистость скважины выросла с 29 м³/сут. до 150 м³/сут. Средняя приемистость на 01.01.2013 г. составляет около 140 м³/сут при буферном давлении 165 атм. Данную обработку скважины и дополнительную перфорацию можно оценить, как успешное геолого-технологическое мероприятие.

Для пилотного проекта по гидроразрыву пласта (ГРП) на Ванкорском месторождении были отобраны четыре скважины пласта Нх-1: №723 и №735 введенные как новые с ГРП, а также №724 и №728 с ГРП на эксплуатационном фонде.

По результатам исследований направлений максимального и минимального стрессов был сделан вывод, что все скважины пласта Нх-1 направлены перпендикулярно направлению распространения максимальных напряжений, следовательно, все трещины должны быть поперечными.

Для скважин переходящего фонда было принято решение произвести перфорацию сетчатого фильтра перфораторами ЗПКО-73 БО плотностью 38 отверстий на метр с последующим ГРП в отстрелянном интервале.

На новых скважинах проводился ГРП первого интервала на перфорированном интервале с последующей отсыпкой интервала проппантом. На следующем этапе проводилась перфорация второго интервала при помощи ГНКТ 51 мм. перфораторами с малогабаритными зарядами DynaWell. Аналогичные работы проводились при подготовке ГРП на третьем интервале.

Параметры работы скважин и эффективность ГРП приведены в таблицах ниже:

Таблица 12 – Расчетные параметры работы скважин после ГРП на переходящем фонде (однотайпные ГРП)

Скважина	Куст	Параметры до ГРП			Расчетные параметры			
		Qжид	Qнефти	Обв	Qжид	Qнефти	Обв	ΔQнефти
		м ³ /сут	т/сут	%	м ³ /сут	т/сут	%	т/сут
724	7	31	24	7	92	61	20	36,8
728	12	54	44	0	111	91	0	47

Таблица 13 – Запускные параметры работы скважин после ГРП на переходящем фонде (однотайпные ГРП)

Скважина	Куст	Параметры до ГРП			Дата запуска	Запускные параметры			
		Qжид	Qнефти	Обв		Qжид	Qнефти	Обв	ΔQнефти
		м ³ /сут	т/сут	%		м ³ /сут	т/сут	%	т/сут
724	7	31	24	7	10.06.11	94	60	22	36,6
728	12	54	44	0	31.03.11	111	91	0	47

На 01.01.2013г. параметры работы скважин следующие:
 - Скважина №724 работает с дебитом нефти – 33 т/сут, дебит жидкости – 54.5 м³/сут. и обводненностью 39 %;

- Скважина №728 работает с дебитом нефти 10 т/сут с обводненностью 1 %.

Таблица 14 – Параметры работы новых скважин с многостадийным ГРП

Скважина	Куст	Расчетные параметры			Дата запуска	Запускные параметры			
		Qжид	Qнефти	Обв		Qжид	Qнефти	Обв	% достижения
		м ³ /сут	т/сут	%		м ³ /сут	т/сут	%	
723	7	104	81	5	13.05.11	124	82	20	100,4
735	12	86	71	0	30.05.11	172	75	47	106

На 01.01.2013г. параметры работы скважин следующие:

- Скважина № 723 работает с дебитом нефти 39 т/сут., дебитом жидкости 69 м³/сут. и обводненностью 44 %;

- Скважина №735 работает с дебитом нефти 36 т/сут., дебитом жидкости 92 м³/сут. и обводненностью 61 %.

Исходя из результатов проведения пилотного проекта многостадийного гидроразрыва пласта Нх-1 на Ванкорском месторождении, можно сделать следующие выводы. Во-первых, использование новых перфорационных систем нуждается в увеличении надежности в местах соединения двух секций перфораторов. Во-вторых, для уменьшения времени работ, возможных рисков утечек необходимо изменение конструкции заканчивания горизонтального участка на систему аналогичную StageFrac.

По результатам работы скважины №728 можно сделать вывод о низкой эффективности одностадийного ГРП, эффект от которого продлился в течение двух месяцев. Снижение эффекта возможно связано с прекращением дренирования приобщенных маломощных низкопроницаемых пропластков, в результате чего скважина вернулась к первоначальному режиму работы до проведения ГРП.

Увеличение обводненности происходит за счет приобщения нижних алевролитистых пропластков. В связи с чем, необходимо проводить постоянный контроль обводненности и анализировать работу скважин в течение следующих за ГРП двух-трех месяцев [13].

В целом, примененные методы интенсификации добычи оказались неэффективными, поэтому перед нефтяниками стоит задача поиска оптимальной технологии, которая позволила бы увеличить эффективность скважин, пробуренных на пласт Нх-I (именно на этот пласт, т.к. по сравнению с другими объектами разработки этого месторождения, этот пласт имеет низкие ФЕС). Не так давно компания «Ванкорнефть» стала применять для этих целей многозабойные скважины. Однако, необходимо понять, какой эффект даёт эта технология, есть ли возможность увеличить этот эффект, какие геолого-технические условия должны быть соблюдены для применения этой технологии, определить перспективы дальнейшего применения этой технологии для пласта Нх-I и в итоге сделать вывод о целесообразности дальнейшего бурения многозабойных скважин.

3 Специальная часть

3.1 Методы измерения многофазного потока: опыт Ванкорского месторождения

Ванкорское нефтегазовое месторождение было введено в промышленную эксплуатацию в июле 2009 г. Основные объекты разработки – пласты Як3-7 и НХ3-4 – имеют газовую шапку и подстилаются подошвенной водой. Давление насыщения нефти газом равно начальному пластовому. Дебиты газожидкостной смеси скважин изменяются в широком диапазоне, поэтому замерная установка должна обеспечивать точность измерений дебитов нефти, газа и воды в соответствующем диапазоне.

Дебит жидкости, м ³ /сут	50-1600
Давление, МПа.....	1-4
Газожидкостный фактор, м ³ /т, при дебите, м ³ /сут:	
1600	10-500
1000	10-1000
500	10-2000
100	10-5000
50	10-10000
Дебит газа, м ³ /т.....	1000000
Обводненность, %.....	0-99
Температура рабочей среды, °С	от -20 до 60
Кинематическая вязкость, мПа·с, при температуре 20 °С и давлении 0,1 МПа	1-1001

Согласно действующим на территории России нормативным документам (ГОСТ Р 8.615 «Измерение количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»), погрешность измерения массы безводной нефти должна составлять не более 2,5 %, объема нефтяного газа – не более 5 %. Для измерения дебитов продукции скважин на месторождении были выбраны три технологии измерения: 1 – с помощью кустовой замерной установки (ЗУ) с гравитационным и циклонным сепараторами и расходомерами Кориолиса; 2 – с помощью передвижных ЗУ с трубкой Вентури и электрическими датчиками; 3 – с помощью передвижной ЗУ с трубкой Вентури и радиоактивным источником. С целью оценки достоверности измерений дебитов жидкости на одной из кустовых площадок проводилось сравнение трех последовательно подключенных замерных установок с градуированной и поверенной мерной емкостью объемом 50 м³.

Время контрольных измерений составляло 1-2 ч. Как показало сравнение (рисунок 11), на нескольких скважинах (преимущественно с высокой объемной

долей газа на поверхности) ни одна из технологий измерения не смогла обеспечить требуемую точность. Однако наименьшей погрешностью измерения дебита жидкости на всех исследуемых скважинах характеризуется технология 3.

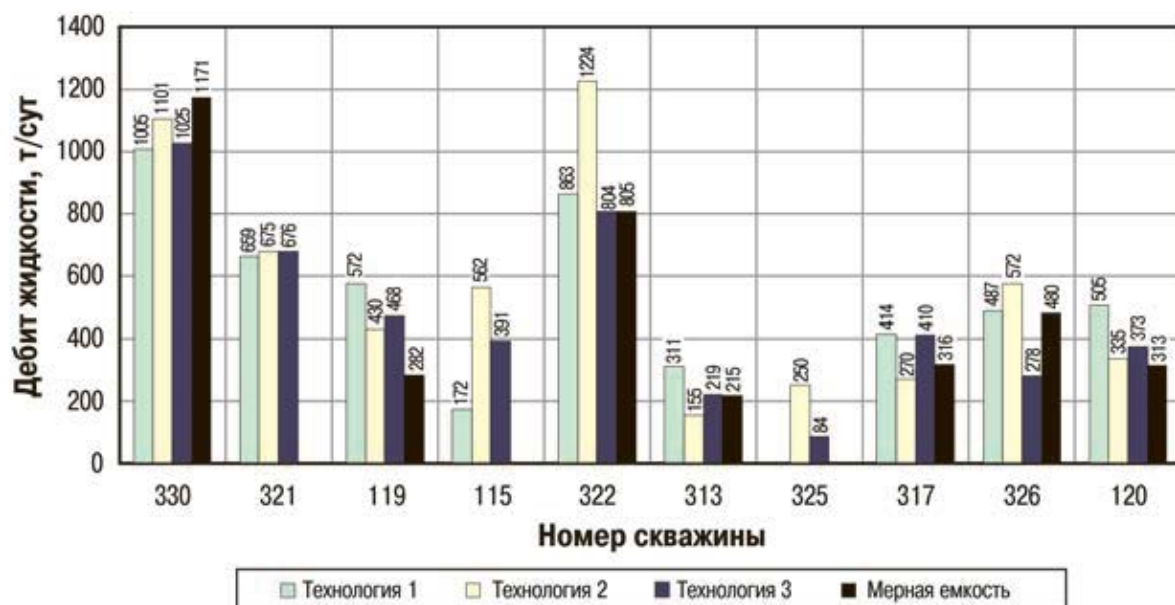


Рисунок 11 - Сравнение результатов измерений дебитов жидкости скважин по различным технологиям

Технологии измерения

По технологии 1 проводится измерение кустовой замерной установкой, которую предполагалось монтировать на всех кустовых площадках месторождения. Технология показала наименьшую достоверность результатов и отсутствие стабильности повторных измерений по одной и той же скважине при неизменном режиме работы. Анализ результатов выявил следующие основные причины расхождения результатов измерений дебитов по технологии 1 и с помощью мерной емкости.

1. Недостаточная сепарация газа с применением циклонного сепаратора, что является следствием как ошибки при проектировании, так и малого рабочего диапазона данной сепарационной технологии. Исходя из замеренных значений плотности флюида в жидкостной линии после сепаратора и их отличий от плотности дегазированного скважинного флюида (приведенных к условиям измерений) с помощью многофазной корреляции Beggs and Brill [1] было рассчитано объемное содержание газа. Рекомендуемое объемное содержание газа в жидкостной линии не должно превышать 5 %, однако для более 90 % фонда скважин оно составляло более 10 %.

2. При прокачке дегазированной нефти через измеритель массового расхода установлено несоответствие точности измерений, заявленной производителем, и фактически полученной (заявленная погрешность измерения в данном диапазоне менее 1%). Так, в двух измерениях из четырех погрешность измерения превышала 20 %. Также необходимо отметить снижение точности измерений с уменьшением расхода, что является следствием невозможности работы расходомера в широком диапазоне расходов, заявленном производителем.

Передвижные многофазные расходомеры подключались перед стационарной кустовой замерной установкой, а при отсутствии последней – через пропарочный патрубок, расположенный в измерительной линии. Соответственно скважинная продукция, прошедшая через измерительный прибор, поступала на вход кустовой ЗУ или напрямую в линию коллектора (рисунок 12). Перед началом работ обязательно проводилась калибровка многофазного расходомера, которая включала регистрацию опорных точек по пустой трубке Вентури, воде и нефти. До регистрации опорных точек выполнялись замеры плотности нефти и воды, вязкости нефти по заранее отобраным пробам из той скважины, в которой должно было пройти испытание. Опорная точка по газовой фазе вычислялась исходя из компонентного состава газа. Для применения результатов измерений дебитов жидкости и газа скважин с целью идентификации отклика пласта в процессе разработки месторождения и уточнения его свойств необходимы высокая достоверность результатов измерений и сравнимость их между собой. Потому крайне важной является возможность одной замерной установкой обеспечивать измерение по максимальному числу скважин.

Скважины на месторождении эксплуатируются либо фонтанным способом, либо с использованием электроцентробежных насосов (ЭЦН). На рисунке 13 показан рабочий диапазон передвижной ЗУ с трубкой Вентури и радиоактивным источником. Прямые линии представляют собой линии постоянства объемной доли газа в потоке, которая вместе с абсолютными значениями дебита жидкости и газа определяет границы рабочей области расходомера. Более 90 % скважин расположено в диапазонах измерений, поэтому выбор данной замерной установки для удовлетворения технических требований можно считать полностью обоснованным. Дебиты жидкости и газа приведены в рабочих условиях, т.е. при давлении 2-2,5 МПа и температуре 10-30 С°. Продукция большинства скважин при данных условиях поступает в замерную установку с объемной долей газа в потоке более 50 %.

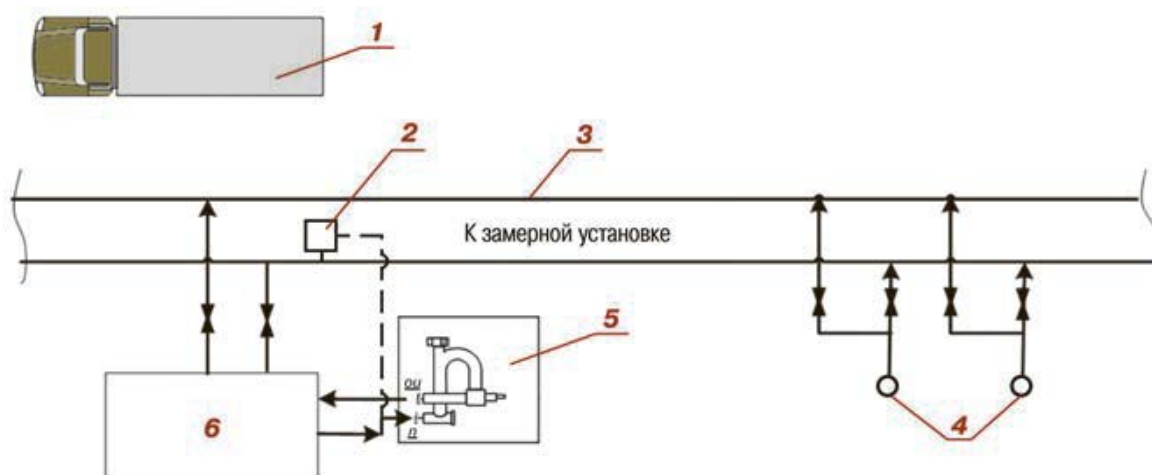


Рисунок 12 - Схема подключения многофазного расходомера:
 1 – полевая лаборатория; 2 – пропарочный патрубок; 3 – коллектор; 4 – добывающие скважины; 5 – мобильный многофазный расходомер; 6 – кустовая ЗУ

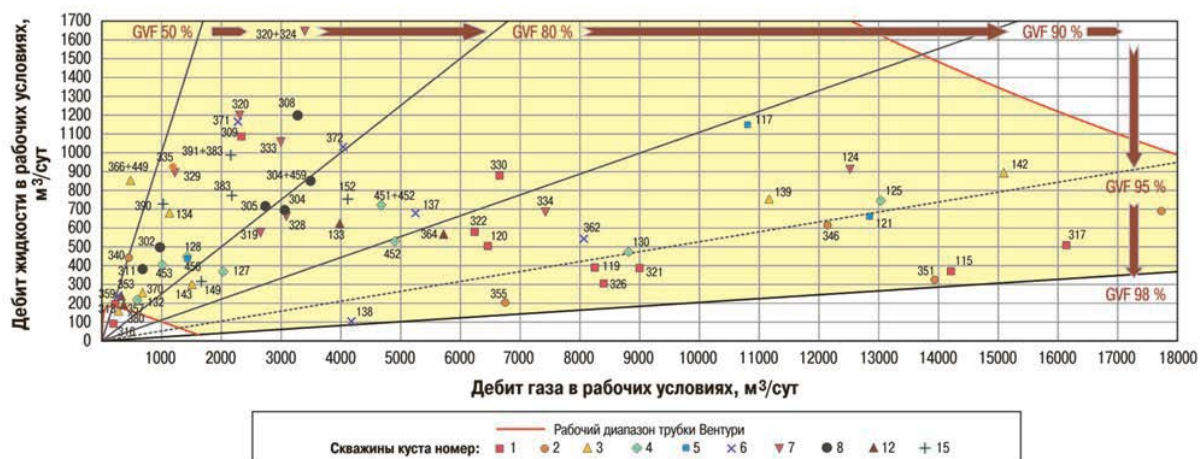


Рисунок 13 - Рабочий диапазон трубки Вентури диаметром 52 мм и результаты замеров дебитов скважин

Выводы

1. На начальном этапе эксплуатации Ванкорского месторождения одной из ключевых проблем разработки являлось обеспечение достоверных измерений дебитов нефти, газа и воды скважин. Для ее решения использовались современные технологии измерения.

2. Первоначальное сравнение результатов измерений различными замерными установками и с использованием мерной емкости показало неудовлетворительную точность измерений с помощью кустовых замерных установок вследствие отсутствия сепарации газа и некорректной работы расходомеров. Наилучшую точность измерений обеспечила технология замеров с трубкой Вентури и радиоактивным источником [14].

3.2 Описание типа средств измерения

3.2.1 Расходомеры многофазные Vx Spectra

Назначение средства измерений

Расходомеры многофазные Vx Spectra (далее - расходомеры) предназначены для измерений расхода и количества сырой нефти, и нефтяного газа извлекаемых из недр, а также для измерений объемной доли воды в жидкой фазе многофазного потока.

Описание средства измерений

Принцип действия расходомеров основан на использовании комбинации трубы Вентури и гамма - измерителя фракций. При прохождении потока в трубе Вентури возникает перепад давления, что позволяет измерять полный массовый и объемный расход потока, а гамма - измеритель фракций предоставляет данные о соотношении фракций нефти газа и воды.

Характерной особенностью, данной модели расходомеров является анализ полного спектра излучения при определении фракционного состава. Общий вид расходомеров приведен на рисунке 14.

Рисунок 14 - Общий вид расходомера



Расходомеры состоят из следующих основных элементов:

1. Трубка Вентури, изготовленная по 2013 ASME VIII div.2;
2. Преобразователь давления измерительный 2600Т;
3. Термопреобразователь сопротивления серии R;
4. Гамма-источник с защитой от несанкционированного доступа и гамма-детектор;
5. Вычислительный компьютер с защитой от несанкционированного доступа к данным и настройке оборудования.
6. Вычислительный компьютер расходомеров производит расчет расхода фаз смеси (нефти газа и воды) на основе специально разработанной комплексной (гидродинамической, термодинамической и ядерной) физической модели учитывающей особенности многофазного потока, включая присущую ему нестабильность.

Для регистрации накопленных за определенный интервал времени значений массы сырой нефти, нефти и воды, а также объема газа расходомеры имеют функцию измерения интервалов времени.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) расходомеров состоит из двух основных частей:

1. Программного обеспечения DAFC МК.4 (вычислительного компьютера) программного обеспечения РС (обслуживающего компьютера).
2. Программное обеспечение DAFC МК.4 (метрологически значимое ПО).
Программное обеспечение DAFC МК.4 обеспечивает сбор данных от гамма-детектора и многопараметрического датчика, расчеты по

математической модели расходомеров и ответы на запросы РС через коммуникационный протокол Modbus.

Обработанные данные о потоке обновляются каждые 10 секунд (предварительные данные поступают каждую секунду) и хранятся в DAFC МК.4, готовые для считывания обслуживающим компьютером через Ethernet TCP/IP Modbus или RS485 Modbus.

К данным, которые могут быть получены через Modbus, относятся:

- 1) фазовые концентрации при рабочих условиях;
- 2) общий массовый расход, отношение вода/жидкость (WLR), объемная доля газа в рабочих условиях (GVF), газовый фактор (GOR), вода и осажденные примеси (BSW), а также накопленные массовые/объемные значения для нефти, воды и газа.

Программное обеспечение РС (метрологически незначимое ПО).

Обслуживающий компьютер соединен с DAFC МК.4, что позволяет оператору получать данные от DAFC МК 4. Обслуживающий компьютер выполняет следующие основные функции:

1. Обеспечивает пользователя интерфейс с расходомером в процессе настройки и рабочих измерений;
2. Связь по Modbus протоколу с многопараметрическим датчиком;
- 3 Поиск и представление измеренных и рассчитанных величин из DAFC МК.4;
4. Хранение базовых параметров и конфигурации;
хранение данных;
5. Наглядное представление результатов мониторинга потока и анализа тенденций.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	DAFCМК.4
Номер версии (идентификационный номер)	4.6.5.18 и более поздние
Цифровой идентификатор ПО	Для файла dafc: 05A759D6E63DAFC4FAF6BFFD7C9AE71FB0766845
Другие идентификационные данные (если имеются)	отсутствуют

Недопустимое влияние на метрологически значимое ПО расходомеров через каналы связи отсутствует. Программное обеспечение расходомеров не оказывает влияния на метрологические характеристики расходомеров.

Защита программного обеспечения расходомеров от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014 «СИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации обновления (загрузки) удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных (вычисленных) данных.

Корпус радиоактивного источника и гамма-детектор с целью защиты от несанкционированного доступа, дополнительно оснащены противовзломными устройствами с замком (рисунок 15).

Для предотвращения и выявления несанкционированного доступа применяются пломбы на основе краски или индикаторные пломбировочные наклейки на метрологически значимых элементах расходомера или на элементах, предотвращающих доступ к контрольно-измерительным приборам.



Рисунок 15 - Расположение противовзломных устройств

Метрологические и технические характеристики

Технические характеристики расходомеров приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Технические характеристики расходомеров

Характеристики	Типоразмеры расходомеров				
	19	29	40	65	88
Рабочая среда	нефтегазоводяная смесь				
Диаметр горловины трубы Вентури мм	19	29,25	40	65	87,5
Диапазон измерений массового расхода жидкой смеси, т/ч*	от 0,60 до 27,60	от 1,42 до 65,80	от 2,60 до 123,00	от 7,00 до 324,00	от 12,70 до 625,00
Диапазон измерений объемного расхода жидкой смеси, м ³ /ч*	от 0,63 до 29,00	от 1,50 до 69,00	от 2,78 до 129,00	от 7,40 до 340,00	от 13,30 до 670,00
Диапазон измерений объемного расхода нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч*	от 320 до 9000	от 790 до 20700	от 1450 до 37800	от 3550 до 97000	от 5830 до 280000
Содержание воды в потоке (WLR), %	от 0 до 100				
Объемное содержание газа в потоке (GVF), %	от 0 до 100				
Давление рабочей среды, :МПа	От 0,5 До 34,5				
Перепад давления на трубке Вентури, :МПа	от 0,005 до 0,500				
Температура рабочей среды, 0 С	От минус 40 до плюс 121				
Температура окружающей среды, 0 С	От минус 40 до плюс 85				
Вязкость жидкой фазы в рабочих условиях, Па*с	от 0,0001 до 2,0000				
Средняя наработка на отказ, ч	131400				
Срок службы, лет, не менее	20				

Некоторые рабочие режимы из указанных в таблице эксплуатационных диапазонах измерений расходов фаз многофазного потока достигаются при определенных параметрах рабочей среды (давление и перепад давления рабочей среды, объемная доля газа).

Метрологические характеристики расходомеров представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Метрологические характеристики расходомеров

Характеристики	Типоразмеры расходомеров					
	19	29	40	65	88	
Пределы допускаемой относительной погрешности расходомера при Измерении массы и массового расхода сырой нефти, %, не более	±2,5					
Пределы допускаемой относительной погрешности расходомера при измерении объема и объемного расхода нефтяного газа в стандартных условиях, %, не более	±5,0					
Пределы допускаемой относительной погрешности расходомера при измерении массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, %, не более	При объемной доле воды в сырой нефти: до 70% от 70 до 95% свыше 95 %	±6,0			±15,0 не нормируется	
		±15,0				
		не нормируется				

3.2.2 Расходомеры многофазные PhaseWatcher

Техническое описание

Многофазный расходомер PhaseWatcher является перманентно установленным замерным узлом, работающим в широком спектре условий.

PhaseWatcher Vx состоит из двух основных секций:

1. Измерительной секции (1-6)
2. Управляющего компьютера (Data Acquisition Flow Computer) (7)

Принцип измерений основан на измерении полного массового расхода на трубке Вентури и измерении доли каждой фракции многофазного потока (нефть/вода/газ) при помощи двухуровневого гамма-фракциометра. Массовый расходомер Вентури и гамма-фракциометр, а также датчики давления, температуры и дифференциального давления размещаются в единой измерительной секции.

Данные, полученные в измерительной секции, обрабатываются Управляющим компьютером, который рассчитывает расход каждой фазы флюида в условиях (давления и температуры) расходомера. Данные могут передаваться на Сервисный компьютер или на другую контрольную систему по каналу цифровой последовательной связи (RS 422, 485, 232) и Modbus Protocol.

Ниже приводится детальное описание каждого компонента расходомера, изображенного на рисунке 16

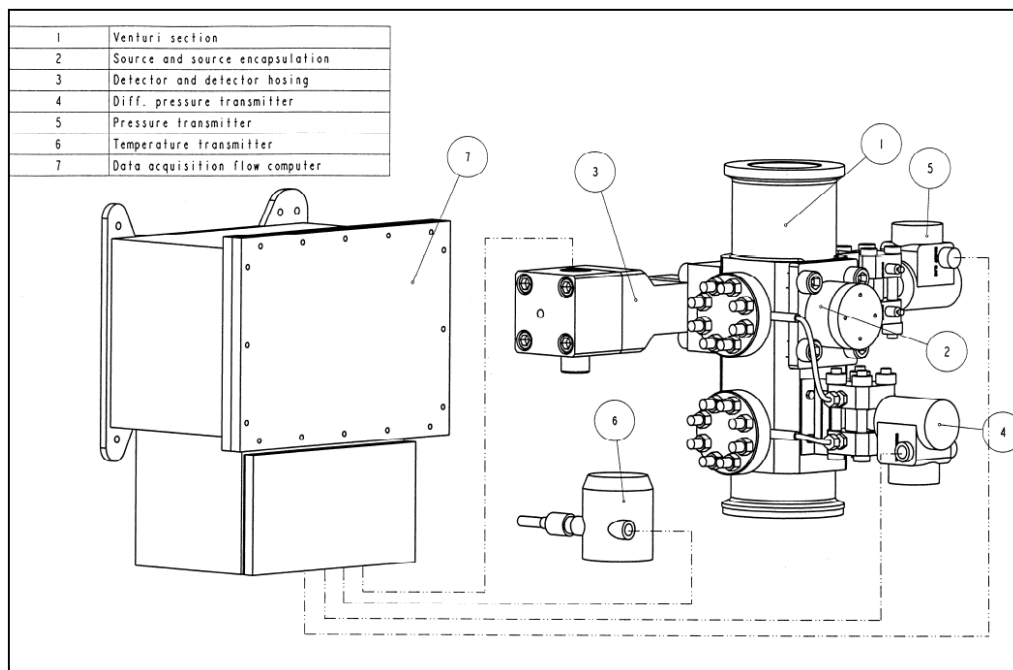


Рисунок 16 - Измерительная секция расходомера PhaseWatcher и управляющий компьютер (DAFC)

Таблица 17 - Детальное описание каждого компонента расходомера

Позиция	Описание
1	2
1	<p>Трубка Вентури</p> <p>Служит основой измерительной секции. Вместе с гамма-фракциометром дает полный массовый расход потока, проходящего через измерительную секцию</p>
2	<p>Источник гамма-излучения.</p> <p>В системе используется гамма-изотоп Барий-133. В соответствии с рекомендациями Международной Комиссии по Радиологической защите (ICPR), источник в расходомере PhaseWatcher обладает очень слабой активностью (10 mCu). Источник полностью защищен от внешних механических воздействий. У внешней поверхности расходомера радиоактивное облучение не превышает 0.1 мкЗв/ч (рекомендуемый уровень излучения для общественных мест не должен превышать 2.5 мкЗв/ч).</p>
3	<p>Гамма-детектор</p> <p>Детектор измеряет интенсивность излучения на разных уровнях энергии гамма- фотонов. Пики интенсивности излучения на двух уровнях энергии отфильтровываются и используются в Управляющем компьютере (DAFC) для расчета фракций флюида (процентного содержания нефти, воды и газа). Частота сканирования 45 Гц достаточна для определения непрерывных вариаций потока. В Гамма-детекторе, разработанном и производимом в компании Schlumberger, использована конструкция детектора, применяемого в геофизических исследованиях скважин, поэтому он исключительно устойчив к воздействию ударов, вибрации и температуры.</p>

Окончание таблицы 17

1	2
4	<p>Датчик дифференциального давления</p> <p>Назначение Датчика дифференциального давления – измерять перепад давления на трубке Вентури (между входом и горловиной). Разность давления пропорциональна скорости и плотности многофазной смеси. Датчик дифференциального давления защищен от воздействия флюида специальными дистанционными перемычками с целью предотвратить попадание газа, нефти, гидратов, механических частиц и др. в подводящие трубки датчика.</p>
5	<p>Датчик давления</p> <p>Датчик давления измеряет давление в линии в горловине трубки Вентури. Эти измерения используются для автоматической PVT коррекции на Управляющем компьютере (DAFC). Кроме того, давление в линии необходимо для пересчета расходов на стандартные условия.</p>
6	<p>Датчик температуры</p> <p>Датчик температуры измеряет температуру в линии, которая используется для автоматической PVT коррекции как в условиях линии, так и для пересчета расходов на стандартные условия.</p>
7	<p>Управляющий компьютер (Data Acquisition Flow Computer)</p> <p>Управляющий компьютер (DAFC) собирает все данные измерений и производит расчеты расходов каждой фазы потока. Передача информации производится по каналам RS-485/ 422/232 и протоколу Modbus RTU.</p>

Сервисный компьютер используется для наладки и калибровки расходомера, а также обеспечивает мониторинг данных в режиме реального времени.

Основные характеристики:

- Мгновенные измерения расхода нефти, воды и газа в линии;
- Не требует сепарации и контроля флюида;
- Высокая точность в широком спектре ГФ;
- Измерения основаны на законах физики;
- Единая точка всех измерений – выше точность;
- Независимость от режима течения;
- Отсутствуют движущиеся и внутренние выступающие части;
- Большой динамический диапазон;
- Высокая чувствительность к быстрым изменениям динамических условий;
- Работает при объёмной доле газовой фракции в линии 0 - 100%;
- Работает при коэффициенте обводненности 0 - 100%;
- Измерение обводненности на всем диапазоне одним устройством;
- Не требует динамической калибровки;
- Простота обслуживания;

- Работает с вязкой нефтью до 25000 сП;
- Работает с сероводородными приложениями;
- Возможность отбора проб (активный пробоотборник PhaseSampler) для PVT анализа;
- Компактность и малый вес расходомера - 270 кг;
- Возможность применения на удаленных скважинах;
- Простой и удобный стандартный формат выходных данных;
- Разные типоразмеры, рассчитан на высокие давления и температуры;
- Надежность, подтвержденная статистикой наземных и морских условий эксплуатации;
- Сервис и техническая поддержка по всему миру.

Физические основы измерений

Режимы течения часто невозможно идентифицировать, особенно учитывая, что часто они представляют собой комбинацию так называемых идентифицируемых режимов потока. Решение проблем, сопряженных с вариациями режимов течения, являются, по-видимому, наиболее важным критерием эффективности работы расходомеров. Кондиционер потока расходомера PhaseWatcher обеспечивает интенсивный турбулентный режим течения смеси в измерительной секции. В этом случае концепция расходомера PhaseWatcher становится независимой от различных моделей мультифазного потока.

Характеристика флюида

Для точного и достоверного измерения как массовых, так и объемных фракций многофазным расходомером, необходима также информация о плотности нефти и воды, а также о ионных концентрациях в воде. Информация о свойствах отдельных фаз флюида необходима и для других целей, как например, для приведения измеренных значений расходов к условиям накопительного резервуара. Ионные концентрации воды могут также дать геологу информацию об источнике и возможных проблемах, связанных с увеличением объема добычи.

Ввиду того, что измерения состава смеси в расходомере PhaseWatcher базируются исключительно на поглощении гамма-излучения, чувствительность к изменениям солености воды сравнительно невелика, и при этом она значительно меньше, чем в расходомерах, работающих на принципе измерения электрических свойств флюида. Поэтому с целью корректировки параметров флюида, как правило, достаточно производить анализ состава нефти и ионных концентраций пластовой воды с периодичностью раз в 6 месяцев.

Если образцы и характеристики флюида не могут быть получены другими путями, то мультифазный расходомер PhaseWatcher также можно использовать для отбора проб флюида и получения указанной информации, о чём будет сказано ниже.

Измерения in-situ в монофазной среде

При необходимости мультифазный расходомер может быть сравнительно просто заполнен интересующим нас монофазным флюидом в статическом состоянии. Этого можно достичь, закрыв впускной или выпускной клапан и дать возможность флюиду отстояться внутри расходомера. С другой стороны, если имеется сепаратор для опробования, то расходомер может быть заполнен отдельной фазой флюида, отобранной с сепаратора. В этих случаях расходомер PhaseWatcher может самостоятельно измерять свойства отдельных фаз флюида.

Отбор мультифазных проб

Расходомер PhaseWatcher может быть использован для отбора проб жидкости и газа, обеспечивая отличное качество проб для рекомбинации и PVT анализа благодаря уникальной системе отбора проб ASD, разработанной инженерами Oilphase (подразделение Schlumberger).

Техническое обслуживание

Калибровка

Калибровка мультифазного расходомера отличается от калибровки монофазного расходомера. В монофазном потоке можно выделить и контролировать параметры течения. Калибровка течения монофазного флюида может быть поэтому выполнена в лаборатории с соответствующим оснащением, и калибровка действительна до тех пор, пока не будет модифицирован сам расходомер. Точные (эталонные) записи потока могут быть легко архивированы и использованы в дальнейшем для сопоставления параметров потока. Для калибровки многофазных расходомеров не подходит ни одно из этих условий. В частности, такие параметры потока, как многофазные режимы течения, не могут быть определены оператором. Даже если они известны, невозможно воспроизвести или смоделировать точно такие же условия в лабораторных условиях или на другой скважине. Не существует стандартов, которые могли бы быть применимы для условий мультифазных потоков, и едва ли они появятся в ближайшем будущем. Даже ценность калибровки многофазных расходомеров in-situ имеют весьма ограниченную ценность, так как свойства флюида, состав и расходы потока из скважины непрерывно меняются и являются причиной изменений режима мультифазного потока, которые сложно или невозможно предвидеть, и которые в целом обесценивают результаты калибровки на потоке, выполненные в других условиях.

Дополнительная трудность в получении точных замеров для контроля расходов связана с термодинамикой жидкой фазы при меняющихся режимах потока, при этом различие «эталонной» и реальной моделей течения в мультифазном расходомере оценить очень сложно.

По вышеуказанным соображениям расходомер PhaseWatcher развивает направление многофазных расходомеров, работа которых основана на физических измерениях, а не на моделях режимов потока. Это также объясняет, почему нет необходимости в какой-либо динамической калибровке (по потоку). На мультифазном расходомере PhaseWatcher необходимо производить

калибровку только в одной статической точке – для контроля Гамма-детектора, а также произвести одно контрольное измерение дифференциальным манометром в статических условиях – для получения реперной точки отсчета.

Гамма Детектор

Контроль измерений Гамма детектора обычно производится на воздухе при атмосферном давлении перед установкой расходомера на скважине. Также можно выполнять этот контроль на любой жидкости, если известны её свойства. Таким образом можно откалибровать дистанционно управляемый расходомер, например, для подводной морской установки, после того как будут закрыты задвижки на входе или на выходе расходомера. Даже если нет данных о предыдущих калибровках, Гамма-фракциометр может различить тип флюида: воду нефть или газ, что даст три реперные точки для статических условий.

Датчик дифференциального давления

Датчик дифференциального давления калибруется в статическом режиме, по той же схеме что и гамма-детектор. Поскольку в качестве подводящих каналов используются гидравлические трубки, заполненные специальной несжимаемой жидкостью, дифференциальное давление в статических условиях равно гидростатическому давлению столба жидкости между двумя датчиками дифференциального манометра. Порты давления в секции Вентури предусматривают возможность их продувки. Это сделано с целью предотвращения возможного засорения, и процедура продувки является регулярной профилактикой оборудования, осуществляемой покупателем. Продуваемой субстанцией является гидравлическая жидкость под высоким давлением, подаваемая по гидравлическим трубкам, и которые могут быть использованы для заполнения измерительной секции с целью калибровки. Заполняющей жидкостью под давлением может служить либо гидравлическая жидкость, жидкий химреагент для закачки, метанол и др. Специальные предохранительные мембраны могут быть установлены на входе в подводящие трубки датчика с целью предотвратить загрязнение гидравлической жидкости нефтью, газом и др. Это устраняет необходимость частой прокачки трубок.

Датчики давления и температуры

Небольшие вариации температуры и давления не имеют большого влияния на результаты расчета расходов фаз флюида. Сравнения показаний температуры и давления с показаниями датчиков на фонтанной арматуре или манифольде, как правило, обеспечивает достаточную точность. Датчик давления может быть также откалиброван с помощью грузо-поршневого пресса через линии продувки.

Источник гамма-излучения

В мультифазном расходомере PhaseWatcher используется один источник гамма излучения малой интенсивности (Ba-133) наряду с гамма-детектором для определения интенсивности излучения гамма фотонов двух различных энергетических уровней. Всё это позволяет определить объёмные фракции нефти, газа и воды.

Активность источника составляет 10 миллиКюри, что равно 370 МБк (МегаБеккерелей).

В процессе обычных операций не требуется специальных мер предосторожности, связанных с радиоактивной опасностью. Согласно опыту и правилам работы с расходомером, необходимо также руководствоваться местными правилами той страны, где установлен расходомер. Радиоактивный источник установлен в расходомере в соответствии с международным стандартом (ISO 7205). Согласно Регламенту перевозки опасных грузов, утвержденному IATA, 38-е издание, от 1 января 1997 г., раздел 10, источник, применяемый в расходомере PhaseWatcher, относится к типу “excepted package”, не требующему специальных условий транспортировки. Обычная процедура установки источника не требует повышенных мер радиологической безопасности. Тем не менее, регламент работ должен соответствовать нормам, принятым в данной стране и регионе.

Максимальный уровень радиации на поверхности расходомера:

< 1,0 микроЗиверт /час

Максимальный уровень радиации в 5 см от поверхности расходомера:

< 0,1 микроЗиверт /час

Благодаря низкому уровню радиации источника и способу его установки в надёжном защитном корпусе вероятность облучения персонала сведена к минимуму даже в случае аварийной ситуации.

Однако, следует соблюдать основное правило: для транспортировки источник должен быть помещен отдельно - в специальный, экранированный свинцом контейнер - на случай сильных механических повреждений узла с источником или гамма-детектора.

В интересах как большей функциональности, так и безопасности оборудования для персонала и окружающей среды в расходомере PhaseWatcher используется изотоп с очень низким уровнем активности (10 миллиКюри), периодом полураспада всего 10 лет, и надежными методами утилизации отработанного источника.

Это сделано в соответствии с рекомендациями Международной комиссии (ICPR), являющейся основой всех международных законодательных актов по вопросам, связанным с радиацией. Принципы, которыми руководствуется ICPR, известны под аббревиатурой ALARA (As Low As Reasonably Achievable) / (По возможности, минимизировать уровень радиации), и при создании расходомера компания 3-PHASE Measurements AS всецело руководствовались указанными принципами.

Расходомер PhaseWatcher обеспечивает надёжную защиту узла, содержащего радиоактивный источник, исключая возможность его физического повреждения при механическом воздействии.

Сервисный компьютер

Сервисный компьютер (laptop), предназначенный для локального контроля потока в расходомере, является составной частью комплекта поставляемого оборудования. Сервисный компьютер используется для наладки и калибровки расходомера.

Сервисный компьютер позволяет осуществлять мониторинг в цифровом и/или графическом виде, на экран выводятся следующие параметры:

- Расход нефти
- Расход газа
- Расход воды
- Полный расход флюида
- Абсолютное давление
- Дифференциальное давление (на трубке Вентури)
- Температура

Пользователь может выбрать по своему усмотрению параметр для мониторинга на дисплее – массовый или объёмный расход, фактический или тренд. В дополнение, программное обеспечение включает функции для наладки и калибровок датчиков (температуры, давления и Гамма-детектора), и коммуникации с дистанционными системами контроля.

Любые модификации, которые потребуются произвести в дальнейшем с целью подключения к радиопередающему устройству, не является частью данного предложения и является предметом отдельного обсуждения.

Требования к установке

Мультифазный расходомер PhaseWatcher можно легко установить в линию трубной обвязки при помощи фланцевых соединений на входе и выходе расходомера. Направление потока через расходомер должно быть вертикальным снизу – вверх. При необходимости его можно укрепить дополнительным хомутом.

Рекомендуется устанавливать расходомер за горизонтальной секцией (длиной 46 см) и слепым тройником (blind «Т»). Слепой тройник обеспечивает турбулентный характер потока независимо от типа потока перед расходомером.

Слепой тройник, по желанию Заказчика, может быть оснащен портом для отбора проб и вентилем.

Расходомер может быть установлен как на самой эксплуатационной линии, так и через байпас-манифольд (рекомендуемое положение).

Работа и обслуживание

Если система регистрирует показания датчиков, выходящие за пределы разумно допустимых значений, каждое такое измерение сопровождается сообщением об ошибке. Сигнализация ошибок активируется через 2 минуты после подключения к питанию. Файлы с данными и файлы с сообщениями об ошибках обновляются каждые 60 секунд.

Расходомер PhaseWatcher предназначен для непрерывной работы, и не требует вмешательства оператора в процесс измерений при нормальном ходе работы.

3.3 Преимущества многофазных расходомеров Vx в сравнении с сепарационным решением

Использование установок «Vx» позволяет осуществлять измерения дебитов отдельных фаз и фракционного состава многофазных потоков, практически, любой сложности - от тяжелых нефтей, до чистого газа, при различных рабочих режимах и способах добычи. Градуировка расходомера Vx согласно Методики измерений с учетом изменений, выполняется в период ПНР и более не требуется, и необходима только при смене физико-химических характеристик среды (переход на замер газожидкостной смеси из другого пласта или горизонта).

Применение в расходомере Vx гамма-фракциомера позволяет определять содержание каждой фазы (нефть, газ и вода) в потоке с высокой точностью. Метрологические характеристики измерительных установок «Vx» и расходомеров Vx соответствуют требованиям ГОСТ Р 8.615-2005.

Технология Vx не требует предварительной сепарации, а, следовательно, исключает применение сосудов, работающих под давлением, и подвижных быстро изнашиваемых механических частей.

Надежность и высокая износостойкость оборудования Vx исключает постоянное присутствие персонала, необходимость частого технического обслуживания, позволяет исключить простои оборудования. Надежность оборудования Vx позволяет сократить объем работ по обслуживанию КИПиА, проводить обслуживание измерительного модуля установки «Vx» один раз в 12 месяцев. Периодическую поверку расходомера требуется проводить раз в 4 года. Таким образом, сокращена стоимость владения установкой в целом: меньше затраты на обслуживание, ремонт, ЗИП и т.п.

Компактность измерительного модуля и отсутствие сепарационных емкостей позволяет изготавливать измерительные установки «ОЗНА-Vx» с малыми габаритами, что способствует сокращению капитальных затрат на строительство при подготовке площадок под измерительные установки.

Благодаря применению высококачественной электроники в расходомерах Vx реализован принцип непрерывных измерений в режиме реального времени. Данный принцип обуславливает независимость от измерительных циклов, которые присущи сепарационному методу, позволяет осуществлять непрерывный контроль за процессом измерения и принимать своевременные решения в процессе управления месторождением.

Предлагаемое оборудования имеет все необходимые разрешительные и сертификационные документы, в том числе имеется аттестованная методика измерения массы нетто в составе руководства по эксплуатации на ИУ «Vx».

Стоимость оборудования ниже аналогичной сепарационной измерительной установки.

Вывод:

В данной главе был рассмотрен опыт, целью которого была оценка достоверности измерений дебитов жидкости. Наилучшую точность измерений обеспечила технология замеров с трубкой Вентури и радиоактивным источником. Тем самым подтвердилась эффективность многофазных расходомеров по сравнению с сепараторными замерными установками.

Так же в работе были рассмотрены многофазные расходомеры Vx Spectra и PhaseWatcher Vx, их техническое описание, метрологические и технические характеристики.

И в завершении были приведены основные преимущества многофазных расходомеров Vx в сравнении с сепарационным решением.

Услуги по измерению дебитов скважин многофазными расходомерами Vx в приложении А

4 Безопасность и экологичность проекта

Обеспечение безопасности работ и сохранности окружающей среды на предприятиях нефтегазовой промышленности является одной из первоочередных задач, поскольку осуществляемые технологические процессы связаны со взрывопожароопасными веществами, токсичными веществами, которые при несоблюдении правил безопасного ведения работ могут нанести вред здоровью человека, а также нанести вред экологической системе.

Работы зачастую производятся в сложных природно-климатических условиях и связаны с использованием оборудования, находящегося под высоким давлением, что требует особых мер предосторожности.

Ванкорское НГКМ характеризуется высокой степенью автоматизации производственных процессов и оснащено современными системами безопасности, но при применении новых технологий необходимо ввести дополнительные требования по обеспечению безопасности производимых работ.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Деятельность оператора связана с обслуживанием оборудования, коммуникаций, сосудов, работающих под давлением, а также с применением вредных и опасных веществ, пара и горячей воды, воздействием электрического тока.

К вредным факторам при выполнении работ относятся: пониженная температура воздуха; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны при проведении газоопасных работ; повышенный уровень шума; физические и нервно-психические перегрузки (напряженность труда).

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на Ванкорском месторождении, представлены в таблице 18 [15].

Таблица 18 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
Работы в охранных зонах промысловых и технологических трубопроводов (использование	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся осколки;

Окончание таблицы 18

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
Земляные работы	Эквивалентный уровень шума превышающий ПДК; Вибрация.	Обрушение стенок откосов; Потеря несущей способности грунта; обрыв ЛЭП;
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли;	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; Потеря устойчивости металлоконструкций;
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте	Обрыв стальных канатов, ГЗП; Опрокидывание ГПМ; Разрушение
Радиографический и ультразвуковой контроль стыков	Радиационное излучение	Расположение рабочего места на расстоянии менее 2 м от перепада по высоте 1,3 м и более (падение, обрушение)

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4 % к начисленной оплате труда [16].

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ванкорского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib, средняя температура воздуха зимних месяцев -41°C , средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с. [16]

Климат месторождений Восточной Сибири преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах 60° - 70° с.ш., составляет -10°C . Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой -26°C , в отдельные дни температура

воздуха опускается до -57°C . Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон- бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Дополнительные перерывы для обогрева работающих, приостановка работы на объектах осуществляется в зависимости от установленных предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе.

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне $15-20^{\circ}\text{C}$ [17].

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м². Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда [18].

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18м².

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м² [19].

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначаются для хранения уличной домашней и специальной одежды.

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ [31].

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 19 [20].

Таблица 19 – Характеристики производственного освещения

Характеристики	Оборудование и значения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении [21].

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами [22].

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками [24].

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 20. [23]

Таблица 20 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м ³
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной O ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами С ₁ —С ₅	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С ₁ —С ₁₀	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ. [24]

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений. [25]

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов, регламентирующих эту сферу безопасности. [26]

Электроустановки монтируются и эксплуатируются согласно действующим нормативным Правилам [29].

Для обеспечения безопасности людей металлические части

электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены, занулены. Все токоведущие части изолированы или помещены на достаточной высоте для защиты от возможного поражения электрическим током [26].

Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту скважин бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА) и планом работ. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II [16].

Скважина относится к наружной установке категории взрыво- и пожароопасности В-Гг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ. [30]

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

В Таблице 21 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [16]

Таблица 21 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8шт.;
- ящик с песком, $V = 0,5 \text{ м}^3$ – 4шт.;
- ящик с песком, $V = 1 \text{ м}^3$ – 2шт.;
- лопаты – 5шт.;
- ломы – 2шт.;
- топоры – 2шт.;
- багры – 2шт.;
- ведра пожарные – 4шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [27].

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В АО «Ванкорнефть» разработан «План ликвидации аварий», текст которого содержит порядок действий ответственных лиц, их контакты, а также список необходимых технических средств и материалов. Данный документ разработан с целью предотвращения аварийных ситуаций.

Данный план содержит данные о возможном объеме и типе разливаемой жидкости, а также информацию о типах технических средств и материалов, которые необходимы для предотвращения случаев с разливами нефти. Также в тексте документа указана потребность в рабочей силе и ряд мероприятий, которые направлены на эффективное предотвращение разливов, в том числе больших.

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 22 [28].

Таблица 22 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения
Прорывы, разливы нефти	- выброс газа и разлив нефти - загрязнение окружающей среды
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 территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций 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 водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями 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 он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

4.7 Экологичность проекта

Для максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу необходимо предусматривать:

- 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 транспорта нефти, исключающих выделение нефтепродуктов в атмосферу;
- минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с

последующим возвратом их в технологический процесс;

- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;
- на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);
- организация санитарно-защитной зоны от объектов.
- Основными действиями по охране почв являются:
- прокладка дорог к буровым установкам, скважинам и другим объектам с учетом минимального разрушающего воздействия на почву;
- устройство нефтеловушек, дренажа на пониженных участках местности;
- сооружение систем накопления отходов бурения;
- устройство закрытых помещений для хранения химреагентов;
- сбор, откачка плавающих нефтепродуктов из шламового амбара и нефтеловушек для последующей их утилизации;
- обезвреживание отходов бурения методом отвердения;
- после завершения работ проводится восстановление нарушенных земель.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе был рассмотрен метод измерения скважинной продукции с помощью многофазной расходомерии, и ее применение на Ванкорском нефтегазовом месторождении.

В данной работе был описан опыт, целью которого была оценка достоверности измерений дебитов жидкости. Наилучшую точность измерений обеспечила технология замеров с трубкой Вентури и радиоактивным источником. Тем самым подтвердилась эффективность многофазных расходомеров по сравнению с сепараторными замерными установками.

Использование технологии многофазной расходомерии позволяет осуществлять измерения дебитов отдельных фаз и фракционного состава многофазных потоков, практически, любой сложности - от тяжелых нефтей, до чистого газа, при различных рабочих режимах и способах добычи, что значительно повысит эффективность разработки.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВВП – внутренний валовый продукт
КИН – коэффициент извлечения нефти
ЛУ – лицензионный участок
НПС – нефтеперекачивающая станция
ЦКР – Центральная комиссия по разработке месторождений полезных ископаемых
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
ЕНЭС – Единая национальная электрическая сеть
ЦПС – центральный пункт сбора
ГТЭС – газотурбинная электростанция
ЭЦН – электроцентробежный насос
ППД – поддержание пластового давления
ВНК – водонефтяной контакт
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
НИЗ – начальные извлекаемые запасы
КРС – капитальный ремонт скважин
ГРП – гидроразрыв пласта
ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы
КП – коэффициент продуктивности
ПЗП – призабойная зона пласта
ПАВ – поверхностно-активные вещества
АСПО – асфальтосмолистопарафиновые вещества
СКО – соляно-кислотная обработка
КНБК – компоновка низа буровой колонны
ЗБС – зарезка бокового ствола
УБТ – утяжеленные буровые трубы
ЗУ – замерные установки
ПО – программное обеспечение
NPV (net present value) – чистый дисконтированный доход
ООО – общество с ограниченной ответственностью
КЕО – коэффициент естественной освещенности
ГСМ – горюче-смазочные материалы
ДВС – двигатель внутреннего сгорания

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Безопасность жизнедеятельности в техносфере: учеб. пособие / О. Н. Русак, Л. Н. Горбунова, В. Я. Кондрасенко, А. А. Калинин, К. Д. Никитин, А. И. Жуков. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2001. – 431 с.
2. Мукерджи Х. Производительность скважин : руководство / Х. Мукерджи – Москва, 2001. – 184 с.
3. Drilling engineering, Heriot-Watt University, Edinburg, 2001, - 586 p.
4. Production technology, Heriot-Watt University, Edinburg, 2001, - 492 p.
5. Reservoir engineering, Heriot-Watt University, Edinburg, 2001, - 743 p.
6. Нескромных В.В. Направленное бурение : учебное пособие / В.В. Нескромных – Иркутск: Издательство ИрГТУ, 2004. – 107 с.
7. Али Данеши, Презентация для учебного курса для ОАОНК «Роснефть» 2008.
8. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров : учебник / Л.П. Дейк – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008., 668 с.
9. Методическое пособие для подготовки к собеседованию, Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ Petroleum Learning Centre, г. Томск, 2008., - 179 с.
10. Зозуля Г.П. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин : учебное пособие / Г.П. Зозуля – Москва: Издательский центр «Академия», 2009. – 176 с.
11. Костоунова Е.В. Экономика предприятий нефтяной и газовой отрасли : учебное пособие / Е.В. Костоунова – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2012. – 81 с.
12. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / С.Ф. Мулявин – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. 215 с.
13. Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск, 2013., - 371с.
14. Техника и технология добычи нефти / Р.Р. Бахитов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – 06'2011. – С. 42-45.
15. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
16. Безопасность жизнедеятельности: учеб. -метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост.: Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016
17. СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
18. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
19. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности.

20. Руководство 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 29 июля 2005 г.).
21. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
22. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
23. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
24. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013
25. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
26. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».
27. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».
28. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждёнными постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. № 56
29. (ПУЭ-7), Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ), Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ) и др.
30. ПУЭ Глава 7.3 и федеральному закону от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
31. ГОСТ 12.1.003-83 Допустимые уровни шумов в производственных помещениях.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Услуги по измерению дебитов скважин многофазными расходомерами Vx

Компания Шлюмберже, подразделение по испытанию скважин готова произвести работы по измерению газового фактора и дебита скважин для нужд ЗАО «Ванкорнефть» с использованием передвижных многофазных замерных установок, основанных на применении технологии Vx в период с 01.04.2015г. по 31.12.2015г. и предлагает Вашему вниманию настоящее коммерческое предложение, действительное в течение 30 дней.

Технологический комплекс оборудования, используемый для проведения работ:

Вариант №1: Многофазный расходомер Vx в утепленном контейнере с лабораторией на базе автомобиля.

1. Трубная обвязка, в соответствии с согласованной схемой обвязки;
2. Многофазный расходомер Vx на базе автомобиля, применяемый для учета дебитов;
3. Лаборатория на базе автомобиля для работы персонала.

В соответствии с техническим заданием и необходимым количеством замеров, указанным в письме № 3183 от 02.02.2015 от ЗАО «Ванкорнефть» потребуются задействование двух мобильных замерных установок.

Для предоставления услуг по замеру дебитов может быть доступно не более 2 (двух) мобильных комплексов на базе автомобиля. Обслуживание осуществляется полной бригадой из 4 человек.

При необходимости увеличения объемов работ и задействовании дополнительного оборудования могут быть изготовлены и предоставлены дополнительные замерные установки (не мобильные).

Вариант №2: Многофазный расходомер Vx в утепленном контейнере с лабораторией (не мобильный).

1. Трубная обвязка, в соответствии с согласованной схемой обвязки;
2. Многофазный расходомер Vx в утепленном контейнере, применяемый для учета дебитов;
3. Лаборатория в утепленном контейнере для работы персонала, либо лаборатория, объединенная с технологическим Vx контейнером.

Обслуживание осуществляется полной бригадой из 4 человек.

Указанные комплексы могут быть изготовлены в течение 100 (ста) дней после получения заявки на мобилизацию. При этом Заказчик осуществляет транспортировку комплексов на месторождение вертолетным от точки мобилизации (предварительно – ВПП г.Уренгой) своими силами или силами третьей стороны за свой счет.

Ставки за услуги представлены в таблице 23.

Таблица 23 - ставки за услуги

Наименование ставки	Стоимость одних суток для каждого варианта в рублях, без НДС	
	Ставка в работе, за каждый расходомер	
Вариант 1.	198 400	Вариант 1.
Вариант 2.	163 500	Вариант 2.

Примечания к ставкам за услуги:

Указанные ставки не включают НДС.

В случае задействования оборудования на меньший срок Заказчик оплачивает все документально подтвержденные расходы подрядчика на выполнение мобилизации или демобилизации оборудования и персонала с наценкой 20% на административные расходы, либо производит мобилизацию и демобилизацию оборудования своими силами и за свой счет, либо силами третьей стороны за свой счет.

Мобилизация оборудования:

Оборудование по варианту 1 может быть мобилизовано только по зимним автодорогам за счет Подрядчика.

Оборудование по варианту 2 может быть мобилизовано на месторождение после производства вертолетным транспортом силами Заказчика или третьей стороной за счет Заказчика.

Транспортировка оборудования Подрядчика на месторождении:

Для варианта 1 Подрядчик самостоятельно осуществляет транспортировку оборудования по месторождению, между кустовыми площадками и скважинами.

Для варианта 2 перемещение оборудования по месторождению, между кустовыми площадками и скважинами Заказчик производит собственными силами, либо силами третьей стороны за свой счет.

Заявка на мобилизацию оборудования и персонала для варианта 1 производится не позднее, чем за 30 дней до прибытия на место проведения работ; для варианта 2 - не позднее, чем за 100 дней до прибытия на место проведения работ.