

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ САМОТЛОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО)

УДК 622.276.346.2(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Антощук Андрей Михайлович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2020 г.

Результаты освоения ООП

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Антощук Андрей Михайлович

Тема работы:

Анализ изменения газового фактора в процессе разработки Самотлорского нефтяного месторождения (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	110 -32/с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Газовый фактор, газосодержание – специфика применяемой терминологии. Анализ причин роста газового фактора на Самотлорском нефтяном месторождении (изменение значения газового фактора в процессе разработки месторождения). Зависимость газосодержания пластовой нефти от давления (давление насыщения). Методы определения газового фактора нефти, используемые на различных стадиях разработки месторождения.

	Повышение эффективности насосной эксплуатации скважин с высоким газовым фактором нефти
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Газовый фактор. Ключевые понятия	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Методы определения газового фактора нефти, используемые на различных стадиях разработки	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Повышение эффективности насосной эксплуатации скважин с высоким газовым фактором нефти	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Газовый фактор. Ключевые понятия
Методы определения газового фактора нефти, используемые на различных стадиях разработки
Повышение эффективности насосной эксплуатации скважин с высоким газовым фактором нефти
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	21.04.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		21.04.2021
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			21.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Антощук Андрей Михайлович		21.04.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

КИН – коэффициент извлечения нефти

ГНК – газонефтяной контакт

ПНГ – попутный нефтяной газ

ГФ – газовый фактор

ППД – поддержание пластового давления

УВ – углеводороды

ГЗУ – групповая замерная установка

КРС – капитальный ремонт скважин

ЗКЦ – за колонная циркуляция

УКП – устройство контроля притока

УЭЦН – установка электро-центробежного насоса

ВНН – центробежно-вихревые насосы

ЦОН – центробежно-осевые насосы

КП – кустовая площадка

ГНЗ – газонефтяная зона

ГНВЗ – газонефтеводяная зона

ВНЗ – водонефтяная зона

ЧНЗ – чисто нефтяная зона

НЭК – негерметичность эксплуатационной колонны

ГС – горизонтальный ствол

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 91 страниц, в том числе 24 рисунков, 15 таблиц. Список литературы включает 16 источников.

Ключевые слова: нефть, газ, неоднородность, обводненность, высокий газовый фактор, газосодержание, газосепаратор.

Объектом исследования является оборудование, применяемое на месторождениях в условиях высоких значений газового фактора.

Цель работы повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях высокого значения газового фактора на Самотлорском нефтяном месторождении.

В процессе исследования были рассмотрены основные осложняющие факторы при добыче нефти, проведен анализ современных технологий по борьбе с негативным влиянием свободного газа на установки центробежных насосов.

В результате исследования были выявлены наиболее эффективные и часто используемые в настоящее время технологии по борьбе с влиянием свободного газа на погружное оборудование.

Область применения: данные технологии целесообразно применять на механизированном фонде скважин, оборудованном установками центробежных насосов, месторождений, характеризующихся высокими значениями газового фактора.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	9
1 ГАЗОВЫЙ ФАКТОР. КЛЮЧЕВЫЕ ПОНЯТИЯ	11
1.1 Газовый фактор. Газосодержание – специфика применяемой терминалогии	11
1.2 Нормативно – правовая основа учета газового фактора	13
1.3 Оценка геологических условий месторождений с повышенным газовым фактором	18
1.4 Анализ причин роста газового фактора на Самотлорском нефтяном месторождении.....	20
2 МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА НЕФТИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ.....	24
2.1 Определение ГФ при помощи ГЗУ	25
2.2 Определение ГФ на передвижных замерно-сепарационных установках	27
2.3 Исследование глубинных проб нефти	30
2.4 Определение ГФ с использованием метода материального баланса и констант фазового равновесия	34
3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НАСОСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ НЕФТИ	37
3.1 Наземное оборудование	37
3.2 Погружное оборудование.....	45
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСНАБЖЕНИЕ	64
4.1 Техничко-экономическое обоснование проведения работ.....	64
4.2 Разработка графика выполнения работ	65

4.3	Бюджет проведения работ	67
4.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ 70	
5СОЦИАЛЬНАЯ		
		ОТВЕТСТВЕННОСТЬ
.....		78
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 78	
5.2	Производственная безопасность.....	79
5.3	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	80
5.4	Анализ опсанных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	83
5.5	Экологическая безопасность.....	84
5.6	Безопасность в чрезвычайной ситуации.....	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		88
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ		89

ВВЕДЕНИЕ

На данный момент разработка нефтегазовых месторождений АО «Самотлорнефтегаз» сталкивается с огромными проблемами, как повышение газового фактора, частыми неконтролируемыми прорывами, подтягиванием конуса газа, разгазированием пластовой жидкости в призабойной зоне и в стволе скважины. В связи с этим, появляются последствия, ухудшающие как эксплуатацию, так и переработку нефти (полное прекращение поступления нефти, невозможность выработки остаточных запасов, гидратообразование, перегрев подземного оборудования, осложнения работы сепараторов, невозможность утилизации большого объема поступающего газа и пр.).

Существует множество решений данной проблемы: заблаговременные (направлены на создание и сохранение производительной способности скважины с низкими показаниями газа), текущие (в процессе эксплуатации связаны с изменением и тщательным контролем режимов, давлений, без необходимости остановки скважины), операционные (требующие остановку скважины, вмешательства бригады КРС, проведения подземных геофизических исследований, и прочих мероприятий связанные с работой в скважине, когда остальные методы не дают должного эффекта).

Чтобы найти определенный подходящий метод необходимо рассматривать каждый случай в отдельности. Но для упрощения понимания и поиска технологии борьбы с газовым фактором, опираясь на природу его появления с учетом конкретных геологических условий месторождения предлагается использовать интегрированный подход к разработке месторождений с высоким значением газового фактора. При проведении анализа данных была составлена блок-схема принятия решений, принимаемая как модель и рекомендуемая к использованию.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях высокого значения газового фактора на Самоотлорском нефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Определить кардинальное различие газового фактора от газосодержания, учитывая нормативную составляющую вопроса;
2. Проанализировать причины и природу возникновения повышенного газового фактора;
3. Описать зависимость значений газового фактора от давления насыщения;
4. Определить методы определения газового фактора и газосодержания;
5. Оценить технологии, применяемые для снижения/предотвращения/ограничения прорыва газа к забоям добывающих скважин в процессе добычи нефти.

1 ГАЗОВЫЙ ФАКТОР. КЛЮЧЕВЫЕ ПОНЯТИЯ

1.1 Газовый фактор. Газосодержание – специфика применяемой терминалогии

При эксплуатации нефтяного (нефтегазового) месторождения из нефти, поднимающейся на дневную поверхность, выделяется газ. Попутный нефтяной газ (ПНГ) – газообразная смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, добываемая совместно с нефтью через нефтяные скважины и выделяющаяся из нефти в процессе ее промышленной подготовки. Количество выделившегося газа характеризуется газовым фактором. Для наиболее правильного его определения следует воспользоваться «инструкцией по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр».

Стоит различать два различных понятия газосодержания пластовой нефти и промышленного газового фактора.

Газосодержание (газонасыщенность) пластовой нефти – это объем газа, растворенного в пластовой нефти.

Газосодержание пластовой нефти определяется по следующей формуле:

$$G = \frac{V_{\Gamma}}{V_{\text{пл.н}}} \quad (1)$$

где V_{Γ} - объем газа,

$V_{\text{пл.н}}$ - объем пластовой нефти.

Газосодержание пластовой нефти выражают в $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Газосодержание пластовых нефтей может достигать 300-500 $\text{м}^3/\text{м}^3$ и более, обычное его значение для большинства нефтей - 30-100 $\text{м}^3/\text{м}^3$. Также известно большое число нефтей с газосодержанием не выше 8-10 $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Промысловым газовым фактором называется количество добытого газа в м^3 , приходящееся на 1 м^3 (т) дегазированной нефти. Он определяется по данным о добыче нефти и попутного газа за определенный отрезок времени.

Различают

- начальный газовый фактор, обычно определяемый по данным за первый месяц работы скважины,
- текущий газовый фактор, определяемый по данным за любой промежуточный отрезок времени,
- средний газовый фактор, определяемый за период с начала разработки до какой-либо даты.

Величина промыслового газового фактора зависит как от газосодержания нефти, так и от условий разработки залежи. Она может меняться в очень широких пределах. Если при разработке в пласте газ не выделяется, то газовый фактор меньше газосодержания пластовой нефти, так как в промысловых условиях полной дегазации нефти не происходит.

Давлением насыщения пластовой нефти называется давление, при котором газ начинает выделяться из нее. Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и газа в залежи, от их состава, от пластовой температуры.

В природных условиях давление насыщения может быть равным пластовому давлению или может быть меньше него. В первом случае нефть будет полностью насыщена газом, во втором – недонасыщена. Разница между давлением насыщения и пластовым может колебаться от десятых долей до десятков мегапаскалей. Пробы нефти, отобранные с разных участков одной залежи, могут характеризоваться разным давлением насыщения. Так, на Туймазинском месторождении в Башкирии оно меняется от 8 до 9,4 МПа. Это связано как с изменением свойств нефти и газа в пределах площади, так и с влиянием на характер выделения газа из нефти свойств породы, количества и свойств связанной воды и других факторов.

Растворимость газа – это максимальное количество газа, которое может быть растворено в единице объема пластовой нефти при определенных давлении и температуре. Газосодержание может быть равным растворимости или меньше ее. Его определяют в лаборатории по пластовой пробе нефти, 10 постепенно

снижая давление от пластового, при котором отобрана проба, до атмосферного. Процесс дегазирования пробы может быть контактным или дифференциальным.

Контактным (одноступенчатым) называют процесс, при котором весь выделяющийся газ находится над нефтью в контакте с ней. При дифференциальном процессе дегазирования выделяющийся из раствора газ непрерывно отводится из системы.

При дифференциальном дегазировании в нефти остается больше газа, чем при том же давлении в условиях контактного дегазирования. Это объясняется следующим образом. Из нефти выделяется в первую очередь метан, и в составе оставшихся газов увеличивается доля тяжелых УВ, что приводит к увеличению их растворимости. Дегазирование нефти при поступлении ее из пласта в промышленные сепараторы более сходно с контактным. Это и следует принимать во внимание при учете изменения свойств нефти вследствие перехода от пластовых условий к поверхностным.

1.2 Нормативно – правовая основа учета газового фактора

В данных нормативно-технических документах содержится весь объем необходимой информации, которая требуется для правильной организации добычи нефти при повышенном газовом факторе, безопасных условий реализации, транспортировки, хранения, эксплуатации. Пакет нормативных документов – это своего рода свод правил или стандарт, по которому осуществляется добыча нефти с высоким газовым фактором, в полной мере соответствующих всем установленным в отношении нее государственным стандартам качества и безопасности. Далее рассмотрены пункты из документов, которые применяются к добыче нефти в условиях повышенного газового фактора.

ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные.

Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования

1. Нестабильные сжиженные углеводородные продукты, которые содержат сероводород и другие сернистые соединения, имеют давление

насыщенных паров по Рейду более 0,0667 МПа и транспортируются в жидком состоянии. К таким продуктам относятся нестабильные газовые конденсаты и сжиженные нефтяные газы, а также нефть с газовым фактором 300 м³/т и более

2. Горючие и токсичные продукты, которые находятся в жидкой фазе при стандартных условиях и при условиях транспортирования. К таким продуктам относятся метанол, моноэтиленгликоль, ингибиторы и другие химические реагенты, а также стабильные конденсаты и нефть с газовым фактором до 300 м³/т, содержащие сероводород и другие сернистые соединения

3. Горючие нетоксичные продукты, которые находятся в жидкой фазе при стандартных условиях и при условиях транспортирования, не содержащие сероводорода и других сернистых соединений. К таким продуктам относятся стабильные конденсаты, а также нефть с газовым фактором до 300 м³/т

ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше.

Технологическое проектирование

Конструкция манифольда для обвязки устья скважины и выкидного коллектора при высоком газовом факторе должна обеспечивать включение регулируемого дроссельного устройства (штуцерную камеру) на затрубном пространстве устья скважины (при необходимости) для плавного регулирования сброса в выкидной коллектор газа из затрубного пространства.

РД 39-0148070-303-85 Применение технологии сепарации нефти для месторождений с высоким газовым фактором

Требования, предъявляемые к технологическому процессу:

1. Газовый фактор нефти, поступающий на сепарацию, не должен превышать 400 м³/м³;

2. Давление сепарации 0,7 МПа. При давлениях сепарации больше или меньше 0,7 МПа газовый фактор жидкости не должен превышать значения, определяемого предельной величиной расходного газосодержания $\beta=0,9828$;

3. Технологический процесс обеспечивает сепарацию нефти до содержания капельной нефти в газе после первой ступени не более 0,5 г\м³.

*Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности,
связанные с газовым фактором "Правила безопасности в нефтяной и газовой
промышленности 101"*

1. В газовых и газоконденсатных скважинах, а также в нефтяных скважинах с высоким (более 200 м³/т) газовым фактором, газонагнетательных скважинах с ожидаемым избыточным давлением на устье более 100 кгс/см² (10 МПа) приустьевая часть колонны вместе с колонной головкой после опрессовки водой дополнительно опрессовывается инертным газом (азотом) давлением в соответствии с рабочим проектом;

2. Линии сбросов на факелы от блоков глушения и дросселирования должны надежно закрепляться на специальных опорах и направляться в сторону от проезжих дорог, линий электропередач, котельных и других производственных и бытовых сооружений с уклоном от устья скважины. Свободные концы линий сброса должны иметь длину не более 1,5 м.

Длина линий должна быть:

- для нефтяных скважин с газовым фактором менее 200 м³/т – не менее 30 м;
- для нефтяных скважин с газовым фактором более 200 м³/т, газовых и разведочных скважин – не менее 100 м.

Линии и установленные на них задвижки должны иметь внутренний диаметр, одинаковый с внутренним диаметром отводов крестовины; после блока задвижек разрешается увеличение их диаметра не более чем на 30 мм.

Расстояние от концов выкидного манифольда до всех коммуникаций и сооружений, не относящихся к объектам буровой установки, должно быть не менее 100 м для всех категорий скважин.

Для скважин, сооружаемых с насыпного основания и ограниченных площадок, длина линий от блоков глушения и дросселирования должна устанавливаться подрядчиком по согласованию с заказчиком.

Разрешается направлять линии сброса в одну сторону с использованием узлов и деталей, имеющих паспорта установленного образца.

3. На скважинах, где ожидаемое давление на устье превышает 700 кгс/см² (70 МПа), устанавливается заводской блок с тремя регулируемыми дросселями — два с дистанционным и один с ручным управлением. Во всех остальных случаях установка регулируемых дросселей с дистанционным управлением производится в зависимости от конкретных условий и решается руководством организации при утверждении в установленном порядке схемы обвязки и установки противовыбросового оборудования;

4. После монтажа, до разбуривания цементного стакана, превенторная установка до концевых задвижек манифольдов высокого давления должна быть опрессована водой или инертным газом на давление опрессовки обсадной колонны, указанное в рабочем проекте. Выкидные линии после концевых задвижек опрессовываются водой на давление: 50 кгс/см² (5 МПа)

- для противовыбросового оборудования, рассчитанного на давление до 210 кгс/см² (21 МПа); 100 кгс/см² (10 МПа)

- для противовыбросового оборудования, рассчитанного на давление выше 210 кгс/см² (21 МПа). Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель заказчика и противофонтанной службы (противофонтанной военизированной части);

5. К фонтанной арматуре должны быть подсоединены линии для глушения скважины через трубное и затрубное пространства. Линии глушения должны быть снабжены обратными клапанами. Для нефтяных скважин с газовым фактором менее 200 м³/т длина линии должна быть не менее 50 м. Во всех других случаях длина линии глушения должна быть не менее 100 м.

6. Контроль коррозионного состояния оборудования, помимо визуального осмотра, должен осуществляться следующими методами: установкой контрольных образцов; по датчикам скорости коррозии; * Очевидно, вместо «№ 6» должно быть «№ 2». по узлам контроля коррозии; по водородным

зондам; ультразвуковой и магнитной толщинометрией. Методы, периодичность и точки контроля коррозии для каждого вида оборудования и трубопроводов устанавливаются в соответствии с рекомендациями научно исследовательских и проектных организаций и утверждаются техническим руководителем организации. В зависимости от абсолютного давления ($P_{абс}$), парциального давления сернистого водорода (P^*) и его концентрации (C^*) для многофазного флюида «нефть — газ — вода» с газовым фактором менее и более $890 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ должно применяться оборудование в стандартном и стойком к сульфидно-коррозионному растрескиванию (СКР) исполнении в соответствии с приложением № 8** к настоящим Правилам.

Области применения оборудования в стандартном и стойком к СКР исполнении в зависимости от абсолютного давления ($P_{абс}$), парциального давления сернистого водорода (P_{H_2S}) и его концентрации (CH_2S) для многофазного флюида «нефть – газ – вода» с газовым фактором менее $890 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ (таблица 1).

Таблица 1 – Область применения оборудования для флюида с газовым фактором менее $890 \text{ нм}^3/\text{м}^3$

Использование оборудования	$P_{абс} < 1,83 \cdot 10^6 \text{ Па} (18,6 \text{ кгс/см}^2)$				$P_{абс} < 1,83 \cdot 10^6 \text{ Па} (18,6 \text{ кгс/см}^2)$		
	$CH_2S < 4\%$ (объемных)	$4\% < CH_2S < 15\%$ (объемных)		$CH_2S < 15\%$ (объемных)	$CH_2S < 0,075\%$ (объемных)		$CH_2S > 0,075\%$ (объемных)
		$P_{H_2S} < 7,3 \cdot 10^4 \text{ Па}$	$P_{H_2S} > 7,3 \cdot 10^4 \text{ Па}$		$P_{H_2S} < 345 \text{ Па}$	$P_{H_2S} > 345 \text{ Па}$	
Стандартное	+	+	-	-	-+	-	-
Стойкое к СКР	-	-	+	+	-	+	+

Области применения оборудования в стандартном и стойком к СКР исполнении в зависимости от абсолютного давления ($P_{абс}$), парциального давления сернистого водорода (P_{H_2S}) и его концентрации (CH_2S) для

многофазного флюида «нефть — газ — вода» с газовым фактором более 890 нм³/м³ (таблица 2).

Таблица 2 – Область применения оборудования для флюида с газовым фактором более 890 нм³/м³

Используемое оборудование	P _{абс} < 450 кПа (4,6 кгс/см ²)		P _{абс} < 450 кПа (4,6 кгс/см ²)		
	CH ₂ S < 10% (объемных)	CH ₂ S > 10% (объемных)	CH ₂ S < 345 Па	CH ₂ S > 345 Па	CH ₂ S < 10% (объемных)
Стандартное	+	-	+	-	-
Стойкое к СКР	-	+	-	+	+

7. При газовом факторе более 200 м³/т проектная документация должна содержать дополнительные меры безопасности.

1.3 Оценка геологических условий месторождений с повышенным газовым фактором

В текущем состоянии разработки нефтегазовых залежей России было выделено три типа добываемого попутного газа:

- 1) Газ с газовой шапки (подгазовые запасы);

Газ с газовой шапки проникает в ствол скважины при несоблюдении контроля следующих показателей:

А. Несоответствующая большая депрессия (при резком снижении забойного давления ниже пластового, в связи с чем происходит прорыв более подвижного компонента флюида в ствол скважины будь то нефть или вода). Обычно это основано на неправильных подсчетах давлений той или иной контактной зоны (ГНЗ, ГНВЗ), если район разбуриваемого объекта недостаточно изучен добычей и прочими исследованиями.

В. Недостаточное герметизирование заколонного пространства (прорыв газа через заколонное пространство между подвеской хвостовика и эксплуатационной колонной, прорыв при неправильном расположении пакера, плохим цементом и прочие технические упущения).

С. Близкое расположение горизонтального (бокового) ствола скважины к ГНК (на различных объектах необходимо соблюдать определенное расстояние от ГНК для снижения риска подтягивания газа).

Характеристика объектов с подгазовыми запасами может различаться как от различных типов зон (ГНЗ и ГНВЗ), так и до состава самой газонефтяной смеси определяемые по результату определения опробывания пласта коллектора (ОПК) либо в процессе эксплуатации при анализе проб (менее точный метод).

Для правильной выработки запасов и снижения рисков прорыва газа, например, пласты Яковлевской свиты вырабатываются на определенных депрессиях, позволяющих ограничить подтягивание газа с газовой шапки.

Обычно мощность газовой шапки в контактных запасах Яковлевских пластов варьируется от 1 до 3м. Отсюда можно понять объемы газа в ГШ и 17 опасность ее прорыва в данном районе, где располагать горизонт относительно контакта, какую компоновку заканчивания использовать, какое количество пакеров-эластомеров, какую депрессию создавать и прочие факторы, способствующие качественной выработке нефти в подгазовых залежах.

2) Газ растворен по всему объему нефтегазовой залежи и ввиду просадки пластового давления газ начинает выделяться из нефти. Снижение забойного давления ниже давления насыщения также приводит к выделению газа из нефти.

Большую проблему вызывают контактные запасы, которые имеют различное влияние на значение ГФ.

3) Основной проблемой разработки являются образования газовых конусов, в последствии чего происходят прорывы газа к добывающей скважине. Это приводит ухудшению экономических и технических показателей, а также не позволяет достичь высоких показателей нефтеотдачи.

1.4 Анализ причин роста газового фактора на Самотлорском нефтяном месторождении

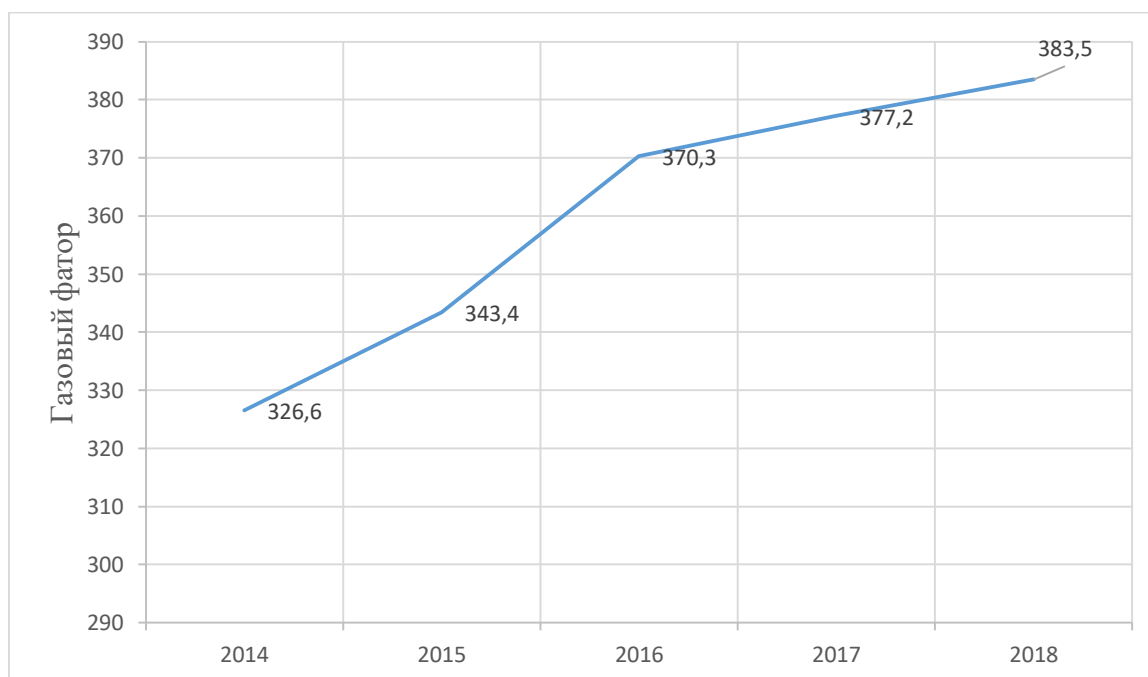
Приведем данные по изменению ГФ по Самотлорскому нефтяному месторождению за 2014 – 2018 года (таблица 3).

Таблица 3 – Изменение ГФ за 2014 2018 года

Месяц\год	Газовый фактор, м ³ /м ³				
	2014	2015	2016	2017	2018
январь	331,2	341	378,1	389,3	389,1
февраль	328,7	341,9	370	395,7	405,9
март	333,6	328	380,9	402,2	402,7
апрель	327,1	337,6	371,7	397,4	409,4
май	322,1	350,6	343,3	406,8	387,1
июнь	323,3	331,5	368,3	338,6	383,7
июль	277,2	343,9	362,8	338	383,5
август	301	332,7	361,4	344,2	341,7
сентябрь	335,5	341,7	369,4	370,4	339,7
октябрь	342,2	352,6	384,3	376,6	374,2
ноябрь	343,6	355,2	386,6	379,6	388,2
декабрь	352	364,7	368,4	388,8	398,5
Среднее значение ГФ, м³/м³	326,6	343,4	370,3	377,2	383,5

Построим график по среднему значению ГФ за каждый год.

График 1 – Изменение ГФ



Из этого сделаем вывод что ГФ с 2014 года вырос с 326,6 до 383,5 причины этому могут быть;

1. Конусообразование газа

До начала процесса вытеснения, газ, нефть и вода в пластах распределены по плотностям в условиях статического равновесия. Если есть наличие свободного газа он располагается в верхней части структуры, образуя газовую шапку, за которой идет нефтяная зона или нефтенасыщенная часть, подстилаемая подошвенной водой.

В процессе добычи из-за создания градиентов давления нарушается равновесие, особенно высокие значения давления в призабойной зоне добывающих скважин. Наличие высоких градиентов давления приводит к изменению границ разделов фаз (т.е. водонефтяного и газонефтяного контактов), заставляя их изгибаться в сторону перфорационных отверстий скважины, через которые осуществляется добыча. При превышении градиентами давления (или перепадом давления между скважиной и пластом) определенного уровня может наступить прорыв воды и/или газа в скважину, в результате которого дебит нефти может резко сократиться, а добыча газа и/или воды стать неоправданно большой.

Из-за более высокой подвижности газа и воды по сравнению с нефтью конусообразование может привести к дальнейшему сокращению охвата пласта процессом вытеснения и ухудшению условий добычи нефти. (Предлагается проведение ПГИ для определения участка притока)

2. Заколонные перетоки.

Возникают как правило из-за некачественного цементирования. При этом нарушение целостности цемента возникает при его не качественной заливкой, а также с изменением свойств цемента под воздействием механических и физико-химических процессов, протекающих в прискважинной зоне во время испытаний и разработки скважин. Предлагается ЗКЦ (заколонная, или затрубная циркуляция), для определения интервала перетока.

3. Негерметичность эксплуатационной колонны.

Негерметичность эксплуатационной колонны может быть вызвана причинами, которые можно определить в 3 группы

- дефекты металлургического производства;
- нарушения при спуске обсадных труб в процессе бурения;
- нарушения появившиеся в процессе эксплуатации скважины.

Проблема негерметичности эксплуатационной колонны (ЭК) добывающих и нагнетательных скважин на Самотлорском месторождении с каждым годом приобретает все большую актуальность, поскольку нарушения герметичности колонн ведут к росту обводненности добываемой продукции, эксплуатация скважины становится нерентабельной.

Есть два геологических условия, при которых повышается ГФ: за счет выделения в ПЗП или стволе скважины ранее растворенного газа в нефти (зона ЧНЗ) и за счет подтягивания (прорыва) газа из газовой шапки в контактной залежи (зона ГНЗ, ГНВЗ). Следовательно, появляется ряд различных последствий и решений.

Для лучшего изучения геологического строения и были выделены следующие рекомендации: Проведение ПГИС (оценка НЭК и места притока газа в ГС); использование пластоиспытателей (МДТ), бурение пилотного ствола в неохваченную зону (разведочной скважины), определение заколонной циркуляции.

Так как нельзя предусмотреть заранее все факторы и изучить полностью весь объект будет нерентабельно, были разделены 3 типа решений: заблаговременные, текущие и результирующие. Некоторые заблаговременные решения более подходят под определенные условия:

1. Работа на щадящей депрессии; улучшение/создание/своевременный ввод системы ППД; специализированное использование газосепараторов; подбор определенного тип насоса; забойная телеметрия для контроля давлений – для района с растворенным газом в нефти.

Также щадящая депрессия подойдет к району с контактной залежью при оптимальном или более расстоянии от ГНК.

2. При расстоянии от ГНК менее оптимального, на опыте обработки предыдущих пробуренных в данном районе скважин, необходимо корректировать проводку ствола на максимально далеком расстоянии от ГНК (ГНЗ) либо на оптимальном (ГНВЗ).

Есть также заблаговременные условия, которые используются универсально, вопрос встанет только в экономической эффективности данных технологий: использование УКП и использование пакеров-эластомеров в компоновке заканчивания скважины.

Решение в процессе эксплуатации не несут дополнительных затрат, и не предполагают остановку скважины. Выражаются в виде постоянного мониторинга забойного и пластового давлений, режима эксплуатации; отключения участков (при использовании АУКП).

Результирующие решения предполагают дополнительные затраты и используются в случае, когда иные методы уже не эффективны или не возможны, это такие как: применение двухпакерных компоновок для отсечения интервалов (посредством бригады КРС); газоограничивающие технологии; герметизация участков ЭК при НЭК и участков заколонного пространства при заколонных перетоках; проведение ЗБС (самый крайний случай).

2 МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА НЕФТИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ

Анализ существующих средств измерения газового фактора показывает, что их можно условно разделить на скважинные и наземные. Причем как те, так и другие обладают определенными преимуществами и недостатками, которые необходимо устранить.

Так, например, скважинное оборудование представляет собою, как правило, пробоотборники, спускаемые в скважину на кабеле или проволоке, которые предназначены для отбора проб пластового флюида из ствола скважины напротив необходимого интервала пласта, проводят измерения (на приток, на давление) после чего они доставляются на поверхность и затем в соответствующую лабораторию промысла или НГДУ, где определяют величину ГФ.

Наземное оборудование для измерения ГФ как правило представлено стационарными и передвижными измерительными установками, из которых первые (например, «АГЗУ-Спутник» с возможностью сепарационного метода измерений) обслуживают несколько эксплуатационных скважин и предназначены для измерения не только ГФ, но также для измерения дебитов по нефти, воде и попутному газу, соответственно по каждой подключенной к ней скважине. Причем, приоритет в конструкции подобных установок отдан производительности, за счет чего погрешность измерений не превышает $\pm 6\%$.

Что касается передвижных измерительных установок, то они предназначены для измерений производительности небольшого числа скважин, расположенных вдали от основной нефтепромысловой структуры нефтедобывающего предприятия и обладают меньшим диапазоном измерения дебитов нефти и газа, хотя в некоторых случаях обладают более высокой точностью их оценки при условии хорошего соответствия их технических характеристик условиям измерения на объектах нефтедобычи.

2.1 Определение ГФ при помощи ГЗУ

Наиболее простым и оперативным методом определения газового фактора является групповая замерная установка (ГЗУ), в состав которой входит газосепаратор, оборудованный расходомером - массовым, вихревым или ультразвуковым расходомером на газовой измерительной линии. Продукция скважин одного куста поступает в переключатель скважин многоходовой (ПСМ), при помощи которого выбирается одна скважина, флюид которой далее поступает в сепаратор. Продукция остальных скважин поступает в общий трубопровод. В газосепараторе происходит отделение газа от нефти. Отделившийся газ через датчик расхода газа поступает в общий трубопровод, а жидкость накапливается в нижней емкости сепаратора.

При помощи регулятора расхода и заслонки, соединенной с поплавковым уровнемером, создается циркуляция нефти через счетчик с постоянными скоростями, что позволяет оценивать дебит в широком диапазоне. Принцип действия расходомера основан на герметичном отборе пробы нефти из трубопровода, создании заданного соотношения фаз «нефть-газ», приведении этой системы, путем турбулизации, в термодинамическое равновесие с поддержанием имеющейся в трубопроводе температуры и регистрацией давления.

Существующие измерительные установки предназначены для количественной оценки текущего дебита эксплуатационных скважин по нефти, воде и попутному газу, включая экспресс-оценку величины газового фактора в масштабе реального времени. Практически все серийно поставляемые измерительные установки предназначены в первую очередь для измерения текущего дебита по нефти, воде и попутному газу с разной точностью, но как правило погрешность не превышает $\pm 4\%$.

Определение Γ_{ϕ} производится путём расчета его величины как *соотношение суммы поступившего на АГЗУ свободного и остающегося в нефти растворенного газа к количеству добытой нефти*. В этом случае объем

выделившегося свободного газа измеряется счетчиком, количество растворенного газа с применением прибора УОСГ-1РГ (МИ 3035-2007) (рисунок 1) или АЛП-01ДП (МИ 2575-2000), а количество нефти, с учетом коррекции на обводненность и растворенный газ, жидкостным счетчиком.



Рисунок 1 – Автоматическая групповая замерная установка «АГЗУ Спутник»



Рисунок 2– УОСГ-1РГ



Рисунок 3– АЛП-01ДП

2.2 Определение ГФ на передвижных замерно-сепарационных установках

На большинстве предприятий нефтегазового комплекса для определения газового фактора скважин применяются передвижные (возимые) измерительные установки. В таблице 4 представлена информация о наиболее известных типах измерительных установок, применяемых в России и разработанных с целью точного определения газового фактора нефти.

Таблица 4 – Сравнение основных технических характеристик передвижных измерительных установок, предназначенных для точного измерения ГФ

Характеристики установок	УГФ-2,5-200	ЗУОГФ	АСМА-Т	ОЗНА – ЛПИГФ
Диапазон измерения дебита скв. по жидкости, т/сут	200 м ³ /сутки	20 м ³ /сутки (при непрерывном измерении потока)	0,1 – 400	1 – 500
Диапазон измерения дебита скв. по газу, нм ³ /сутки	до 30 000	без ограничений (при частичном отборе потока из скважины)	до 300 000	10 – 100 000
Обводненность продукции скв., % об.	не определяется	0 - 95	0 - 100	0 - 100
Погрешность опред-я, ±%				
Дебита по жидкости	2,5	нет данных	2,5	2
Объема нефтяного газа	2	2	5	2
Обводненности нефти от 0 – 60 %	не определяется	нет данных	2,5	2,5
от 60 – 100 %	не определяется	нет данных	4,0	4,0
Рабочее давление, МПа	до 2,5	до 0,06	до 4,0	до 4,0
Рабочая температура окружающего воздуха, °С	от 1 до 50	от -15 до 40	от -43 до 50	от -50 до 40
Шасси автомобиля	КрАЗ-255Б	прицеп	УРАЛ-4320-40 или прицеп	КАМАЗ-6522

Данные установки работают по принципу гидроциклонных сепараторов и монтируются на автоприцепе. Для отделения газа от нефти используется центробежная сила, возникающая на гидроциклоне, а разделение их в емкости происходит по принципу гравитационного разделения фаз.

Установка УГФ 2,5-200 подключается непосредственно к устью скважины или к АГЗУ «Спутник». Она позволяет производить непрерывный замер дебита жидкости (водонефтяной смеси) и газа. Газожидкостная смесь, поступившая в установку, проходит трехступенчатую сепарацию: при давлении 0,6 - 1,0 МПа (первая ступень), при давлении 0,25 - 0,6 МПа (вторая ступень) и при атмосферном давлении (третья ступень), за счет чего достигается более точное измерение $\Gamma_{\text{ф}}$ поскольку такая технология позволяет на измерительной установке фактически осуществлять исследования, максимально приближенные к условиям дифференциального разгазирования проб пластовых нефтей в лаборатории.

Установка снабжена кориолисовым расходомером жидкости, расход газа измеряется ротационными газовыми счетчиками РГ-100 и РГ-40 с производительностью при стандартных условиях 100 и 40 м³/час.

Основные недостатки установок УГФ 2,5 – 200:

- могут эксплуатироваться только при положительных температурах окружающего воздуха, так как всё измерительное оборудование смонтировано на открытой платформе автомобиля;

- в установке не предусмотрено применение влагомера.

Необходимо отметить, что установка по-прежнему остается единственной в стране, способной непосредственно на скважине моделировать условия поступенчатой сепарации, соответствующие технологическому процессу подготовки на ДНС или ЦПС месторождения. Данный подход наиболее полно и точно отражает требования РД 39-0147035225-88 []. С другой стороны, несмотря на более чем 25-летний опыт эксплуатации данная установка пока продолжает оставаться в статусе экспериментального образца.

На установке ЗУОГФ определение газового фактора достигается за счет продолжительного отбора со скважины небольших представительных проб газожидкостной смеси для последующего разделения на газовую и жидкостную составляющие. Отобранная проба подвергается поступенчатой дегазации (газ затем направляется на сжигание в факельный стояк), после чего осуществляется предварительный расчет и регистрация газового фактора, а затем для исследований поступает следующая проба. Возможно также использование установки для измерения дебита скважины в режиме непрерывного потока, но в этом случае имеется ограничение по дебиту жидкости (не более $20 \text{ м}^3 / \text{сутки}$).

Объемный метод замера дебита скважины по жидкости, используемый в ЗУОГФ имеет достаточно высокую погрешность в случае поступления в установку вспененного потока. Также принцип измерений, основанный на порционном отборе проб газонефтяной смеси, не защищен от ошибок, связанных с пульсирующим характером потока.

Установка АСМА-Т разрабатывалась как средство измерения дебита скважин по жидкости и нефти, при этом функции замера расхода газа и определения газового фактора нефти рассматривались как второстепенные.

У применяемых в установке газовых счетчиков ДРГ-М-160 и СВГ-М400 существует недостаток – наличие нижнего порога срабатывания от $4 \text{ м}^3/\text{ч}$, что затрудняет работу установки при малом дебите газа на скважине ($\Gamma_{\text{ф}} 20 - 40 \text{ м}^3/\text{т}$) при дебите скважины по нефти в несколько тонн.

Качество сепарации газожидкостного потока низкое: весь направляемый для замера поток флюида, после измерения возвращается обратно в выкидной трубопровод, поэтому выделение газа из газожидкостной смеси происходит при давлении, равном давлению в выкидной линии и при этом часть газа остается растворенной в нефти и не учитывается при замерах.

Установленный на АСМА-Т сепаратор не обеспечивает отделения от измеряемого потока газа капельной жидкости, что является причиной искажений в показаниях счетчиков, а при некоторых условиях (большая обводненность и

диспергированность потока), выделение газа из жидкости практически не происходит. В таком случае весь газожидкостной поток проходит через нефтяную линию, при этом газовые расходомеры обнуляются.

2.3 Исследование глубинных проб нефти

Специфика исследования глубинных проб при условиях, когда забойное давление ниже давления насыщения, а также обводненность продукции более 10%, заключается в замере продукции скважины на первой ступени сепарации, в отличие от ситуации, когда обводненность составляет менее 10% и $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$, в таком случае, продукция исследуется на каждой ступени сепарации.

В целом, для соответствия режимам сепарации на промыслах, используется ступенчатая сепарация, соответствующая принятой системе нефтегазосбора, то есть каждая ступень дегазации соответствует каждой ступени сепарации на промысле, а в последней ступени, давление равно атмосферному.

Исследование нефти при $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ и обводненности более 10% происходит следующим образом:

1. Производится измерение количества газа и количества жидкости, поступающих в сепаратор;
2. Происходит отбор проб нефти и газа;
3. Проводят дегазацию отобранной пробы и по результатам ее исследований определяют объемный коэффициент и плотность при температуре, соответствующей температуре сепаратора.
4. Также исследуется проба газа, определяется ее плотность и состав.

Порядок определения газового фактора при газлифтном способе остается таким же, но помимо анализа проб первой ступени сепарации, учитывается газ, поданный извне, проводится анализ газа по компонентам.

2.3.1 Измерительная установка ИФЕС-1

ИФЕС-1 (рисунок 4) – установка, адаптированная для проведения измерений газового фактора на жидких образцах проб, отобранных на

эксплуатационных скважинах различных месторождений. В технологии замера газового фактора используется ультразвуковой метод, основанный на зависимости скорости распространения ультразвуковых колебаний в жидкости от ее плотности, зависящей от концентрации в ней растворенного газа.

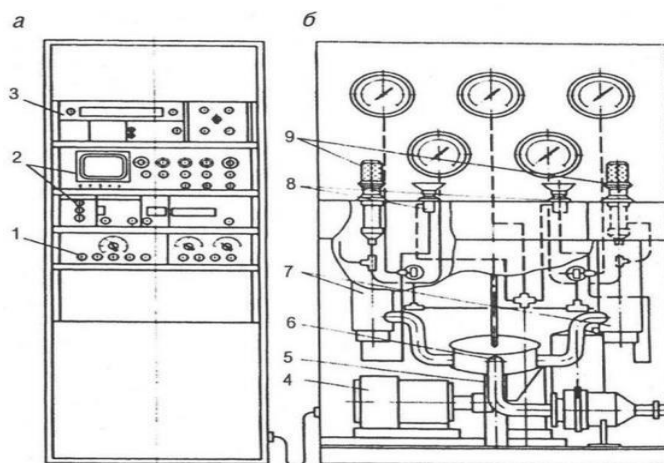


Рисунок 4– Общий вид установки ИФЕС-1

Конструктивно установка ИФЕС-1 выполнена в виде двух блоков - измерительного и технологического. В измерительный блок входят комплект аппаратуры для определения электрического сопротивления 3 и скорости продольной волны 2, а также пульт управления 1. Основные элементы технологического блока: камеры высокого давления 7, насос высокого давления 5 с электроприводом 4, пресс-измерители 9, система нагрева с терморегулировкой и система воздушного охлаждения 6.

Исследуемый образец жидкой пробы нефти размещается в камере высокого давления на позиции 8 и «прозвучивается» с помощью ультразвука на частоте 300-500 кГц с помощью пьезодатчиков 7 и 9. При этом экспрессдегазация образцов в процессе измерений осуществляется путем их терморегулируемого нагрева с помощью нагревателя 3.

Использование ультразвукового метода диагностики величины газового фактора в отобранных образцах нефти является перспективным техническим решением и может быть использовано в глубинных приборах, доставляемых в скважины эксплуатирующих многопластовые продуктивные объекты с целью оперативной диагностики их газового фактора.

2.3.2 Испытатель пластов MDT

Испытатель пластов MDT является модульным и может комбинироваться из большого числа модулей в зависимости целей и задач работы, а также скважинно-геологических условий. Одним из основных назначений испытателя является скважинный анализ флюида с помощью оптического анализатора композиционного состава CFA – осуществляется отбор проб и определение в режиме реального времени компонентного состава ретроградных газов, конденсатов и легких нефтей с высоким газовым фактором. При расчете газонефтяного и газоконденсатного фактора для модуля CFA диапазон измерений $\Gamma_{\text{ф}}$ составляет $5350 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

На рисунке 5 приведена схема применения модулей анализаторов пластового флюида на основе оптической спектрометрии. Они измеряют две основные оптические характеристики жидкости в трубе потока жидкости: 1) оптическое светопоглощение (спектрометрия) в видимом и ближнем инфракрасном частях спектра, что используется для разграничения жидкостей и их количественного анализа, и 2) изменение показателя преломления (рефрактометрия), что используется для обнаружения свободного газа.

Разграничение нефти и воды характеризуется прозрачностью или светопропусканием жидкости — определяемым отношением интенсивности прошедшего светового потока к интенсивности падающего потока для разной длины волны.

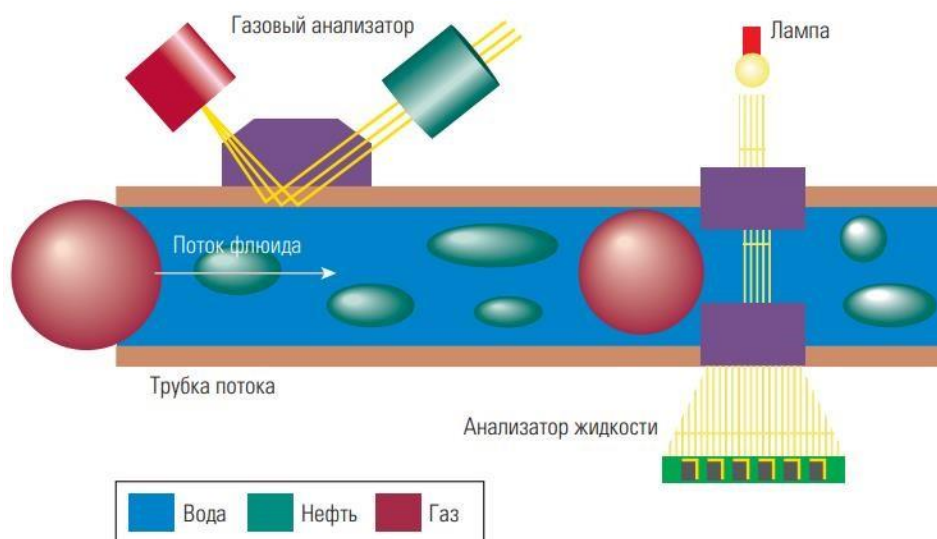


Рисунок 5– Принцип работы оптического анализатора флюида MDT/CFA

Модуль оптического анализа газового конденсата позволяет, в дополнение к качественному анализу разграничения углеводородов (нефти и газа) от воды, получить количественную оценку компонентного состава газа и летучей нефти в процессе отбора пробы пластового флюида. При этом определяется содержание метана [C_1], комбинация этана-пропана-бутанапентана [C_2-C_5], более тяжелые молекулы углеводородов [C_{6+}], вода [H_2O] и углекислый газ [CO_2]. Все перечисленные компоненты количественно определяются при помощи данного модуля в режиме реального времени.

Таким образом, при помощи описываемых оптических методов, возможно построить профиль композиционного состава пластовой жидкости по глубине. На рисунке 6 приведена диаграмма, на которой изображены результаты опробования испытателем пластов MDT с модулем оптического анализатора газового содержания на одной из скважин в северном море.

Профиль замеренного пластового давления по глубине, полученный с использованием MDT (изображен на первом трэке диаграммы) подтверждает глубины газонефтяного и водонефтяного контактов, в то время как распределение оптической плотности и газонефтяного фактора по глубине, полученные с использованием компоновки MDTC оптическим модулем CFA, позволяют построить профиль композиционного состава жидкости (второй

трэк), в свою очередь подтверждающий характер насыщения коллекторов. На втором трэке, под основной цветовой гаммой, описывающей композиционный состав жидкости, находится тонкая цветовая гамма, отображающая окончательные результаты лабораторных исследований отобранных проб.

Соотношение значений глубинного анализа при помощи модуля CFA и значений лабораторных исследований указывают на очень близкую сходимость результатов, особенно в интервалах 5, 3, 1, 4. Лабораторные результаты газонефтяного фактора на разных глубинах (третий трэк) также подтверждают глубинные значения, полученные в процессе отбора пробы.

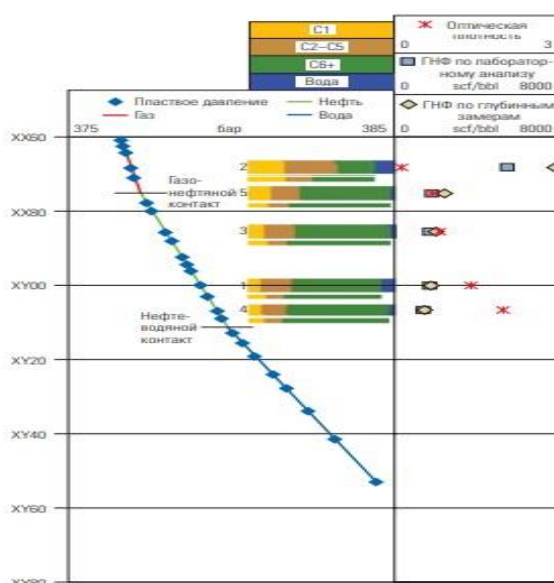


Рисунок 6– Результаты испытаний и глубинного анализа компонентного состава пластовой жидкости

2.4 Определение ГФ с использованием метода материального баланса и констант фазового равновесия

При расчёте газового фактора данным методом, необходимо знать начальные условия, а именно: константы фазового равновесия при заданных условиях каждого компонента углеводородной смеси, компонентный состав смеси, молярный состав пластовой жидкости, пластовые давление и температуру. Путем выполнения ряда математических операций, исходя из

исходных данных, можно узнать количество каждого компонента по жидкой и по газовой фазе, следовательно, и газовый фактор.

Константа равновесия i -го компонента при данных термодинамических условиях представляет собой отношение упругости паров индивидуального углеводорода Q_i к давлению смеси $P_{см}$:

$$K_i = \frac{Q_i}{P_{см}} = \frac{N_{iV}}{N_{iL}} \quad (2)$$

Константой фазового равновесия называется отношение молярной доли i -го компонента в паровой фазе к молярной доле его в жидкой фазе и определяется экспериментально или расчетными методами. При низких давлениях и температурах константы фазового равновесия углеводородов мало зависят от состава смеси.

Уравнения фазовых концентраций компонентов смеси позволяют определять концентрацию компонентов в фазах:

$$N_{iL} = \frac{N_{i(L+V)}}{1 + (K_i - 1) * N_V} \quad (3)$$

$$N_{iV} = \frac{N_{i(L+V)} * K_i}{1 + (K_i - 1) * N_V} \quad (4)$$

Уравнение фазовых равновесий:

$$\sum_{i=1}^n (N_{iL} - N_{iV}) = \sum_{i=1}^n \frac{N_{i(L+V)} * (K_i - 1)}{1 + (K_i - 1) * N_V} = 0 \quad (5)$$

Эти уравнения – фундаментальные уравнения прикладной термодинамики фазовых равновесий многокомпонентных смесей. Они лежат в основе расчета парожидкостного равновесия природных нефтяных и газоконденсатных смесей и аналитических методов их исследования.

Таким образом, алгоритм определения газового фактора по данной методике сводится к следующему:

- Определение по таблице констант фазового равновесия при заданных давлении и температуре сепарации для каждого компонента;

- Решение уравнения фазового равновесия методом последовательных приближений, т.е. последовательно задавая произвольными значениями N_V – мольной долей газовой фазы, добиваясь, чтобы значение правой части уравнения по абсолютной величине было меньше 0,003 (но не отрицательное).

- Используя уравнения фазовых концентраций и подобранное значение N_V , рассчитываем молярный состав жидкой и паровой фазы.

- Исходя из молярного состава рассчитываем требуемые свойства фаз (молекулярную массу, плотность и другие).

- *Количество нефти и отсепарированного газа:*

Рассчитываем число молей исходной смеси углеводородов:

$$n_{\text{см}} = \frac{m}{M_{\text{см}}}, \quad \frac{\text{кмоль}}{\text{сут}} \quad (6)$$

Зная N_V , а значит и N_L , рассчитываем число молей нефти и газа:

$$n_{\text{см}} * N_V = n_{\text{г}}, \quad (7)$$

$$n_{\text{см}} * N_L = n_{\text{н}}. \quad (8)$$

Рассчитываем количество каждой фазы:

$$m_{\text{г}} = n_{\text{г}} * M_{\text{г}}, \quad (9)$$

$$m_{\text{н}} = n_{\text{н}} * M_{\text{н}}, \quad \frac{\text{кг}}{\text{сут}} \quad (10)$$

Далее, определяем первоначальное значение газа в среде, а значит и газовый фактор.

3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НАСОСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ НЕФТИ

3.1 Наземное оборудование

В процессе подъема жидкости из скважин и транспорта ее до центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды постепенно снижается давление и из нефти выделяется газ. Объем выделившегося газа по мере снижения давления в системе увеличивается и обычно в несколько десятков раз превышает объем жидкости. Поэтому при низких давлениях их совместное хранение, а иногда и сбор становятся нецелесообразными.

Приходится осуществлять их отдельный сбор и хранение.

Процесс отделения газа от нефти называется сепарацией. Аппарат, в котором происходит отделение газа от продукции нефтяных скважин, называют газосепаратором.

В современных системах сбора нефти и газа газосепараторами оснащаются все блочные автоматизированные групповые замерные установки (за исключением установок, оснащенных массовыми расходомерами), дожимные насосные станции и центральные пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды. На блочных автоматизированных замерных установках отделение газа от нефти осуществляется только с целью отдельного измерения дебита скважин по жидкости и газу. После измерения нефть и газ снова смешиваются и подаются в общий нефтегазовый коллектор.

Часто отвод свободного газа от нефти осуществляется в нескольких местах. Каждый пункт вывода отсепарированного газа называется ступенью сепарации газа. Многоступенчатая сепарация применяется для постепенного отвода свободного газа по мере снижения давления. Она применяется при высоких давлениях на устье скважин.

Нефтегазовую смесь из скважины направляют сначала в газосепаратор высокого давления, в котором из нефти выделяется основная масса газа. Этот

газ может транспортироваться на большие расстояния под собственным давлением. Из сепаратора высокого давления нефть поступает в сепаратор среднего и низкого давления для окончательного отделения от газа.

Сепарация газа от нефти может происходить под влиянием гравитационных, инерционных сил и за счет селективной смачиваемости нефти. В зависимости от этого и различают гравитационную, инерционную и пленочную сепарации, а газосепараторы — гравитационные, гидроциклонные и жалюзийные.

Гравитационная сепарация осуществляется вследствие разности плотностей жидкости и газа, т.е. под действием их силы тяжести. Газосепараторы, работающие на этом принципе, называются гравитационными.

Инерционная сепарация происходит при резких поворотах газонефтяного потока. В результате этого жидкость, как более инерционная, продолжает двигаться по прямой, а газ меняет свое направление. В результате происходит их разделение. На этом принципе построена работа гидроциклонного газосепаратора, осуществляемая подачей газонефтяной смеси в циклонную головку, в которой жидкость отбрасывается к внутренней поверхности и затем стекает вниз в нефтяное пространство газосепаратора, а газ двигается по центру циклона.

Пленочная сепарация основана на явлении селективного смачивания жидкости на металлической поверхности. При прохождении потока газа с некоторым содержанием нефти через жалюзийные насадки (каплеуловители) капли нефти, соприкасаясь с металлической поверхностью, смачивают ее и образуют на ней сплошную жидкостную пленку. Жидкость на этой пленке держится достаточно хорошо и при достижении определенной толщины начинает непрерывно стекать вниз. Это явление называется эффектом пленочной сепарации. Жалюзийные сепараторы работают на этом принципе.

Наибольшее распространение на нефтяных месторождениях получили горизонтальные сепараторы, характеризующие повышенной пропускной

способностью при одном и том же объеме аппарата, лучшим качеством сепарации, простотой обслуживания и осмотра по сравнению с вертикальными.

В настоящее время выпускаются двухфазные горизонтальные сепараторы типа НГС и типа УБС. Наряду с двухфазными организовано производство трехфазных сепараторов, которые, помимо отделения газа от нефти, служат также для отделения и сброса свободной воды. К трехфазным сепараторам относятся установки типа УПС. Перечисленные сепарационные установки служат в качестве технологического оборудования центральных пунктов сбора и подготовки нефти, газа и воды (ЦППН).

В тех случаях, когда на месторождении или группе месторождений пластовой энергии недостаточно для транспортировки нефтегазовой смеси до ЦППН, применяются сепарационные установки с насосной откачкой или дожимные насосные станции (ДНС).

Сепараторы типа НГС предназначены для отделения газа от продукции нефтяных скважин на первой и последующей ступенях сепарации нефти, включая горячую сепарацию на последней ступени.

Выпускается нормальный ряд сепараторов НГС с пропускной способностью по жидкости 2000 , 30000 т/сут.

Сепаратор типа НГС (рисунок 7) состоит из горизонтальной емкости 1, оснащенной патрубками для входа продукции 2, для выхода нефти 10 и газа 7. Внутри емкости непосредственно у патрубка для входа нефтегазовой смеси смонтированы распределительное устройство 3 и наклонные желоба (дефлекторы) 4 и 5. Возле патрубка, через который осуществляется выход газа, установлены горизонтальный 8 и вертикальный 6 сетчатые отбойники. Кроме того, аппарат снабжен штуцерами и муфтами для монтажа приборов сигнализации и автоматического регулирования режима работы.

Газонефтяная смесь поступает в аппарат через входной патрубок 3, изменяет свое направление на 90°, и при помощи распределительного устройства нефть вместе с остаточным газом направляется сначала в верхние

наклонные желоба 4, а затем в нижние 5. Отделившийся из нефти газ проходит сначала вертикальный каплеотбойник 6, а затем горизонтальный 8. Эти каплеотбойники осуществляют тонкую очистку газа от капельной жидкости (эффективность свыше 99 %), что позволяет отказаться от установки дополнительного сепаратора газа. Выделившийся в сепараторе газ через патрубок 7, задвижку и регулирующий клапан (на рисунке 26 не показаны) поступает в газосборную сеть.

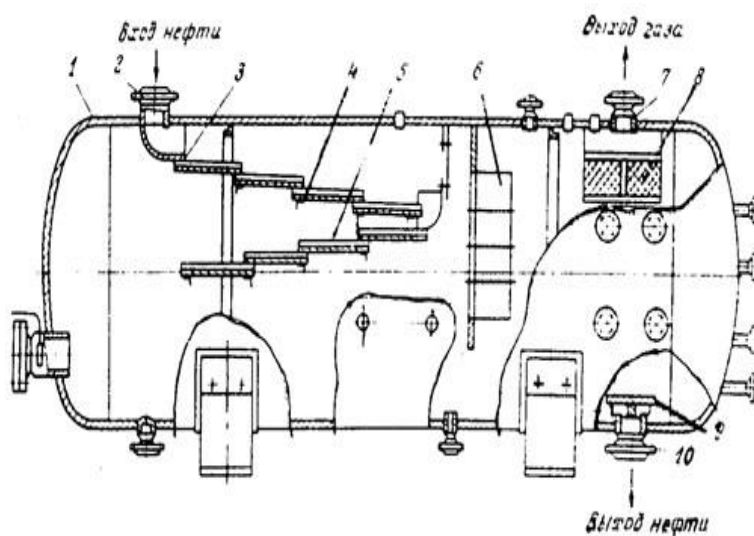


Рисунок 7– Нефтегазовый сепаратор типа

НГС НГС6-1400 НГС16-1400 НГС25-1400 НГС40-1400 НГС64-1400

В указанных цифрах первая цифра обозначает рабочее давление, вторая цифра — диаметр сепаратора (в мм).

Отсепарированная нефть, скопившаяся в нижней секции сбора жидкости сепаратора, через выходной патрубок 10 направляется на следующую ступень сепарации или, в случае использования аппарата на последней ступени, в резервуар. Для устранения возможности воронкообразования и попадания газа в выкидную линию над патрубком выхода нефти устанавливается диск 9.

Сепараторы центробежные вертикальные СЦВ-500М, СЦВ-1000М (А.С. 787065, 986461) предназначены для окончательной очистки газа от капельной жидкости после газонефтяных сепараторов.

Установки блочные сепарационные УБС-3000/6; УБС-1500/6; УБС1500/14; УБС-6300/6; УБС-6300/14; УБС-16000/6; УБС-10000/6 обычно

состоят из технологической емкости, каплеотбойника, депульсатора, технологической обвязки трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры и системы автоматизации

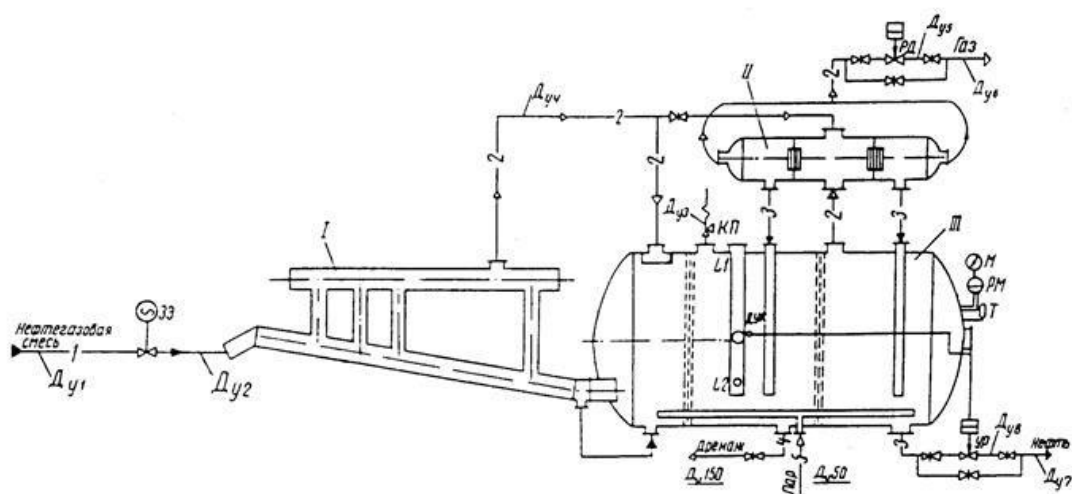


Рисунок 8– Принципиальная схема сепарационной блочной установки

1 — нефтегазовая смесь; 2 — газ; 3 — нефть; 4 — дренаж; 5 — пар;

I — депульсатор; II — каплеотбойник; III — технологическая емкость.

Технологическая емкость, депульсатор, каплеотбойник с устройством предварительного отбора газа системой обвязки трубопроводами и запорнорегулирующей арматуры объединены в сепарационный блок. Для обслуживания установки предусмотрена площадка.

Работа установки основана на предварительном отборе газа из газонефтяной смеси в депульсаторе I, окончательном разгазировании в технологической емкости III и окончательной очистке газа от капельной жидкости в каплеотбойнике II. Газонефтяная смесь от скважин поступает в депульсатор I, где происходит разделение расслоившихся в подводящем трубопроводе нефти и газа. Отделившийся газ отводится в каплеотбойник II, а нефть поступает в технологическую емкость III. В каплеотбойнике газ проходит через струнные отбойники, очищается от капельной нефти и через регулятор давления направляется в газопровод. Собранная в каплеотбойнике жидкость стекает по патрубкам в технологическую емкость. Из последней нефть проходит через две перегородки из просечно-вытяжных листов, способствующих

вытеснению промежуточного слоя между пузырьками газа, их коалесценции и отделению остаточного газа от нефти. Окончательно отсепарированная нефть направляется через выходной патрубок и регулятор уровня жидкости в нефтепровод.

При необходимости подачи газа из депульсатора в каплеотбойник через газовое пространство технологической емкости на газовой линии между каплеотбойником и депульсатором предусмотрена задвижка, а между депульсатором и технологической емкостью - газопровод.

Сепарационные установки с предварительным сбросом воды типа УПС предназначены для отделения газа от обводненной нефти и сброса свободной пластовой воды с одновременным учетом количества обезвоженной нефти и воды, выходящих из аппарата. Выпускаются установки типа УПС на рабочее давление 0.6 МПа следующих модификаций: УПС-3000/6М, УПС-А-3000/6, УПС-6300/6М и УПС-10000/6М. Одновременно разработаны все модификации УПС и на рабочее давление 1.6 МПа.

В шифре установок приняты следующие обозначения: УПС — установка с предварительным сбросом воды; А — в антикоррозионном исполнении; первая цифра после букв — пропускная способность по жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$); вторая цифра — допустимое рабочее давление; М — модернизированная.

Автоматизированные установки выполнены в моноблоке и состоят из следующих основных частей: блока сепарации и сброса воды, запорнорегулирующей арматуры, системы контроля и управления (рисунок 28).

Блок сепарации и сброса воды глухой сферической перегородкой разделен на два отсека — сепарационный А и отстойный Б. Каждый отсек имеет люк-лаз, предохранительный клапан и дренажные штуцеры.

В сепарационном отсеке для более полной сепарации и предотвращения пенообразования предусмотрена нефтеразливная полка 2. Для равномерного потока в параллельно работающих установках в сепарационных и отстойных

отсеках имеются штуцеры для сообщения их по жидкости (в нижней части) и газу (в верхней части).

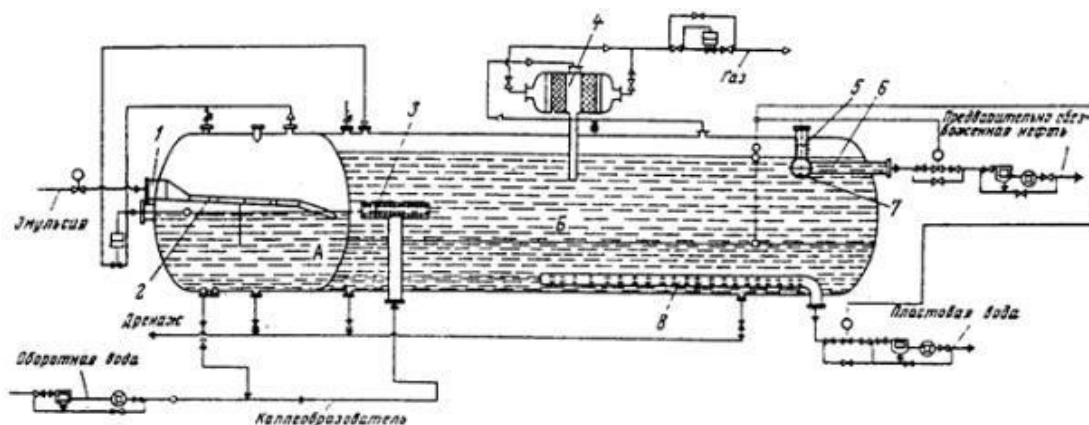


Рисунок 9– Принципиальная схема установок типа УПС-8000 и УПС-6300

В отстойном отсеке для более полного использования объема емкости имеются распределитель 3 жидкости на входе, перфорированная труба со штуцером для вывода воды 8 и два штуцера 5 и 6 для вывода нефти. Расположение штуцеров для вывода нефти позволяет осуществлять работу установок в режимах полного и неполного заполнения. На установке УПС-6300 применяется выносной каплеотбойник 4, устанавливаемый над отстойной секцией.

Работа установки происходит следующим образом. Продукция скважин поступает в сепарационный отсек А по соплу 1 и нефтеразливной полке 2, где происходит отделение газа от жидкостной фазы. Отделившийся нефтяной газ через регулятор уровня, отводится в отсек Б, откуда через каплеотбойник 4 и регулятор давления — в газовый коллектор.

В случае применения установки на I ступени сепарации предусматривается узел предварительного отбора газа (депульсатор). При использовании установки на II ступени сепарации монтаж узла предварительного отбора газа не требуется.

Водонефтяная эмульсия из отсека А перекачивается в отсек Б под действием давления газа. Допустимый перепад давления между отсеками Б и А не более 0.2 МПа (в зависимости от длины каплеобразователя между отсеками).

Водонефтяная эмульсия поступает в отстойный отсек Б через входной распределитель 3. При этом основная часть струй, вытекающих из распределителя, движется радиально, а меньшая часть — в направлении ближайшего эллиптического днища аппарата. Доходя до стенок аппарата, и теряя кинетическую энергию, струи эмульсии отражаются и принимают горизонтальное направление вдоль аппарата. Отстоявшаяся вода отводится через перфорированный трубопровод 8. Предварительно обезвоженная нефть выводится через штуцеры 5 и 6, связанные с перфорированной трубой 7, расположенной в верхней части емкости.

Дожимные насосные станции КДНС-1000БТ и ДНС-5000БТ предназначены для герметизированного сбора и сепарации продукции скважин, частичного обезвоживания нефти и транспортировки ее до установок подготовки нефти, очистки воды и закачки ее в пласт.

Новые ДНС позволяют использовать малолюдную технологию на вновь осваиваемых месторождениях; в несколько раз снизить площади застройки, занимаемые ДНС; снизить энергоемкость и металлоемкость при добыче одной тонны нефти.

Система автоматического управления новых ДНС с использованием микропроцессорной техники позволяет вести сбор, обработку, отображение, регистрацию технологических параметров, выдачу команд управления исполнительным органам оборудования, автоматическое включение резервного питания, оптимизацию технологических режимов, обмен информацией и принятие команд с верхнего иерархического уровня.

Кустовая дожимная насосная станция КДНС-1000БТ, номинальной производительностью 1000 м³/сутки по жидкости, предназначена для размещения непосредственно на кусте нефтяных скважин, либо на отдельных небольших нефтяных месторождениях.

Дожимная насосная станция ДНС-5000БТ, номинальной производительностью 5000 м³/сутки по жидкости, предназначена для размещения в системе сбора крупных и средних месторождений.

Технологический процесс и оборудование в схеме ДНС-5000БТ разработаны на основе эксплуатации и проектирования ДНС на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири.

3.2 Погружное оборудование

Значения газового фактора при разработке нефтяных месторождений может изменяться в достаточно широком диапазоне. Технические условия эксплуатации установок погружных центробежных насосов позволяют добывать скважинную продукцию с допустимым значением газосодержанием на входе в насос – 25%. В промысловых условиях в зависимости от типоразмера насоса эта величина колеблется в пределах 5-25 %.

В настоящее время более двух третей нефти добывается в России установками погружных центробежных насосов (УЭЦН). Значительная доля УЭЦН работает в условиях, когда перекачиваемая жидкость содержит свободный газ. При больших содержаниях свободного газа устойчивая работа центробежных насосов становится проблематичной.

Для повышения эффективности УЭЦН обычно принимаются следующие меры:

- 1) применение на входном участке насоса газосепаратора;
- 2) использование диспергатора;
- 3) использование “конического” насоса;
- 4) использование КГП;
- 5) применение ступеней специальных конструкций;
- 6) применение мультифазных насосов;
- 7) применение насосно-эжекторных установок.

3.2.1 Применение газосепараторов

Нередко повышенное газосодержание на приеме насоса приводит к срыву производительности установки. В настоящее время надежным способом снижения вредного влияния газа на работу ЭЦН является применение центробежных газосепараторов. В нефтяной отрасли, в разные годы, применялись три типа газосепараторов: гравитационные, вихревые и центробежные.

Для отделения газа от жидкости в этих газосепараторах используется плавучесть газовых пузырьков под действием гравитационных или центробежных сил. Гравитационный газосепаратор имеет наименьший коэффициент сепарации, центробежный - наибольший, а вихревой газосепаратор по коэффициенту сепарации занимает промежуточное положение. Российскими производителями выпускаются газосепараторы в соответствии со следующими нормативными документами: ТУ 26-06-1416-84. Модули насосные — газосепараторы МНГ и МНГК. ТУ 313-019-92. Модули насосные — газосепараторы Ляпкина МН ГСЛ. ТУ 3381-003-00217780-98. Модули насосные — газосепараторы МНГБ5. По принципиальной схеме эти газосепараторы являются центробежными. Они представляют собой отдельные насосные модули, монтируемые перед пакетом ступеней нижней секции насоса посредством фланцевых соединений. Валы секций или модулей соединяются шлицевыми муфтами.

Учеными ГАНГ им. И. М. Губкина был предложен новый тип сепарации, на основе которого специалисты АО «Лебедянский машиностроительный завод» разработали конструкцию модуля насосного газосепаратора МН-ГСЛ5 к погружным насосам группы 5. Масса нового сепаратора оказалась примерно в 2 раза меньше, чем у 1МНГ5, в частности, — за счет упрощения конструкции. Новый газосепаратор позволяет стабильно работать насосу при содержании газа до 80 %. С целью сравнения сепараторов по эффективности газоотделения были проведены специальные стендовые испытания. Газосепаратор типа МН(К)-ГСЛ состоит из трубного корпуса с головкой, основания с приемной сеткой и вала с

расположенными на нем рабочими органами. В головке выполнены две группы перекрестных каналов для газа и жидкости и установлена втулка радиального подшипника. В основании размещены закрытая сеткой полость с каналами для приема газожидкостной смеси, подпятник и втулка радиального подшипника. На валу размещены пята, шнек, осевое рабочее колесо с суперкавитирующим профилем лопастей, сепараторы и втулки радиальных подшипников. В корпусе размещены направляющая решетка и гильзы.

Газосепаратор работает следующим образом: газожидкостная смесь (ГЖС) попадает через сетку и отверстия входного модуля на шнек и далее к рабочим органам газосепаратора. За счет приобретенного напора ГЖС поступает во вращающуюся камеру сепаратора, снабженную радиальными ребрами, где под действием центробежных сил газ отделяется от жидкости. Далее жидкость с периферии камеры сепаратора поступает по каналам переводника на прием насоса, а газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство.

Центробежный газосепаратор состоит из ротора винтового типа, направляющего аппарата, сепарационной камеры в виде цилиндрического барабана с радиальными лопатками и наружным бандажом, камеры отвода свободного газа в затрубное пространство и отвода газосодержащей смеси в первую ступень отвода.

Накопленный в РГУ нефти и газа им. И.М Губкина опыт работы с газосепараторами дает возможность четко определить эффективность применения конкретной конструкции газосепаратора. Для определения эффективного газоотделения проводили стендовые испытания серийных газосепараторов различных заводов-производителей на модельной газожидкостной смеси. В результате исследования были испытаны конструкции центробежных газосепараторов габарита 5А отечественных и импортных производителей к погружным насосам типа ЭЦН:

- газосепаратор фирмы Centrilift (модель ERSE2, серия 400, внешний диаметр 101,6 мм) работает по принципу суперкавитации при отделении газа от жидкости;
- газосепаратор фирмы ODI (модель RGVL-05-HR-AE, серия 55).
- Принцип действия основан на использовании вихревого циклонного эффекта;
- газосепаратор ГДНК5А был разработан в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по заказу ЗАО «НОВОМЕТ-ПЕРМЬ».

После проведения серии экспериментов на стенде кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и последующего анализа полученных результатов были сделаны следующие выводы:

1. Наилучшие результаты получены при использовании центробежного газосепаратора ГДНК5А, смотреть рисунок 10.

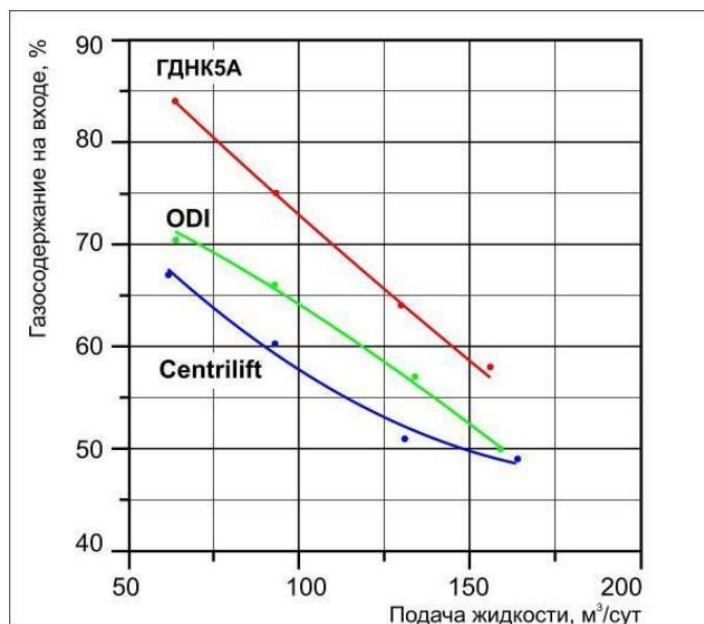


Рисунок 10- Характеристики газосепараторов

2. Применение диспергирующего устройства в конструкции газосепаратора ГДНК5А обеспечило устойчивую работу ЭЦН в области максимального входного газосодержания на приеме насоса.

3. Газосепараторы 2МНГС5А и фирмы Centrilift показали высокие сепарационные свойства при входном газосодержании скважинной продукции менее 45 %, однако затем отмечалось резкое ухудшение сепарационных свойств газосепаратора и напорных характеристик насоса.

4. Газосепаратор фирмы ODI показал неплохие сепарационные качества и обеспечил устойчивую работу насоса. Единственным существенным недостатком данного газосепаратора является его высокая стоимость по сравнению с отечественными газосепараторами. Современные конструкции центробежных газосепараторов включают в свой состав диспергирующее устройство для дробления газовых пузырьков, содержащихся в газожидкостной смеси, направляемой на вход погружного насоса.

3.2.2 Применение диспергаторов

В настоящее время вновь наблюдается рост интереса к диспергаторам, который связан с все более усложняющимися условиями эксплуатации ЭЦН. Зачастую газосодержание на приёме насоса так велико, что даже самые эффективные на сегодняшний день газосепараторы не могут обеспечить достаточно полного отделения газа. По-видимому, наилучшим решением при этом может стать комбинация газосепаратора и диспергатора. Однако сейчас серийно выпускаются и отдельные модули – диспергаторы, которые применяют с погружными насосами без газосепараторов.

Зарубежными и отечественными производителями серийно изготавливаются следующие диспергирующие устройства: Advanced Gas Handler (AGH) фирмы «РЭДА», диспергатор ОАО «Борец», устройство Gas Master фирмы «Центрилифт», а также диспергаторы ЗАО «Новомет-Пермь».

Устройство AGH представляет собой пакет ступеней, конструктивно несколько отличающихся от обычных (рис.11). Пакет может быть помещен в отдельный корпус или смонтирован в одном корпусе с напорными ступенями насоса. Количество диспергирующих ступеней может достигать 20 — 40 в зависимости от диаметра насоса, газосодержания, дебита.

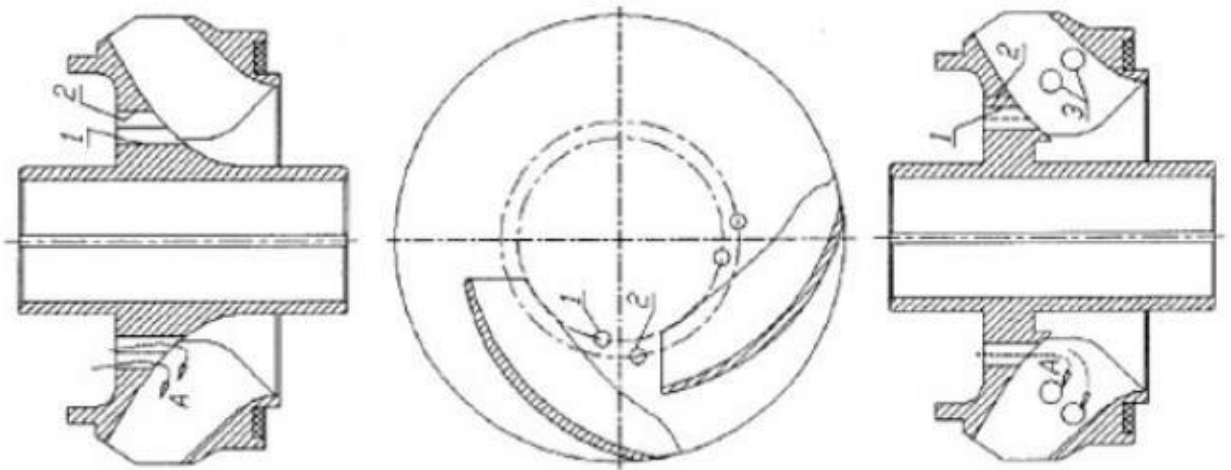


Рисунок 11– Рабочие колеса диспергатора типа АГН

В рабочих колёсах диспергатора АГН имеется дополнительный ряд отверстий (отверстия 1, 2 на рис.11), обеспечивающий циркуляцию некоторого количества жидкости между лопатками. Основным плюсом использования данных отверстий является уменьшение воздействия центробежной силы, активизирующей сепарацию газа в насосе, что позволяет отсепарированному газу опять смешиваться с основным потоком и растворяться в жидкости. В каждой крыльчатке также установлены балансные отверстия (уравнивающие давление).

Несмотря на то, что промышленные испытания данного типа диспергаторов прошли успешно, он имеет некоторые недостатки:

- данная конструкция рабочих колес диспергатора приводит к увеличению объемных утечек между лопастями, что снижает его эффективность;
- в таких ступенях подъем жидкости должен происходить на меньших подачах, чем в аналогичных стандартных ступенях.

Диспергатор АГН может устанавливаться как на стандартный входной модуль ЭЦН, так и совместно с газосепаратором (рис. 12). Выбор будет зависеть от количества свободного газа на приеме насоса или наличия пакера.

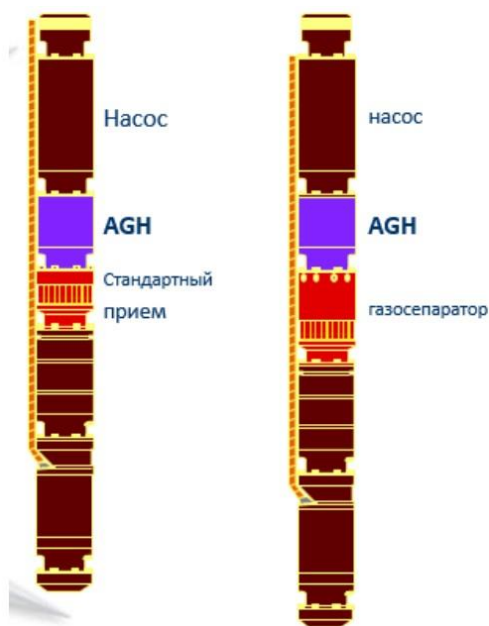


Рисунок 12– Схема установки диспергатора

Установка диспергатора вместе с газосепаратором приводит к стабилизации работы УЭЦН с сокращением рестартов по причине отключения по недогрузке (скопление газа). Это улучшает производительность и надежность установки. На рисунке 13 представлены токовые диаграммы работы ПЭД в скважине с одним лишь сепаратором (левый) и при использовании комбинации газосепаратора и диспергатора (правый).

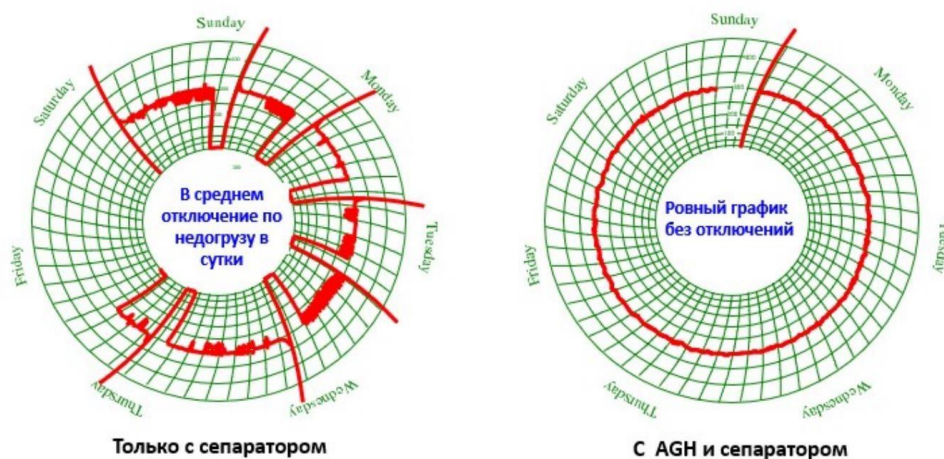


Рисунок 13– Токовые диаграммы ПЭД

Первичной целью использования диспергаторов является предотвращение образования газовых пробок в насосе, приводящих к его неустойчивой работе и являющихся причиной выхода его из строя (если неправильно установлена защита насоса). Диспергатор в отличие от

газосепаратора не отделяет газ, а наоборот «запрессовывает» его в основной поток в жидкости, гомогенизируя структуру жидкости. Преимущества использования диспергаторов:

- меньшая вибрация и пульсация потока в НКТ;
- использование диспергатора позволяет эксплуатировать ЭЦН с входным газосодержанием до 55%;
- при использовании диспергатора свободный газ не выбрасывается в затрубное пространство, а растворяется в жидкости, вследствие чего он выделяется после прохождения всех ступеней насоса в НКТ, где совершает дополнительную работу по подъему жидкости.

Диспергатор позволяет эксплуатировать УЭЦН с максимально допустимым содержанием свободного газа на входе – 55 %, а при установке его вместе с газосепаратором входное газосодержание может достигать 68%.

3.2.3 Использование «конического» насоса

Так называемые конические насосы применяются на нефтегазодобывающих промыслах уже довольно давно. «Конический» насос представляет собой насос, который состоит из пакетов ступеней различных типов, рассчитанных на разные подачи. В нижней секции насоса устанавливаются ступени с большей номинальной подачей, после них в направлении к устью расположены ступени с меньшей номинальной подачей. В идеальном варианте конический насос должен содержать три пакета ступеней различной конструкции. Компоновка такого типа насоса, следующая: нижняя секция – ступени самой большой производительности, промежуточная секция с меньшей производительностью и верхняя секция со ступенями наименьшей производительности (рис. 14).

Преимущества данного типа насоса по сравнению с серийным ЭЦН:

- большее допустимое газосодержание на входе в насос, т.к. его ступени в нижней части, имеющие наибольшую производительность, способны пропускать больший объем свободного газа;
- меньшая потребляемая мощность, а вследствие этого меньшая
- температура ПЭД и большая надежность работы.

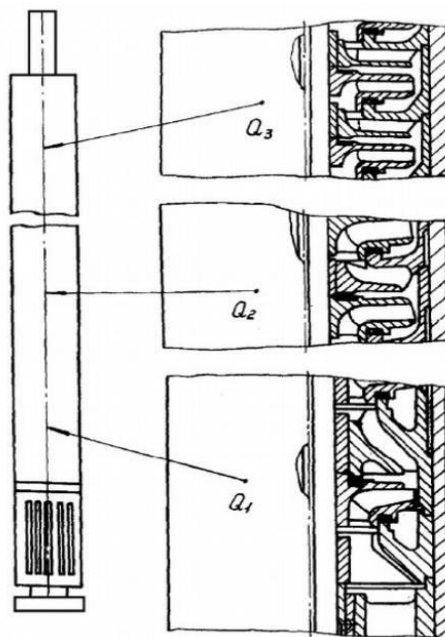


Рисунок 14– Схема «конического» насоса

В работе Агеева Ш.Р. также отмечается, что использование ступеней различной производительности в «конических» насосах обеспечивает соблюдение требования эксплуатации всех ступеней в диапазонах рабочей части характеристик, применяемых ЭЦН (рисунок 15).

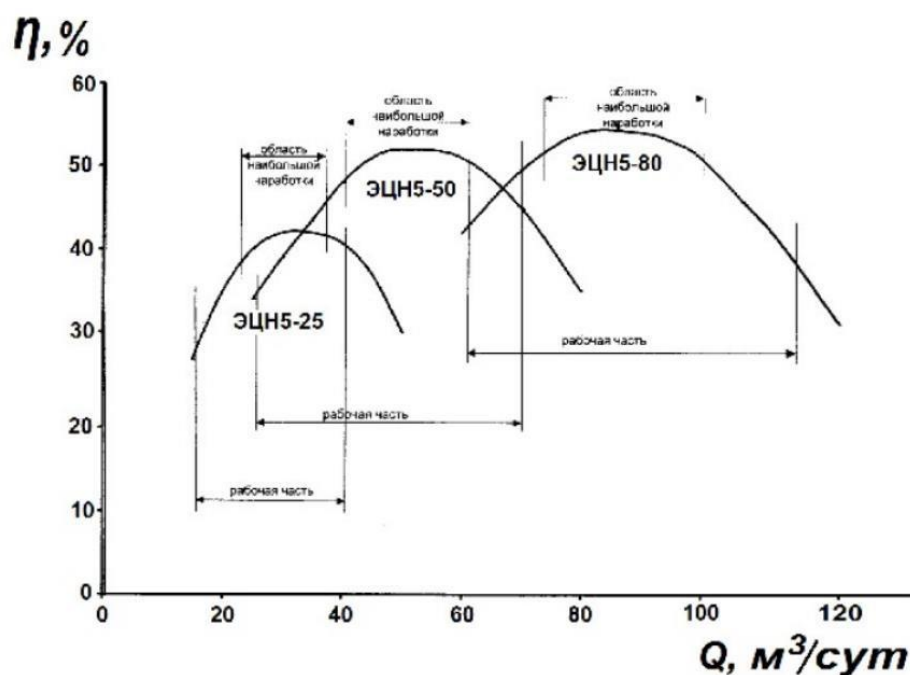


Рисунок 15– Сопоставление характеристик различных типоразмеров ЭЦН по КПД и подаче.

Схемы «конических» насосов в настоящее время предлагаются различными отечественными производителями («АЛНАС», «НовометПермь», «Борец») и американскими фирмами («РЭДА» и «Центрилифт»).

В применении данного метода существует ряд существенных ограничений:

- положительный эффект достигается только при относительно небольшом газосодержании на входе насоса;
- трудности при установке из-за разных диаметральных габаритов ступеней;
- трудоёмкий расчет оптимальной «конической сборки», пренебрежение которым на производстве ведет к низкому эффекту от применения;
- ступени ЭЦН большей номинальной подачи не всегда испытывают меньшее влияние свободного газа по сравнению со ступенями меньшей производительности (влияние газа может быть сильнее чем на обычный серийный ЭЦН).

Несмотря на данные недостатки метод применения «конической» схемы насоса имеет некоторые перспективы, связанные с созданием насосов специальных конструкций, менее подверженных влиянию свободного газа

3.2.4 Газоперепускных клапанов (КГП)

Техническая характеристика погружного центробежного насоса находится не только в зависимости $Q - H$, но зависит от содержания свободного газа на приеме насоса и обводнения продукции пласта. Объемное содержание свободного газа на приеме ЭЦН зависит от создаваемого давления газонефтяного столба продукции в кольцевом пространстве скважины, плюс давление газа, которое в сложившихся условиях принято за стандарт и равно линейному давлению в точке системы нефтесбора промысла.

Неоспоримый факт, что при низких устьевых давлениях происходит более полное выделение попутного газа из продукции пласта, следовательно, снижается плотность столба продукции в кольцевом пространстве от границы уровня до приема ЭЦН и создаваемое им давление на приеме насоса меньше.

Необходимость изменения стандартного режима работы скважин с УЭЦН подтверждена практическими примерами, после проведения расследования причин отказа УЭЦН по ряду скважин. Наибольший эффект наблюдается в скважинах с низким содержанием % воды. Для стабильного поддержания избыточного давления в кольцевом пространстве возможно применение газоперепускных клапанов (КГП).

Клапан газовый перепускной (КГП) предназначен для крепления в составе муфтовых соединений колонн насосно-компрессорных труб (НКТ) и поддержания давления попутного газа в межтрубном пространстве на уровне, необходимом для более эффективной работы УЭЦН (установка электроцентробежного насоса) в нефтедобывающих скважинах

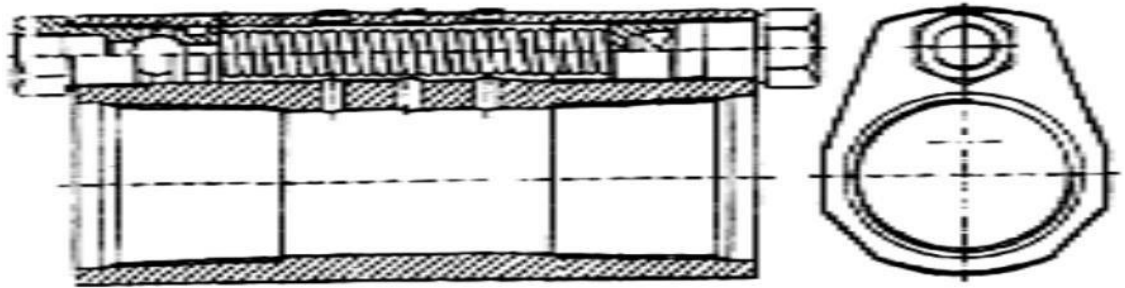


Рисунок 16– Клапан газовый перепускной

КПП (рисунок 16) состоит из: корпуса, в котором расположена сквозная полость для перемещения клапана в виде шарика и тарированной пружины расчётной длины, полого болта с фаской в нижней части и фиксирующего элемента в виде полой корзины, штуцера, поршня, запорного болта, регулировочной пробки, а также каналов и сквозного отверстия с внутренней резьбой для монтажа на колонне НКТ.

При монтаже КПП:

- КПП устанавливается в составе муфтовых соединений насоснокомпрессорных труб НКТ.
- После установки, придерживая колонну НКТ, осторожно опустить КПП в скважину, исключив зацепление клапаном края эксплуатационной колонны.
- При демонтаже КПП снять с муфты НКТ и уложить в специальный контейнер.
- При хранении КПП использовать временную противокоррозионную консервационную упаковку изделия (ГОСТ 9.014 – 78).

3.2.5 Применение центробежно-вихревой конструкции ступеней

Ступени центробежного насоса, перекачивающего газожидкостную смесь можно разделить на две группы. К первой отнесем ступени со стороны приема насоса, которые практически не развивают напор, но дробят пузырьки газа. Ко второй - последующие ступени, работающие на квазимогеной

жидкости. Они развивают примерно такой же напор, как на однородной жидкости.

При попадании свободного газа с откачиваемой жидкостью в центробежный насос, уменьшается подача жидкости и создаваемый насосом напор. При достаточно высоком значении объемной концентрации свободного газа (в мало обводненных скважинах 25-30%, в сильно обводненных 5-15%) работа насоса становится неустойчивой и характеризуется колебаниями его рабочих параметров: создаваемого давления, потребляемой мощности и подачи, вплоть до полного прекращения последней. Компанией «Новомет» разработаны два новых типа ступеней нефтяных насосов для добычи жидкости, содержащей нерастворенный газ: центробежно-вихревые (ВНН) и центробежно-осевые (ЦОН). Их общей особенностью является наличие специальных элементов конструкции диспергирующих пузырьки газа (рис. 17). В ступенях ВНН - это вихревой венец, расположенный в плоскости ведущего диска рабочего колеса, по его периметру. В ступенях ЦОН - осевые лопатки, расположенные от области выхода потока жидкости из рабочего колеса до его входа в направляющий аппарат.



Рисунок 17-Центробежно-вихревая ступень

Ступени изготавливаются по нетрадиционной технологии, используя порошковую металлургию. Материалом является стальной порошок с различными добавками, прессуемый под большим давлением. Технология обеспечивает хорошее качество изготовления и высокую точность. Ступени являются 2-х опорными, что несет за собой следующие преимущества:

– при перекачке ГЖС с абразивными частицами менее подвержены износу;

– уменьшается вибрация насоса.

При проведении исследований, направленных на изучения вредного влияния свободного газа на работу ступеней ВННП, показали хорошие впечатляющие результаты, по сравнению с традиционными ступенями насосов (рисунок 18).

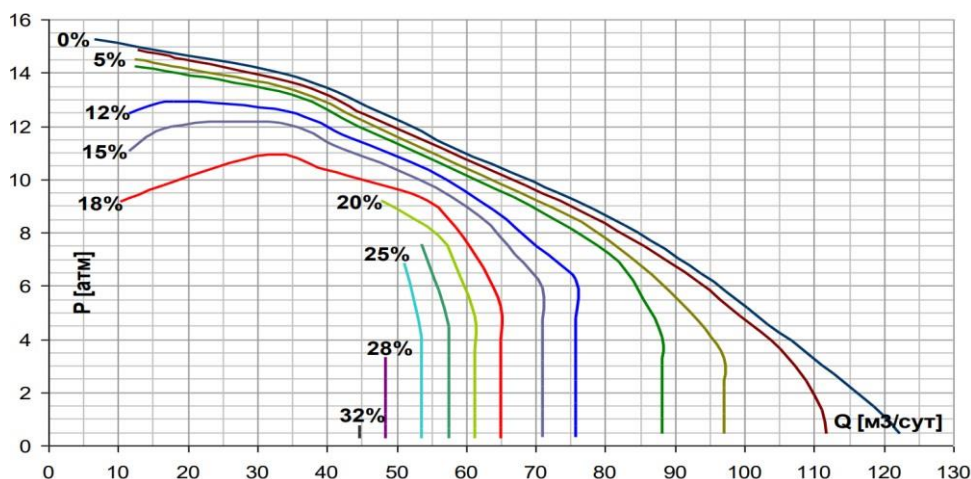


Рисунок 18 - Напорные характеристики 2ВННП5-50, для различных величин газосодержания на входе в насос (βвх)

Необходимо отметить, что во время работы насосов ВННП не наблюдались сильные колебания параметров. Работа насосов на всем протяжении эксперимента была стабильна за исключением работы насоса в пограничной зоне при входном газосодержании более 35% и при более высоком начальном давлении. Как показывает опыт, в скважинных условиях насос не может долго работать при подобных условиях и прекращает подачу. Так максимально возможное газосодержание, полученное при работе насосов следующее: 2ВННП5-25 – 45 %, 2ВННП5-50 - 34 %, 2ВННП5-59 – 36 % и 2ВННП5-79 - 41 %.

3.2.6 Применение мультифазных насосов

При работе ЭЦН, в процессе перекачки им скважинной продукции, возникают центробежные силы, отделяющие газ от жидкости. Небольшие

пузырьки газа сталкиваются друг с другом и объединяются в большие по размеру пузыри, называемые газовыми кавернами. Газовые каверны остаются в рабочих органах насоса, препятствуя его нормальной работе и ухудшая рабочие характеристики. В погружных осевых насосах используются ступени специальных конструкций – шнековые ступени, состоящие из рабочих колес – шнеков и выправляющих аппаратов. Центробежные силы в ступенях таких конструкций намного меньше, чем в стандартных ступенях ЭЦН. На рисунке 19 представлена рабочая ступень МФН «Посейдон», разработанного компанией Schlumberger. Особое конструктивное исполнение (геликоидальный шнек) данной ступени позволяет рабочим характеристикам насоса ухудшаться в меньшей степени при появлении свободного газа в перекачиваемой ими продукции.

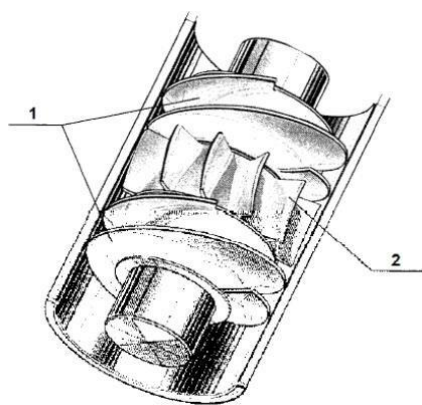


Рисунок 19– Ступень погружного МФН «Посейдон»: 1 – шнеки, 2 – выправляющий аппарат

Погружные осевые насосы также называют мультифазными насосами (МФН). МФН является предвключенным устройством и предназначен для стабилизации работы УЭЦН при добыче нефти, содержащей до 75 % свободного газа на входе в насос. Высокое допустимое газосодержание осевой шнековой ступени объясняется хорошими антикавитационными свойствами шнека. Его принцип действия основан на повышении давления на приеме ЭЦН до уровня, который будет обеспечивать его стабильную работу. Он может быть установлен как в комбинации с газосепаратором, когда газ будет выделяться в затрубное

пространство, так и вместе со стандартным приемом ЭЦН, если требуется прохождение всего газа через насос.

Давление, создаваемое в МФН, намного меньше, чем давление в ЭЦН. Благодаря этому сжатия газа в нем практически не происходит и весь свободный газ проходит через основной насос, снижая развиваемое им давление. Это частично компенсируется создаваемым газлифт-эффектом выделяющегося из нефти газа в НКТ. Несмотря на газлифт-эффект, полной компенсации потерянного давления в основном насосе не происходит, что требует дополнительного увеличения количества его ступеней.

Благодаря особой конструкции ступеней МФН, он не имеет ни левой, ни правой зон неустойчивой работы, до высоких концентраций нерастворенного газа на входе. При увеличении количества свободного газа на приеме смещается только правая граница диапазона подач, в которых МФН создает давление. При проектировании МФН правая граница выбирается так, чтобы при ее смещении из-за увеличения концентрации газа сохранялся достаточно широкий диапазон подач, в которых МФН создает напор и препятствует образованию неподвижных газовых пробок в основном насосе. Следовательно, МФН противодействует сужению рабочего диапазона подач ЭЦН на газожидкостных смесях.

На данный момент МФН выпускаются различными производителями: МФОН-5 фирмы ЗАО «Новомет-Пермь», МФН «Poseidon» компании REDA.

МФН Посейдон справляется с высоким газосодержанием на приеме насоса лучше, чем диспергатор (AGH) или газосепаратор, что приводит к усилению напора и приросту в уровне добычи на скважине (рис. 20).

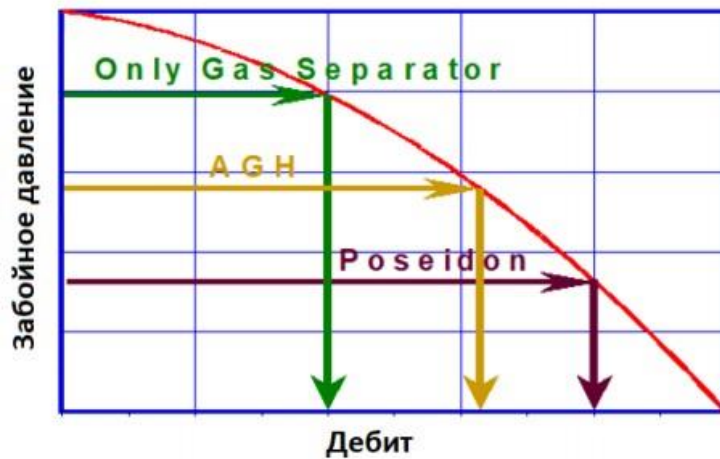


Рисунок 20– График характеристик приема насоса мультифазный насос имеет следующие преимущества:

- повышает производительность УЭЦН, в условиях высокого газосодержания;
- при его использовании, по аналогии с диспергатором, газ не выбрасывается в затрубное пространство, а совершает дополнительную работу, выделяясь в НКТ;
- предотвращает образование газовых пробок в рабочих колесах ЭЦН, благодаря особой конструкции рабочих органов;
- стабилизирует токовую диаграмму ПЭД, обеспечивая стабильную работу установки;
- применяется там, где использование газосепаратора ограничено либо невозможно (наличие пакера, наклонные и горизонтальные участки и др.).

На рисунке 21 представлены комплектации установок для работы в среде с повышенным газовым фактором

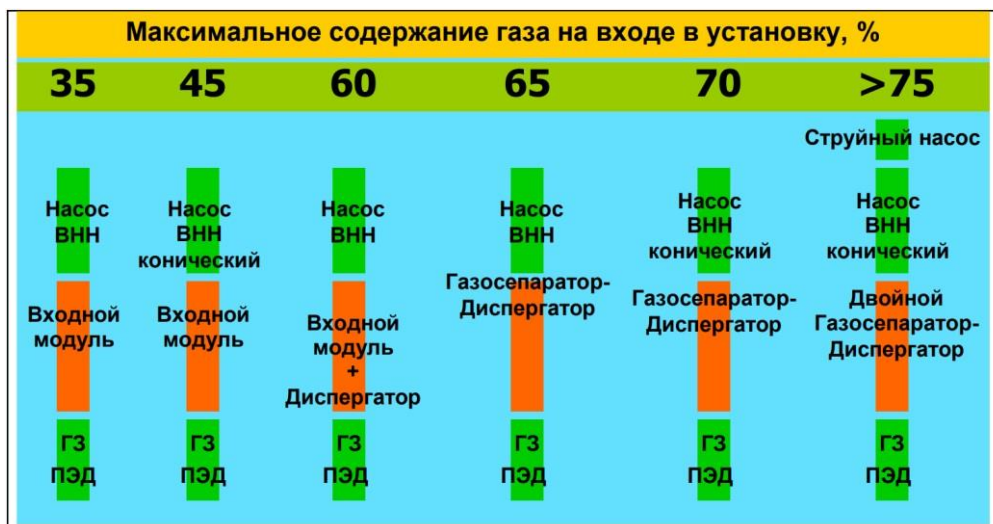


Рисунок 21- Комплектации установок для работы в среде с повышенным газовым фактором

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Антощук Андрей Михайлович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело, профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Бюджет проекта – не более 300000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 80000 руб; материальные затраты – 150000 руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Процентная надбавка за вахтовый метод - 16 % Районный коэффициент - 70 % Ежемесячная премия - 40 %</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды: 30,4% от фонда оплаты труда (ФОТ)</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Планирование и формирование бюджета проекта</i>	<i>Планирование работ и оценка их выполнения. Разработка диаграммы Ганта. Бюджет проекта.</i>
2. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчеты материальных затрат на оплату труда, страховых отчислений, прибыль от продажи нефти, прибыли за счет сокращения количества ремонтов, индекса доходности</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Выполнены расчеты экономической эффективности внедрения мультифазных насосов</i>
Перечень графического материала:	
<i>Диаграмма ганта</i>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Антощук Андрей Михайлович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСНАБЖЕНИЕ

4.1 Техничко-экономическое обоснование проведения работ

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

Необходимо понимать, что коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сумеет найти ответы на такие вопросы – будет ли продукт востребован рынком, какова будет его цена, каков бюджет научного проекта, какой срок потребуется для выхода на рынок и т.д.

Таким образом, целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;

- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

С учетом решения данных задач была сформирована структура и содержание раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение». Так же мы рассмотрим внедрение мультифазного насоса в нефтегазовую промышленность, месторождений АО «Самотлорнефтегаз», так как месторождение находится на 3 стадии разработки и высокой обводненности, в связи с этим количество растворенного газа в жидкости как ГФ (газовый фактор) увеличивается. Существуют много методов борьбы с газовым фактором на производстве, но один из самых лучших и экономичных вариантов, это внедрение мультифазного насоса на месторождения добычи нефти и газа.

Данное внедрение:

- Увеличит дебит добывающих скважин
- Увеличит среднюю продолжительность работы скважины
- Уменьшит затраты на потребление электроэнергии
- Практически исключит преждевременные отказы по ГФ, а также потребность бригад КРС.

4.2 Разработка графика выполнения работ

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует привести в календарные дни формула 1.

$$T_{ki} = T_{pi} * K_{\text{кал}} \quad (11)$$

где T_{ki} - продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} - продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$K_{\text{кал}}$ - коэффициент календарности.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (12)$$

где $T_{\text{кал}}$ - количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ - количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ - количество праздничных дней в году.

Следует учесть, что расчетную величину продолжительности работ T_{ki} нужно округлить до целых чисел. Расчетные данные сводим в таблице 5, на основании которой можно построить календарный план-график таблица 6.

Так же берем во внимание, что работа ведется вахтовым методом, в непрерывном режиме, в 2 смены.

Таблица 5 – Календарный план график

Название	Время, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Глушение и Подготовительные работы	1	10.05	11.05	Бурильщик ТКРС Помощник бурильщика
Спуско-подъемные операции и замена насоса	3	11.05	14.05	Бурильщик ТКРС Помощник бурильщика Машинист подъемник
Уборка кустовой площадки и съезд бригады	1	14.05	15.05	Бурильщик ТКРС Помощник бурильщика
Итого	5	10.05	15.05	

Таблица 6 - Календарный план - график проведения мероприятия

Вид работ	Исполнители	Т _к , кал,дн.	Продолжительность выполнения работ											
			10.01		11.01		12.01		13.01		14.01		15.01	
			1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Подготовительные работы	Бурильщик КРС Помощник бурильщика	1												
Крепление ПЗП	Бурильщик ТКРС Помощник бурильщика Машинист подъемник	3												
Промывка скважины	Бурильщик КРС Помощник бурильщика	1												

Где машинист подъемник;
 помощник бурильщика;
 бурильщик КРС.

4.3 Бюджет проведения работ

4.3.1 Материальные затраты

Экономические затраты на проведение данных технологических операций называются себестоимостью.

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, затраты на оплату труда и страховые взносы, амортизацию основных фондов.

Техническая вода и затраченная на проведение работ электроэнергия и будут являться исходными ресурсами для проведения технологического процесса по креплению скважины. Стоимость данных материалов указана в таблице 6 (техническая вода используется из системы ППД).

Таблица 7 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./нат.ед.	Стоимость материалов, руб.
Жидкость глушения	20 м3	347	6940
Электроэнергия	94 кВт/ч	2,97	33501,6
ИТОГО			40441,6

4.3.2 Расходы на оплату труда и отчисления во внебюджетные фонды

Расходы на оплату труда складываются из нескольких показателей: тарифной стоимости труда, премиальных начислений и районного коэффициента. Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 11 часов (с учетом перерыва на обед). Ежемесячная норма выработки 330 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, районный коэффициент к заработной плате в Ханты-Мансийском автономном округе 70 %, ежемесячная премия в размере 40 %. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 8.

Таблица 8 - Расходы на основную ЗП

Расходы на ЗП	Месячная тарифная ставка, руб	Часовая тарифная ставка, руб	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист подъемник	40000	121,2	33	48,48	84,85	19,39	7487,2
Бурильщик КРС	65000	196,97	55	78,79	137,88	31,52	20280
Помощник бурильщика	35000	106,6	55	42,42	74,24	16,97	10974,7
ИТОГО							38741,9

Зная часовую процентную ставку и рассчитав от неё все надбавки, можно вычислить стоимость бригады в час, она составит 704,398 рубля, а при учёте ежемесячной нормы выработки в 330 часов, стоимость бригады составит 232451,4 рублей.

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд

социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке (таблица 9).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10).

Таблица 9 – Расчет страховых взносов при проведении работ бригадой КРС

	Заработная плата	ФСС (2,9 %)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4 %)	Всего, руб.
Затраты	38741,9	1123,5	1975,8	8523,2	154,9	11777,47

4.3.3 Расчет затрат на специальное оборудование

Для проведения ремонта скважины используется передвижная подъемная установка (АзИНмаш-43П), для спускоподъемных операций.

Таблица 10 – Расчет стоимости передвижной подъемной установки

Наименование объекта	Балансовая стоимость, руб.	Часовая тарифная ставка, час	Стоимость 1 ед.техники для ремонта скважины бригадой КРС
АзИНмаш-43П	15000000	3181,81	109000
Итого			109000

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение 1 ремонта скважины бригадой КРС (таблица 11).

4.3.4 Бюджет затрат на реализацию проекта

Таблица 11 – Затраты на проведение ремонта скважины бригадой КРС

Состав затрат	Цементно-песчаная смесь, руб.
Материальные затраты	40441,6
Затраты на оплату труда	38741,9
Страховые взносы	11777,47
Стоимости передвижной подъемной установки	109000
Итого основные расходы	199960,97

Таким образом общая сумма затрат на мероприятие на ремонт 1 скважины бригадой ТКРС составит $Z_{\pi} = 199960,97$

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ

В настоящее время большинство нефтегазодобывающих компаний ведут жёсткую экономическую политику, которая заключается в максимальном увеличении прибыли за счет снижения расходов на применяемые технологии. Для данной выпускной бакалаврской работы будет являться актуальным расчет экономической эффективности. Эффективность заключается во внедрении нового оборудования на месторождении, увеличении прибыли и уменьшении издержек. В выпускной работе был проведен анализ оборудования, обеспечивающего стабильную работу центробежного насоса в условиях высоких значений газового фактора.

Рассмотрим экономическую эффективность по внедрению установки мультифазного насоса на фонде добывающих скважин АО «Х». На примере одной из добывающих среднестатистических скважин можно провести экономический расчет по внедрению мультифазного насоса.

На рисунке 23 показана динамика добывающего фонда, оборудованного МФОН.

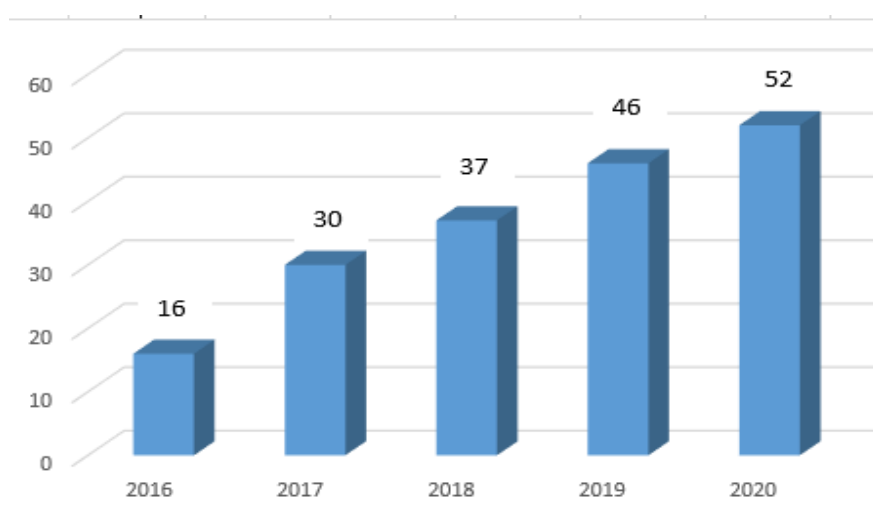


Рисунок 22 - Добывающий фонд скважин АО «Х», оборудованный МФОН

В течение пяти лет фонд добывающих скважин был оснащён новым оборудованием. Применение МФОН положительно отразилось на динамике отказов по негативному влиянию газа. Динамика отказов представлена на рисунке 24.

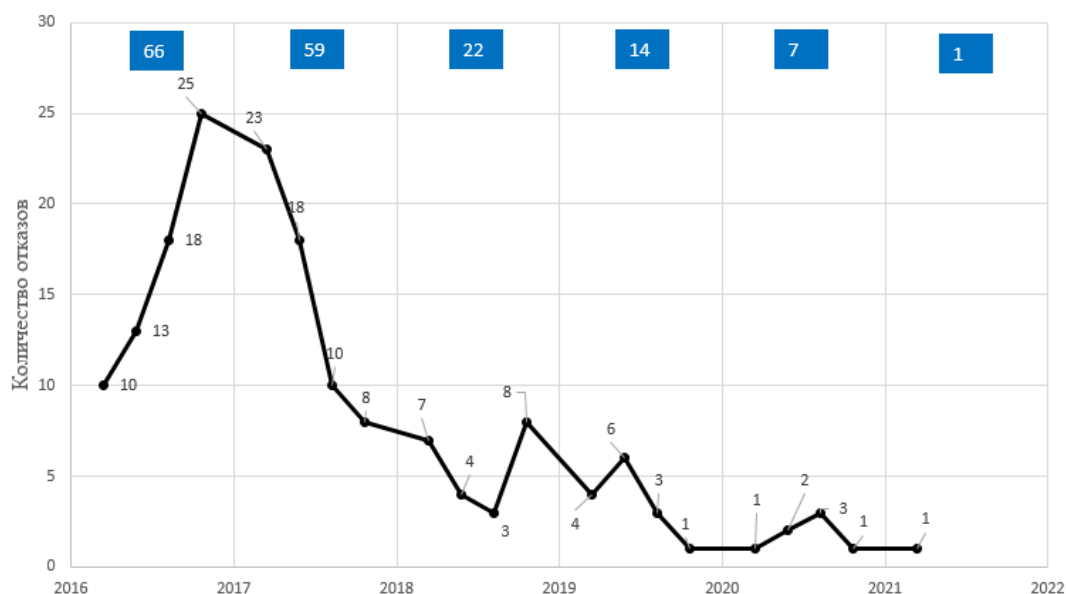


Рисунок 23 - Динамика отказов по влиянию газа

На рисунке 24 видно, что в 2016 году на фонде, необорудованным мультифазными насосами было 66 отказов оборудования из-за вредного влияния газа. В 2020 году удалось оборудовать добывающий фонд скважин новым оборудованием, стабилизировать их работу и наладить процесс подбора погружного оборудования. Количество отказов снизилось на 94% и в 2020 году составила всего 7 отказов. Это в 9 раз меньше, чем было до внедрения. СНО увеличилась с 173 до 368 суток.

Целью данного раздела является экономический расчет по стоимости внедрения МФОН на одну скважину и оценка снижения затрат на ремонт и обслуживание скважинного оборудования, а также подсчет выгоды от дополнительно добытой нефти.

Затраты на внедрение мультифазного насоса включают в себя стоимость данного оборудования, оплата найма бригады ТКРС, которая включает в себя затраты на логистику, спускоподъемные операции, монтаж оборудования. Средняя стоимость мультифазного насоса составляет 1300 тыс.руб. Стоимость

найма бригады ТКРС составляет 200 тыс.руб. Итого для внедрения нового оборудования на одну среднестатистическую скважину требуется 1500 тыс.руб.

Произведем подсчет затрат на ремонт погружного оборудования до внедрения и после внедрения МФОН. В 2016 году на фонде АО «Х» было 66 отказов оборудования. Из рисунка 23 можно увидеть, что к 2020 году было установлено 52 мультифазных насоса. То есть за 5 лет полностью оснастили весь фонд новым оборудованием. На переоборудованном фонде уже за 2020 год было всего 7 отказов. Можно сделать вывод о том, что до оснащения фонда новыми насосами, каждая установка электроцентробежного насоса за год выходила из строя в среднем 1 раз. Возьмем эту цифру за период двух лет – 2 отказа за 2 года. После оснащения эта цифра изменилась в 9 раз. Соответственно, отношение отказов установки к сроку эксплуатации будет меньше в 9 раз.

Таблица 12 – Исходные данные для расчета экономической эффективности от внедрения мультифазных насосов

Параметры	Обозначение	До внедрения	После внедрения
Количество ремонтов	P_1, P_2	2	0
Количество дней ремонта	T_p	5	5
Количество часов простоя скважины по причине срыва	T_2	250	20
Стоимость работы одной бригады ТКРС, тыс.р.	C_1	200	200
Стоимость перемещения одной бригады ТКРС, тыс.р.	C_2	45	45
Стоимость мультифазного насоса, тыс.р.	C_m	-	1300
Стоимость 1 тонны нефти	C_n	33,265	33,265

4.4.1 Расчет до внедрения

1. Рассчитаем количество часов простоя скважины в год по причине ремонта:

$$T_1 = P_1 \cdot T_p \cdot 24 = 2 \cdot 5 \cdot 24 = 240 \text{ч.} \quad (13)$$

где P_1 – количество ремонтов;

T_p – время ремонта (5 дней)

2. Рассчитаем общее количество часов простоя по формуле:

$$T = T_1 + T_2 = 240 + 250 = 490\text{ч.} \quad (14)$$

где T_2 – количество часов простоя скважины по причине срыва подачи по газу

3. Рассчитаем затраты на работу бригады ТКРС по формуле:

$$C = P_1 \cdot C_1 = 3 \cdot 200 = 600\text{тыс. р.} \quad (15)$$

где C_1 – стоимость работы одной бригады ТКРС

4. Рассчитаем затраты на логистику по формуле:

$$L_1 = P_1 \cdot C_2 = 3 \cdot 45 = 135\text{тыс. р.} \quad (16)$$

где C_2 – стоимость перемещения одной бригады ТКРС один раз, тыс.р.

5. Рассчитаем общее количество затрат по формуле:

$$M_1 = C + L_1 = 600 + 135 = 735\text{тыс. р.} \quad (17)$$

Рассчитаем потери по причине простоя скважины по формуле:

$$N_1 = \frac{T}{24} \cdot Q_{\text{ж}}(1 - B) \cdot C_{\text{н}} = \frac{490}{24} \cdot 200(1 - 0,8) \cdot 33,265 = 27144,24\text{тыс. р.} \quad (18)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – средний дебит жидкости скважины (200т/сут);

B – обводненность добываемой продукции ($B=80\%$);

$C_{\text{н}}$ – стоимость тонны нефти (при курсе 1 баррель нефти – 70\$ (1\$ - 64,5руб)
 $C_{\text{н}}$ – 33,265руб.).

6. Рассчитаем общие потери по формуле:

$$M_i + N_i = M_1 + N_1 = 735 + 27,144,24 = 27879,24\text{тыс. р.} \quad (19)$$

4.4.2 Расчет после внедрения МФОН

1. Количество часов простоя скважины в год по причине ремонта:

$$T_2 = P_2 \cdot T_p \cdot 24 = 0 \cdot 5 \cdot 24 = 0\text{ч.} \quad (20)$$

2. Общее количество часов простоя:

$$T = T_1 + T_2 = 0 + 20 = 20\text{ч.} \quad (21)$$

3. Затраты на работу бригады ТКРС:

$$C = P_1 \cdot C_1 = 1 \cdot 200 = 200\text{тыс. р.} \quad (22)$$

4. Затраты на логистику:

$$L_2 = P_1 \cdot C_2 = 1 \cdot 45 = 45\text{тыс. р.} \quad (23)$$

5. Общее количество затрат:

$$M_2 = C + L_2 + C_m = 200 + 45 + 1300 = 1545 \text{ тыс. р.} \quad (24)$$

где C_m – средняя стоимость мультифазного насоса, тыс.р.

6. Потери по причине простоя скважины:

$$N_2 = \frac{T}{24} \cdot Q_{ж}(1 - B) \cdot C_n = \frac{20}{24} \cdot 200(1 - 0,8) \cdot 33,265 = 1110 \text{ тыс. р.} \quad (25)$$

7. Общие потери:

$$M_i + N_i = M_2 + N_2 = 1545 + 1110 = 2655 \text{ тыс. р.} \quad (26)$$

Таблица 13 – Сравнение затрат на ремонт оборудования до и после внедрения мультифазного насоса на одну скважину

	До внедрения	После внедрения
Количество отказов оборудования в год по причине выхода из строя	2	0
Количество часов простоя скважины в год по причине ремонта	240	0
Количество часов простоя скважины в год по причине срыва подачи	250	20
Общее количество часов простоя скважины в год	610	20
Затраты на работу бригады ТКРС, тыс. р.	600	200
Затраты на логистику бригад ТКРС, тыс. р.	135	45
Затраты на установку мультифазного насоса, тыс. р.	-	1300
Общее количество затрат, тыс. р.	735	1545
Потери по причине простоя скважины, тыс. р.	3381	1110
ИТОГО, тыс.р.:	27144,2	2655

Таким образом, из таблицы 13 видно, что применение мультифазных насосов будет экономически эффективно. Главным фактором экономической эффективности будет являться уменьшение простоев скважины по причине ремонта погружного оборудования и срывов подачи. За счет уменьшения отказов и увеличения наработки на отказ насосов увеличивается общее время работы скважины и соответственно накопленная добыча нефти. Также внедрение

мультифазных насосов имеет преимущество перед обычными газосепараторами в том, что они не склонны к износу от механических примесей. Как известно, газосепараторы перерезаются мех примесями и происходит полет установки, что влечет за собой ловильные работы, простои скважины, ремонт насоса и так далее.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б6В1	ФИО Антощук Андрей Михайлович
-------------------	----------------------------------

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ изменения газового фактора в процессе разработки Самотлорского нефтяного месторождения (ХМАО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – кустовые площадки разрабатываемых нефтяных месторождений с высокими значениями газового фактора
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Организация (компоновка) рабочей зоны
2. Производственная безопасность: <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	Вредные факторы: <ol style="list-style-type: none"> 1. Загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ; 3. Повышенные уровни вибрации, шума; 4. Недостаточная освещенность. Опасные факторы: <ol style="list-style-type: none"> 1. Пожаровзрывоопасность на рабочем месте; 2. Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением). Выяснение мер по обеспечению безопасности работы персонала.
3. Экологическая безопасность:	Основные типы антропогенных воздействий на природу при

	эксплуатации месторождений с газовым фактором Комплекс мер по охране окружающей среды.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Антощук Андрей Михайлович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной бакалаврской работы является анализ технологий, направленных на добычу нефти из месторождений, характеризующихся высокими значениями газового фактора, неоднородности и обводненности. Высокие значения газового фактора на месторождении могут способствовать появлению газонефтеводопроявлений, присутствует загазованность на территории.

Технологии, направленные на стабильную работу центробежного насоса, в основном связаны с установкой предвключенных устройств на данные насосы. Следовательно, работы проводятся на открытых кустовых площадках.

По опасности возникновения газонефтеводопроявлений у нефтяной скважины различают категории первой, второй и третьей степени, в которых указаны следующие значения газового фактора:

- первая категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора свыше $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- вторая категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора менее $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- третья категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора менее $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочие смены оператора делятся на две, по 12 часов каждая, так как необходим постоянный контроль за состоянием скважин. Не допускаются к работе женщины, подростки и лица, не имеющие соответствующих допусков. Перед началом работы сотрудник должен быть снабжён спецодеждой в количестве двух комплектов.

Работникам выплачиваются льготы и компенсации в случае получения ими физического ущерба, т.к. работы на нефтяных и газовых промыслах являются вредными и опасными для здоровья. Это могут быть увеличение

оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазовым оборудованием, которое должно отвечать требованиям надёжности и безопасности. Конструкция оборудования должна содержать защитные средства, и обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора для того, чтобы обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений. Рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона 87 оператора - это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

Таким образом, в данном разделе были рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности для лиц, работающих на кустовых площадках, приведены организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Также были проанализированы опасные и вредные производственные факторы, обоснованы мероприятия по их устранению; изучены вопросы, касающиеся влиянию работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

5.2 Производственная безопасность

На оператора ДНГ действует множество опасных и вредных производственных факторов. Для месторождений, характеризующихся высокими значениями газового фактора, на кустовых площадках возможна загазованность продукцией скважины (выделяющийся из нефти газ), химические факторы. Опасным производственным фактором при высоком содержании

свободного газа может являться пожаровзрывоопасность. В таблице 14 представлены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 14 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015.)		Нормативные ссылки
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	Химические		
	Загазованность воздуха рабочей зоны, запылённость		ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.005-88
	Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ		ГОСТ 32419-2013
	Физические		
	Повышенные уровни вибрации, шума	Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	ГОСТ 12.1.012–2004 ГОСТ 12.1.003–2014
			ГОСТ 12.1.010-76 ФЗ №123 от 22.07.2013 г
	Недостаточная освещенность;	Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением)	СП 52.13330.2011
ГОСТ 12.2.062-81			

5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Загазованность воздуха рабочей зоны. При работе на месторождении имеются места, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и

пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм (АГЗУ и т.д.). Для контроля за уровнем взрывоопасности устанавливаются системы обнаружения утечек горючих газов и паров. Основным назначением системы обнаружения утечек горючих газов и паров является непрерывный автоматический контроль за уровнем взрывоопасности воздушной среды в производственных помещениях и на наружных установках с целью оповещения персонала объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений о возникновении пожароопасных аварийных ситуаций и обеспечения включения устройств, применяемых для их локализации и ликвидации.

Система должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- непрерывного мониторинга мест возможного скопления горючих газов и паров;
- сигнализации о наличии, месте расположения и характере загазованности;
- оповещения персонала о возникшей опасности по внутренней трансляционной системе или по системе аварийной сигнализации.

К работам на производственных объектах, где возможна загазованность воздуха выше ПДК (в аварийных ситуациях), допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в изолирующих противогазах или дыхательных аппаратах и прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять газозащитные средства (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие 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.

Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.005-88: диоксид азота – 2мг/м³, бензол – 10мг/м³, оксид углерода – 20мг/м³.

Повышенный шум. Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности машин, используемых при монтаже и спускоподъемных операций (СПО) установок электроцентробежных насосов (агрегат ЦА-320, подъемный агрегат А60-80, передвижная паровая установка (ППУ), автокран). Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему. Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха. Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления. К основным методам борьбы с шумом являются средства индивидуальной защиты (наушники).

Превышение уровня вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

Недостаточная освещенность. Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях и открытых площадках и проводится в соответствии с СанПиНом 2.2.1/2.1.1.1278-03. Реальная освещенность на рабочем месте может быть взята из паспорта производственного помещения, материалов аттестации рабочих мест по условиям труда, измерена при помощи люксметра, или определена путем расчета, изложенного в методических указаниях. Фактические и требуемые параметры систем естественного и искусственного освещения вносятся в 91 таблицу. По результатам анализа табличных данных делается вывод о соответствии освещенности рабочей зоны нормативным значениям. При

необходимости разрабатываются инженерные мероприятия по реконструкции системы освещения.

5.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Пожаровзрывобезопасность. В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче нефти в условиях высоких значений газового фактора, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества (попутный газ, нефть и т.д.) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1. Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ДНГ, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;

Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума.

Для месторождений, характеризующихся высоким значением газового фактора, пожаровзрывоопасность будет одним из ключевых опасных производственных факторов. Если рассматривать и другие опасные производственные факторы при работе оператора ДНГ, то к данному фактору относится и работа с оборудованием, работающим под давлением. Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

5.5 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу при эксплуатации месторождений с газовым фактором являются:

- загрязнение атмосферы загрязняющими веществами при сгорании попутного газа в факелах;
- нефтяные загрязнения окружающей среды вследствие газонефтеводопроявлений, несоблюдения природоохранных требований;

Защита атмосферы. Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования. Также влияние на загрязнение атмосферы оказывают выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания автомобилей промысла, и различных технологических установок, буровые установки, газопроявление и выбросы попутного нефтяного газа, прорывы выкидных линий и прочие аварии, причинами которых обычно являются

некачественное строительство; механические повреждения; коррозия трубопроводов; изменение проектных решений в процессе строительства.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ. Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 15.

Таблица 15 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне

Наименование загрязняющих веществ	ПДК в воздухе, мг/м ³	Класс опасности
Углеводороды	5	4
Окись углерода	5	4
Сажа	0,15	3
Двуокись азота	0,085	2
Метанол	1	3
Бензин	100	4
Диоксид серы	10	3

Защита гидросферы. Порядка 20% всех углеводородных выбросов на нефтегазовых промыслах приходится на гидросферу. Помимо углеводородов в различные водные источники так же попадают соединения серы, азота, кислорода, которые также негативно влияют на водные ресурсы. Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоёмы необходимо проведение целого ряда различных мероприятий. В первую очередь запрещается сброс сточных вод в водные объекты. Необходимо вынесение объектов из экологически уязвимых зон. Система сбора и транспорта продукции скважин должна быть надёжно герметизирована. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно. Отсыпка кустовых площадок осуществляется с учетом поверхностной системы стока. Сбор разлившихся нефтепродуктов необходимо проводить в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН. Необходимо осуществлять биологическую очистку

хозяйственно-бытовых стоков, при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

5.6 Безопасность в чрезвычайной ситуации

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

К одним из основных источников ЧС относятся:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приведенное месторождение в данном курсовом проекте является лишь одним из примеров месторождений, осложненных высоким газовым фактором. Но на основе него есть возможность сделать совокупные выводы, которые позволят реализовать интегрированный подход к действующей проблеме.

Для достижения максимальной эффективности в борьбе с избытком газа при эксплуатации месторождений с высоким газовым фактором в добываемой продукции необходимо учитывать геологические условия залегания продуктивного пласта, технологический режим эксплуатации объекта, постоянно контролировать эксплуатационный режим. Созданная блок-схема принятия решений является комплексным решением, позволяет рассматривать все вышеперечисленные факторы в совокупности и подобрать необходимый метод ограничения/снижения ГФ. Данный подход поможет контролировать и управлять процессами разработки месторождения с высоким ГФ, более тонко подойти к вопросам решения проблемы, учитывая экономическую составляющую. Это обеспечит продление жизни месторождения, извлечение большего количества нефти и получение максимальной прибыли компании.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г., Юсупов М.Г. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины. М.: Недра, 1976. – 175с.
2. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / М. К. Баймухаметов [и др.] // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. Инжиниринг георесурсов. — 2018. — Т. 329, № 8. — [С. 104-111].
3. Грехов И.В. Комплекс технических и технологических решений добычи нефти из неоднородных многопластовых залежей с высоким газосодержанием. Диссертация. кандидат технических наук. – Уфа, 2013г. – 131с.
4. Маркелов Д.В. Центробежная сепарация газа и твердых частиц в приёмных устройствах погружных насосных установок для добычи нефти. Диссертация. кандидат технических наук. – Москва, 2007г. – 118с.
5. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – с. 616
6. Пещеренко М.П., Перельман О.М., Рабинович А.И., Каплан А.Л. Повышение эффективности эксплуатации УЭЦН путем применения мультифазных насосов // Бурение и Нефть. – Москва, 2014. – №4. – 56-60.
7. Дроздов А.Н. Опыт применения и перспективы развития насосно-эжекторных систем // Территория НЕФТЕГАЗ. – Москва, 2012. – №2. – 86-89.
8. Шурыгин М.Н., Лавриненко А.А., Пономарёв А.С. Анализ проблем использования насосно-эжекторных систем в нефтегазовой отрасли // Территория НЕФТЕГАЗ. – Москва, 2015. – №10. – 80-87.
9. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности

10. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
11. Проектная документация: «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 09ПБ, 2014г.
12. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
13. ГН 2.2.5.686-98 «Химические факторы производственной среды. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы»
14. СанПиН 4630-88 «Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения»
15. ГОСТ 12.2.049-80 «Оборудование производственное. Общие эргономические требования»
16. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.