

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Техника и технология газлифтного способа эксплуатации скважин на «Х» нефтегазовом месторождении (ХМАО)

УДК 622.276.522(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Б	Дементьев Николай Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2017г

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

Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой _____

(Подпись), (дата), (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗЗТ	Дементьеву Николаю Александровичу

Тема работы:

Техника и технология газлифтного способа эксплуатации скважин на «Х» нефтегазовом месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Пакет технической, технологической, информации по технике и технологиям газлифтного способа эксплуатации скважин. Фондовая и научная литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	Принцип действия и схема газлифтного способа эксплуатации. Применение газлифтного способа эксплуатации скважин. Анализ существующих представлений о работе газлифтным способом эксплуатации.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Вазим Андрей Александрович
«Социальная ответственность»	Доцент, Гуляев Милий Всеволодович
Название разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранных языках:	
Общие сведения о газлифтном способе эксплуатации	
Техника и технология газлифтного способа эксплуатации скважин на «Х» нефтегазовом месторождении (ХМАО)	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Заключение	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	Ф.И.О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б33Т	Дементьев Николай Александрович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б33Т	Дементьев Николай Александрович

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Методика расчета годового экономического эффекта полученного от применения «оптимального технологического режима работы газлифтных скважин» на «Х» месторождении
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Доля единовременных и переменных затрат, стоимость проведения ГТМ
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ ФЗ «О таможенном тарифе»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет системы показателей, отражающих эффективность мероприятий применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование затрат на дополнительную добычу нефти «Х» месторождении
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Анализ эффективности применения в результате экономии газа при той же добычи нефти на «Х» месторождении и расчет показателя экономической эффективности

Перечень графического материала

1. Расчетные формулы
2. Таблицы:
– Основные технико-экономические показатели работы АО «Самотлорнефтегаз»
– Исходные данные для расчета экономических показателей

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б33Т	Дементьев Николай Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Дементьев Николай Александрович

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является техника и технология газлифтного способа эксплуатации скважин «Х» месторождения (ХМАО) компании АО «Х». Назначение объекта исследования – разгазирование жидкости в подъемных трубах и уменьшение её плотности.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов технологии газлифтного способа эксплуатации скважин «Х» месторождения (ХМАО). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов технологии газлифтного способа эксплуатации скважин «Х» месторождения (ХМАО).	Вредные факторы: 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; 3. Токсичность, применяемых при эксплуатации газлифта веществ; 4. Повышенный уровень шума. Опасные факторы: 1. Поражение электрическим током; 2. Обеспечение пожарной безопасности; 3. Обеспечение безопасности технологического процесса.
2. Экологическая безопасность	1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду; 2. Мероприятия по охране окружающей среды при газлифтной эксплуатации скважин АО «Х».
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	1. Причины аварий при газлифтном способе добычи нефти; 2. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038 – 82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.87; 4. ГОСТ 256 – 80 «Давления условные, пробные и рабочие»; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.
---	---

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Дементьев Николай Александрович		

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АГЗУ	–	автоматическое групповое замерное устройство;
АНК	–	акционерная нефтяная компания;
БКГ	–	бескомпрессорный газлифт;
БТМА	–	блок телемеханической аппаратуры;
ВНК	–	водонефтяной контакт;
ГКЗ	–	Государственный комитет по запасам;
ГРМ	–	газораспределительный манифольд;
ДНС	–	дожимная насосная станция;
КГ	–	компрессорный газлифт;
НГДУ	–	нефтегазодобывающее управление;
НКТ	–	насосно-компрессорные трубы;
ОДАО	–	открытое дочернее акционерное общество;
ОК	–	обсадная колонна;
ППД	–	поддержание пластового давления;
РРГ	–	регулятор расхода газа;
ТВД	–	трубопровод высокого давления;
УЭЦН	–	установка электроцентробежного насоса;
ШГН	–	штанговый глубинный насос;
ШСНУ	–	штанговая скважинная насосная установка;
ЦДНГ	–	цех добычи нефти и газа;
ЭК	–	эксплуатационная колонна;
ЭЦН	–	электроцентробежный насос.

СОДЕРЖАНИЕ

	с.
АННОТАЦИЯ	10
ВВЕДЕНИЕ	12
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	14
2. ГЕОЛОГО–ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА «Х» НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	18
2.1 Геолого-физическая характеристика	18
2.2 Свойства пластовых жидкостей и газа	24
2.3 Физико-химические свойства нефти	25
3. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ГАЗЛИФТНОГО СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	28
3.1 Принцип действия газлифтного подъемника, область применения.	28
3.2 Системы и конструкции газлифтных подъемников	31
3.3 Подземное оборудование газлифтных скважин	34
3.4 Технологическая схема компрессорного газлифта	36
3.5 Осложнения при работе газлифтных скважин и способы их устранения	41
3.6 Мероприятия по повышению эффективности работы газлифтных скважин	44
3.7 Исследования газлифтных скважин с целью определения технологического режима	54
3.8 Методика расчета оптимального технологического режима работы системы газлифтных скважин	56
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	62
4.1 Методика расчета годового экономического эффекта полученного от применения расчета оптимального технологического режима работы газлифтных скважин	63
4.2 Расчет экономического эффекта	67
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	70
5.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)	70
5.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе	71
5.1.2 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	72
5.1.3 Токсичность, применяемых при эксплуатации газлифта веществ	73

5.1.4 Повышенный уровень шума	74
5.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)	74
5.2.1 Поражение электрическим током	74
5.2.2 Обеспечение пожарной безопасности	75
5.2.3 Обеспечение безопасности технологического процесса	78
5.3 Экологическая безопасность	79
5.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	79
5.3.2 Мероприятия по охране окружающей среды при газлифтной эксплуатации скважин в АО «Х»	82
5.4 Чрезвычайные ситуации	84
5.4.1 Причины аварий при газлифтном способе добычи нефти	84
5.4.2 Общие требования пожарной безопасности на объектах АО «Х»	
5.4.3 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	89
	90
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	93

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа содержит 5 глав, 94 страницы, 17 рисунков, 19 таблиц, 25 источников литературы.

Целью данной выпускной квалификационной работы является техника и технология газлифтного способа эксплуатации «Х» нефтегазового месторождения (ХМАО).

В первой главе содержится характеристика района работ и история открытия месторождения. Это месторождение является одним из крупнейших месторождений нефти и газа в мире.

Во второй главе представлена геолого-физическая характеристика «Х» нефтегазового месторождения. «Х» месторождение - самое большое не только в Западной Сибири, но и во всей стране.

Третья глава описывает технику и технологию газлифтного способа эксплуатации скважин. Принцип действия газлифтного подъемника, область применения, системы и конструкции газлифтных подъемников, назначение газлифтных клапанов, технологической схемы компрессорного газлифта, осложнения при работе и способы их устранения, мероприятия по повышению эффективности работы, исследование газлифтных скважин с целью определения технологического режима.

В четвертой главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» рассматривается методика расчета годового экономического эффекта полученного от применения «оптимального технологического режима работы газлифтных скважин» на «Х» месторождении.

В пятой главе «Социальная ответственность» рассматривается: Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария), Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

(техника безопасности), Экологическая безопасность, Чрезвычайные ситуации.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время газлифтный способ эксплуатации скважин является одним из самых распространенных и эффективных способов эксплуатации скважин. Этот способ добычи имеет ряд преимуществ, таких как:

- возможность варьировать отбором жидкости в широких пределах (от 1500 до 2000 м³/сут);
- возможность работать в широких интервалах температур;
- наличие большого газового фактора не усложняет, а наоборот облегчает отбор жидкости;
- большой межремонтный период;
- простота подземного оборудования;
- возможность работать с сильно искривленным стволом скважины;
- наличие мех. примесей не усложняет работу скважины;
- возможность работать с агрессивными жидкостями;

К недостаткам можно отнести:

- повышенные требования безопасности из-за наличия газа высокого давления;
- потребность в большой сети трубопроводов высокого давления;
- огромных комплексов сложного наземного оборудования;
- повышенные требования к герметичности оборудования.

Применение газлифтного способа эксплуатации в АО «Х» было начато в 1984г. За это время был накоплен обширный опыт эксплуатации газлифтного комплекса.

Одно из основных проблем эксплуатации газлифта является оптимальное распределение и расход газа. Поэтому возникает вопрос о мероприятиях повышения эффективности эксплуатации газлифтных скважин. К этим мероприятиям можно отнести:

- использование установок периодического газлифта;

- использование новых герметизирующих материалов с целью устранения утечек газа из резьбовых соединений;
- отбор жидкости по двум трубам фонтанной арматуры с целью снижения гидравлического сопротивления и буферного давления на высокодебитных скважинах и т.д.

В данном дипломном проекте рассматривается один из основных методов оптимизации технологического режима работы скважины, позволяющий существенно снизить расход газа и повысить добычу жидкости для группы или системы газлифтных скважин, с минимальными при этом затратами.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Х нефтегазовое месторождение открыто в 1965 году и ведено в разработку в 1969 году. Это месторождение является одним из крупнейших месторождений нефти и газа в мире. Находится оно в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 750 км к северо-востоку от г.Тюмени, рядом с г. Нижневартовск. Месторождение приурочено к центральной части Нижневартовского свода.

Площадь лицензионного участка «Х», разработку которого ведет Самотлорнефтегаз, – 1751 кв. м. На месторождении около 8300 добывающих и более 2700 нагнетательных скважин, оснащенных новейшим высокотехнологичным оборудованием. Протяженность нефтепроводов – 1140 км, водоводов – 1223 км, других трубопроводов – 2833 км (рис. 1.1).[1]

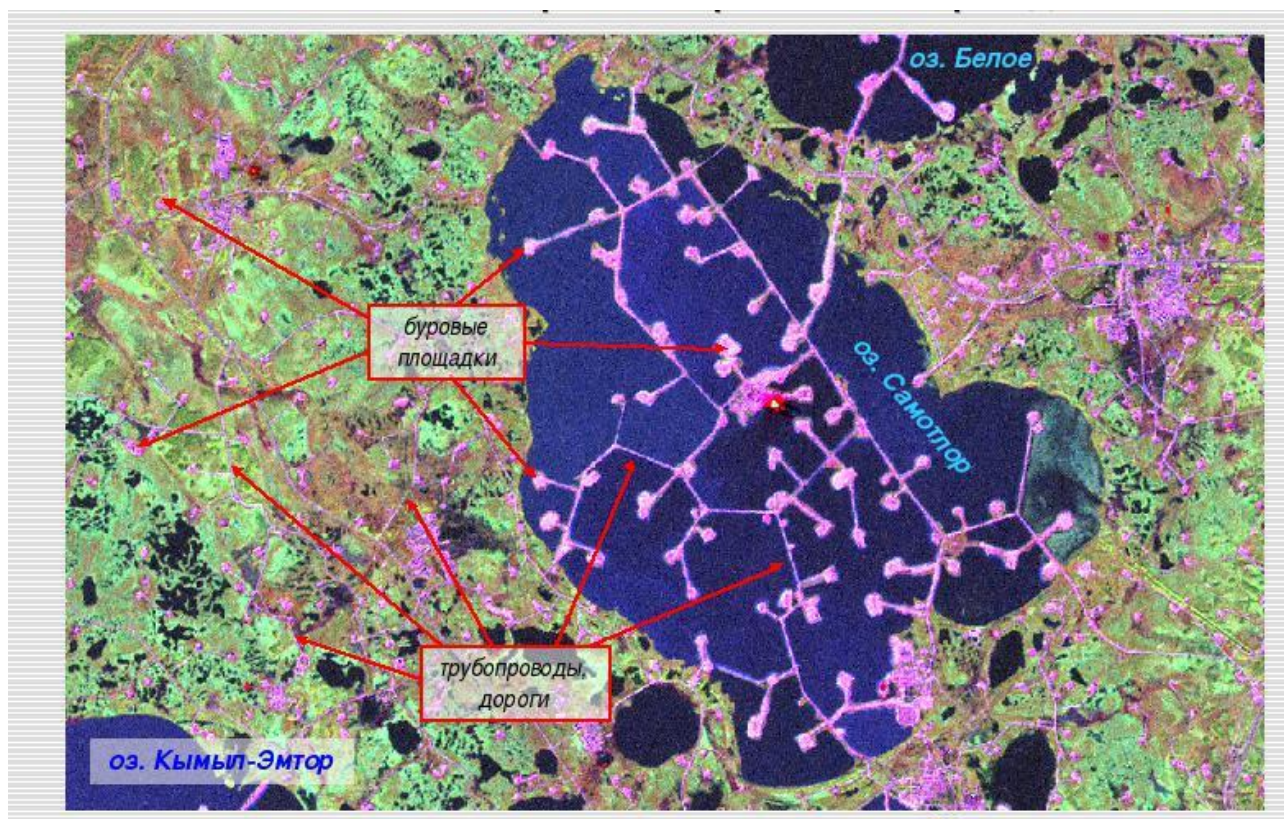


Рис 1.1 – Схема расположения трубопроводов и буровых площадок на «Х» месторождении

В переводе с хантыйского, «Х» означает «мёртвое озеро», «худая вода».

«Х» месторождение на многие километры окружают непроходимые болота.

Для создания нефтепромысла на озере-болоте отсыпали искусственные острова для буровых вышек.

Бурение 1-й эксплуатационной скважины было начато зимой 1968 г.

Залежи на глубине 1,6-2,4 км.

Начальный дебит скважин 47-200 т/сут.

Плотность нефти 0,85 г/см³, содержание серы 0,68-0,86 %.

В 1981 г была добыта 1 - млрд тонна нефти.

В 1980-х гг, на полке добыча нефти составляла около 150 млн т/год.

В 1996 г было добыто лишь 16,74 млн т нефти.

Всего на месторождения было пробурено 16 700 скважин, добыто более 2,3 млрд т нефти.

В 2009 г ТНК-ВР планировала добывать на «Х» 27,8 млн т/год нефти, предполагая инвестировать до 2015 г 4,6 млрд долл США.

Тогда на месторождение мощно работали нефтесервисные компании, в т.ч., Halliburton, Schlumberger и др.

В настоящее время оператором «Х» месторождения является Роснефть.

Добыча нефти составляет на месторождении составляет около 22 млн т/год.

Разработку месторождения ведут Самотлорнефтегаз (экс-Нижневартовскнефтегаз) и РН-Нижневартовск, дочерние предприятия Роснефти.

Всего за время разработки «Х» месторождения построено 2 086 куста скважин. Подобный подход обусловил основную нынешнюю особенность месторождения – значительное количество бездействующих скважин. Однако за время работы ТНК-ВР бездействующий фонд за счет геолого-технических мероприятий сократился на 39% и сегодня составляет около 2 100 скважин.

В свою очередь, за счет применения новых технологий (бурения горизонтальных скважин и скважин с большими отходами, зарезки боковых стволов, гидроразрыва пласта) удалось увеличить действующий фонд скважин до почти 8 тыс. Также реализована программа по освоению Усть-Вахской площади, пробурено 283 скважины и введено в разработку более 50 млн тонн запасов нефти.

Географически район месторождения приурочен к водоразделу рек Вах, являющейся судоходной, и Ватинского Егана, правых притоков р.Оби. Рельеф слабо пересеченный, с абсолютными отметками от плюс 45 до плюс 75 м. Площадь месторождения сильно заболочена, отмечаются также многочисленные озера. Наиболее крупными являются Самотлор (его площадь 62 км²), Кымыл-Энтор, Белое, Окунево, Калач, Проточное и другие. Многие озера и болота в зимний период не промерзают.

Населенные пункты непосредственно на месторождении отсутствуют. Ближайшие населенные пункты - г.Нижневартовск, г.Мегион, п.Покур, п.Вата и другие - расположены на берегу р.Оби в 35 км и более километрах от рассматриваемого месторождения. Коренное население этого района - русские, ханты и манси. В малонаселенном прежде районе быстро увеличилась численность населения в связи с привлечением специалистов и рабочих со всех концов России.

Основными видами деятельности района являются разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин, добыча, транспортировка, подготовка, переработка и реализация углеводородного сырья, обустройство нефтяных и газовых месторождений, лесозаготовки, автомобильное хозяйство и другие. [2]

Открытию многочисленных месторождений нефти и газа в Западной Сибири предшествовали многолетние геолого-геофизические исследования

территории. Сравнительно планомерное изучение геологического строения района началось в 1948 году. В этот период были выполнены следующие работы:

1. Аэромагнитная съемка масштаба 1 : 1000000
2. Аэрогравиметрическая съемка масштаба 1 : 1000000
3. Сейсмозондирование и колонковое бурение.

Комплексная интерпретация результатов этих работ позволила определить общие закономерности геологического строения осадочного чехла и фундамента платформы, и выделить тектонические структуры первого порядка, в том числе и Нижневартровский свод.

На территории Нижневартковского свода планомерные поиски перспективных структур методами сейсмических исследований начали проводиться с 1957 года. Результаты работ сейсмопартии позволили уточнить тектоническое строение района, выявить и подготовить к поисково-разведочному бурению Самотлорскую, Северо-Покурскую, Ватинскую, Мегионскую, Агинскую и другие структуры.

После завершения промышленной разведки основных продуктивных горизонтов и утверждение запасов в ГКЗ (1973 г.) в 1977 году «Х» месторождение передано на баланс Главтюменнефтегаза. [4]

3. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ГАЗЛИФТНОГО СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

3.1 Принцип действия газлифтного подъемника, область применения

Принцип действия газлифта заключается в разгазировании жидкости в подъемных трубах и уменьшении ее плотности. При непрерывной подаче газа газированная жидкость поднимается до устья скважины и выливается наружу. Газ подается под давлением до забоя скважины и через рабочий клапан выдавливается в жидкость, в результате плотность жидкости существенно уменьшается и устанавливается новое значение забойного давления.

Газлифтный подъемник характеризуется глубиной погружения, высотой подъема жидкости и относительным погружением.

Глубина погружения – это высота столба дегазированной жидкости h , соответствующая давлению у башмака подъемника ввремя работы скважины.

Высота подъема – это расстояние h_0 от уровня жидкости до устья во время работы.

Относительное погружение – это отношение глубины погружения h ко всей длине подъемника.

В промысловой практике при определении относительного погружения обычно исходят из рабочего давления, т. е. из давления нагнетания газа. Задаются рабочим давлением и определяют относительное погружение. Для подъема жидкости сжатым газом используются различные системы подъемников, отличающиеся числом рядов спускаемых в скважину колонн труб, их взаимным расположением, направлением движения рабочего агента и газонефтяной смеси.

По числу спускаемых рядов труб подъемники бывают однорядными и двухрядными. По направлению нагнетаемого рабочего агента – кольцевыми и центральными. Если газ подается по межтрубному пространству, а жидкость отбирается по колонне НКТ – кольцевая. Кольцевая система используется в малodeбитных скважинах. Если газ подается по колонне НКТ – центральная система, используется на высокодебитных скважинах при объеме добычи превышающей 300 – 400 м³/сут. Это делается для того, чтобы снизить гидравлическое сопротивление.

Различают непрерывный и периодический газлифт. По способу подачи рабочего агента в скважину существует компрессорный и бескомпрессорный газлифт. Когда источником газа высокого давления является пласт, вскрытый той же скважиной, из которой отбирается жидкость, газлифт является внутрискважинным бескомпрессорным.

Существует два основных типа газлифтных установок – открытого и закрытого вида. При эксплуатации скважин установками открытого типа колонна НКТ спускается в скважину без пакера. Открытая газлифтная установка предназначена в основном для эксплуатации непрерывным газлифтом. Ее можно использовать и при периодическом газлифте в тех случаях, когда по техническим причинам затруднена установка пакера. Недостатками установки этого типа являются:

- колебания уровня жидкости в затрубном пространстве, износ рабочего клапана;
- необходимость продавки восстанавливающего столба жидкости в затрубном пространстве при каждой остановке скважины, что приводит к износу клапанов.

Полузакрытая газлифтная установка отличается от открытой лишь наличием пакера, который предотвращает поступление пластовой жидкости в затрубное пространство после загрузки скважины. Установки этого типа могут использоваться как для непрерывного, так и для периодического газлифта. Установка с пакером и обратным клапаном на башмаке подъемных

труб создаст закрытую систему, которая предотвращает утечку жидкости обратно в пласт при периодическом нагнетании газа. При периодическом газлифте по существу происходят циклические продавки жидкости после остановки скважины на заданное время, необходимое для накопления столба жидкости в подъемных трубах. [1]

На «Х» месторождении газлифтный способ эксплуатации начал применяться с 1985 года. Выбор способа добычи обусловлен прежде всего поддержанием высоких дебитов скважин. Этот фактор предопределил применение газлифтных установок для добычи нефти.

Разработка «Х» месторождения характеризуется рядом особенностей, к основным из которых относится:

- сложные природно-климатические условия;
- кустовое распределение наклонно-направленных скважин;
- высокие дебиты скважин;
- высокие давления насыщения нефти газом и большие пластовые температуры;
- интенсивное солеотложение на внутрискважинном оборудовании и в системе нефтесбора;
- большой вынос песка.

Эти факторы в значительной степени оказывают влияние на показатели работы механизированных скважин, и особенно на работу скважин, оборудованных насосными установками.[6]

Анализ работы УЭЦН показывает, что по этим причинам межремонтный период их работы составляет 300-350 суток, вызывая высокую потребность в текущем ремонте и, как следствие, является причиной высоких эксплуатационных затрат.

В отличие от насосного, газлифтный способ эксплуатации имеет ряд преимуществ:

- возможность эксплуатации скважин с большой кривизной и ступенчатой обсадной колонной;

- значительно упрощается эксплуатация скважин, в которых наблюдается высокое солеотложение и скважин с высоким содержанием песка в продукции;
- позволяет в широких пределах регулировать отбор жидкости, в результате чего упрощается эксплуатация водоплавающих залежей и выравнивание фронта продвижения закачиваемой воды;
- повышенное содержание газа и высокая температура пластовой воды, жидкости играют положительную роль в процессе подъема продукции скважин.

3.2 Системы и конструкции газлифтных подъемников

По направлению нагнетания рабочего агента газлифтные подъемники бывают кольцевыми или центральными, по числу спускаемых рядов подъемники бывают однорядными и двухрядными, а иногда трехрядными, в случае, когда одной скважиной эксплуатируется сразу два пласта.

Кольцевая система (однорядном подъемнике), когда в скважину спускают один ряд НКТ, который является подъемной колонной. Каналом для подачи газа является кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной (рис. 3.1).

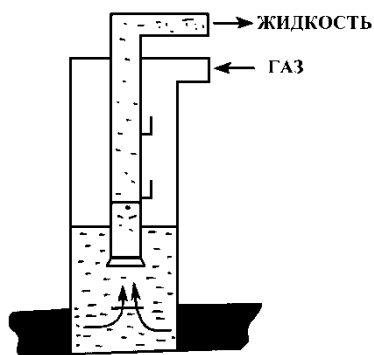


Рисунок 3.1 подъемник кольцевой с однорядным лифтом

В зависимости от дебитов скважин применяются НКТ следующих диаметров. Следует отметить, что трубы диаметром 114мм, применяются крайне редко из-за большой металлоемкости и отсутствия подъемников соответствующей грузоподъемности при ремонте скважин.

Таблица 3.1 - зависимость дебита от диаметра НКТ

Дебит, т/сут	от 20 до 50	от 50 до 80	от 80 до 300	от 300 до 700	от 700 до 1400
Диаметр НКТ, мм	48	60	73	89	114

При неудовлетворительном состоянии эксплуатационной колонны скважины или при конструкции скважины, не рассчитанной на эксплуатацию газлифтным способом, применяется двухрядный подъемник. В этом случае, в скважину спускается два concentрически расположенных ряда труб. Рабочий агент поступает через кольцевое пространство между трубами, а жидкость поднимается по внутренней трубе (рис. 3.2)

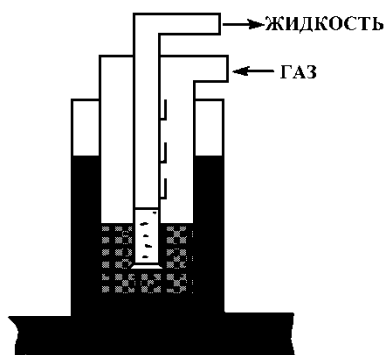


Рисунок 3.2 Подъемник кольцевой с двухрядным лифтом

При дебите скважины свыше 300 т/сут применяется газлифт центральной системы. В этом случае газ поступает в скважину по колонне НКТ, а отбор жидкости производится по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и НКТ. Центральным газлифтом могут эксплуатироваться скважины с дебитом до 2000 т/сут. Недостатком этой системы является отбор жидкости по обсадной колонне, что приводит к сравнительно быстрому коррозионному и эрозионному ее износу (рис. 3.3).

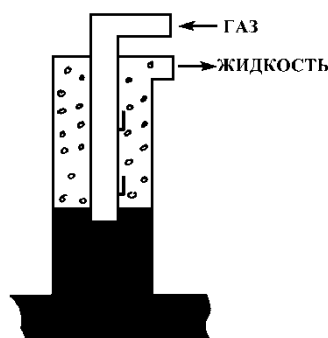


Рисунок 3.3 Подъемник центральной системы

В скважину спущены концентрически два ряда труб. По центральным трубам закачивается газ, а отбор жидкости производится по кольцевому пространству между трубами. При использовании для центральных труб – НКТ 48мм, а для внешнего ряда – НКТ 114мм, можно получить дебит до 700 м³/сут. В промысловой практике наибольшее распространение получил кольцевой газлифт с однорядным подъемником. Двухрядный подъемник применяется, как правило, при отсутствии герметичности эксплуатационной колонны. На рис. 3.4 на схеме подъемника центральной системы с двухрядным лифтом.

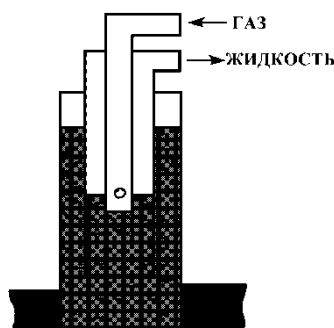


Рисунок 3.4 Подъемник центральной системы с двухрядным лифтом

При эксплуатации месторождений со слабосцементированными песчаниками для обеспечения условия выноса песка с забоя скважины подъемные трубы спускаются до забоя.

По источнику газоснабжения газлифты может быть компрессорным или бескомпрессорным. При компрессорном газлифте источником газа высокого давления (ВД) являются компрессорные станции (КС), от которых газ поступает в скважины по системам газопроводов. При наличии в геологическом разрезе месторождения газовых пластов они используются в

качестве источников газа для подъема жидкости (бескомпрессорный газлифт). Бескомпрессорный газлифт разделяется на внутрискважинный и автономный. При внутрискважинном газлифте газ из газового пласта поступает в лифт на глубине пласта (рис. 3.5)

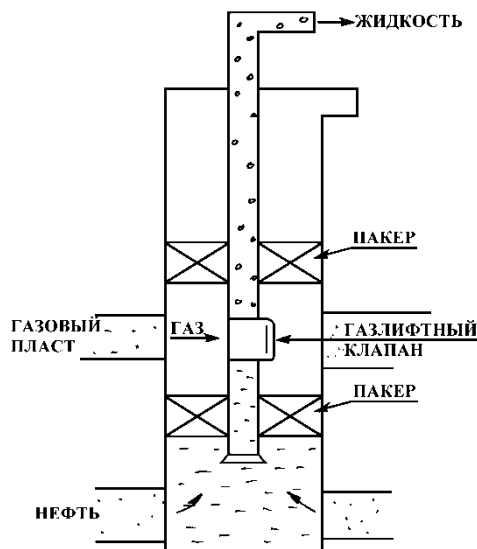


Рисунок 3.5 Схема внутрискважинного газлифта

При автономном бескомпрессорном газлифте источником газа ВД является газовая скважина, из которой газ через газораспределитель - манифольд, поступает в газлифтную скважину. Бескомпрессорный газлифт является наиболее дешевым из всех механизированных способов добычи.[7,8]

3.3 Подземное оборудование газлифтных скважин

Для снижения пускового давления и обеспечения максимальной глубины ввода газа в лифт предназначены газлифтные клапана, в результате чего снижается расход рабочего агента, повышается дебит скважин и повышается рентабельность добычи нефти газлифтом. На сегодняшний день известно много различных типов газлифтных клапанов.

На рис. 3.6 представлены схемы подземного оборудования газлифтных скважин для кольцевой и центральной системы.

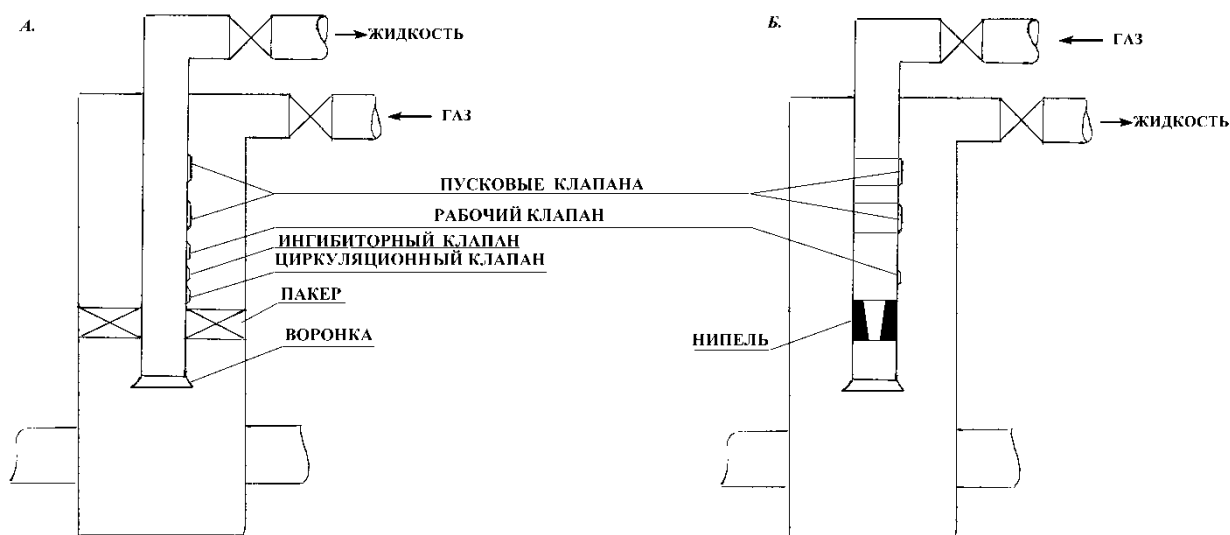


Рисунок 3.6 Схема подземного оборудования газлифтной скважины
(А. Кольцевая система; Б. Центральная система)

Газлифтный клапан состоит из разъемного корпуса, в котором есть отверстия для поступления газа из кармана мандрели во внутреннюю полость клапана. Для исключения прорыва газа мимо клапана на корпусе расположены уплотнительные манжеты. Сильфон является чувствительным элементом, регулирующим работу клапан, заполненный на поверхности азотом. В нижней части сильфона – шток с шариком из твердосплавного материала, который покрывает отверстие седла.

Для исключения поступления жидкости из НКТ в затрубье после остановки скважины, в нижней части клапана расположен обратный клапан. Над обратным клапаном – цанговое устройство для фиксации клапана в кармане мандрели.

В верхней части клапана – ловильная головка, при помощи которой клапан может быть извлечен.

При подаче газа в затрубье – он поступает через карман мандрели в клапан и под его давлением сильфон сжимается, перемещая шток вверх, при этом открывается отверстие седла клапана и газ поступает во внутреннюю полость клапана. Затем, через боковые отверстия в хвостовике, он поступает в мандрель и в НКТ, производя подъем жидкости на поверхность. После снижения давления в НКТ и затрубье происходит закрытие клапана. Во

время пуска, для исключения колебаний сильфона, в нем вмонтировано демпферное устройство, а в сильфон заливается масло. Мандрели предназначены для установки в них клапана для подачи ингибиторов в НКТ и глухих пробок, циркуляционного клапана, газлифтного клапана.

В верхней части мандрели расположена втулка с косым срезом для ориентации канатного инструмента в сторону кармана. Над карманом приварены направляющие планки.

Циркуляционный клапан предназначен для глушения скважины перед ремонтом. Они устанавливаются непосредственно над пакером. Во внутренней полости клапана имеется плунжер с уплотнительным элементом, который зафиксирован в корпусе клапана. Для глушения скважины необходимо создать давление в НКТ. Давлением срезается плунжер, открывается отверстие в теле клапана, т. е. Создается циркуляция между затрубьем и НКТ. В подземном оборудовании предусмотрен ингибиторный клапан, для защиты газлифта от отложения солей, парафина или коррозии. В качестве ингибиторного клапана применяются газлифтные клапана с малым седлом.

Ниппель предназначен для опрессовки НКТ в скважинах без пакера. Ниппель представляет собой муфту с резьбой НКТ, с посадочным местом для пробки. После окончания ремонта скважины в ниппель устанавливается пробка и опрессовывают НКТ насосным агрегатом.[2]

3.4 Технологическая схема компрессорного газлифта

В состав газлифтного комплекса «Х» нефтегазового месторождения входят 13 компрессорных станции, каждая из которых оборудована тремя компрессорными линиями. Компрессоры центробежного типа имеют производительность 4.5 млн. м³/сут. Таким образом, установленная мощность компрессорных станции составляет 58.5 млн. м³/сут. Все компрессорные станции закольцованы между собой газопроводом диаметром

325мм, выполненной по двухтрубной схеме. Транспортирование газа до куста газлифтных скважин производится по системе газопроводов высокого давления.

Максимальный уровень добычи был достигнут в 2013г. Основной причиной снижения добычи нефти является рост обводненности продукции скважин. Необходимо отметить, что удельный рост газа был снижен с 66.9 м³/сут в 1985г. до 38.0 м³/т в 1995г. несмотря на рост обводненности продукции. Это было достигнуто за счет внедрения ряда мероприятий, к основным из которых относится оптимизация диаметра лифта, применение НКТ с уплотнительными кольцами, перевод скважин на периодический газлифт, применение методики расчета оптимального распределения газа высокого давления и оперативного исследования газлифтных скважин.[6]

В табл. 3.2 приведены основные показатели, характеризующие развитие газлифтного комплекса в АО «Х» за несколько лет.

Таблица 3.2 - Показатели по газлифту

Показатель	1985	1988	1990	1991	1993	1995	1998	2013
Фонд скважин	382	480	526	636	638	634	590	6711
Обводненность продукции, %	74.2	78.4	88.7	92.7	94.5	95.5	95.5	98.0
Удельный расход газа, м ³ /т	66.9	63.6	57.0	57.6	57.9	38.0	47.9	59.3
Среднесуточный дебит скважин по нефти, т/сут	121.2	96.1	61.8	38.6	25.9	7.9	14.4	37.0
Потребление компримированного газа, млрд. м ³	3.08	4.25	5.14	4.98	4.56	1.16	1.22	5.12
Добыча нефти, млн. т.	12.0	14.8	14.3	7.7	5.1	1.5	1.3	16.6

Большую роль в поддержании заданного технологического режима газлифтных скважин играет автоматизированная система управления.

Управление технологическим процессом добычи нефти газлифтом на каждом кусту производится терминалом, который через каждые 30 секунд

производит опрос всех датчиков. При отклонении режима работы скважины от заданного, терминал дает команды на его восстановление. Через каждые 3 минуты информация из терминала передается на районный вычислительный центр, где производится ее обработка и выдача отчетных документов. С районного вычислительного центра (РИВЦ) имеется возможность менять режим работы скважин вплоть до их остановки или запуска, что позволяет оперативно управлять работой скважин. Через каждый час информация с РИВЦ поступает на центральную ЭВМ, где имеется ряд программ, позволяющих анализировать работу скважин и принимать оперативные решения. Таким образом, автоматизированная система управления позволяет в значительной степени повысить эффективность газлифтного способа добычи нефти. В настоящее время газлифтным способом добывается 56.43% добычи жидкости от общей добычи в АО «Х». Добыча нефти составляет 30.24% соответственно.

Источником газа для газлифтной системы является компрессорная станция. Она предназначена для сжатия газа до рабочего давления и для осушки газа с целью исключения образования гидратов.[12]

Компрессор имеет две ступени, между которыми газ охлаждается и проходит сепаратор для отделения жидкой фазы. Давление после первой ступени составляет 3.5 МПа. После 2-ой ступени газ поступает в адсорбер, где происходит его осушка до точки росы. Для осушки применяется триэтеленгликоль. Температура газа на выходе из компрессорной станции $t_f=45^{\circ}\text{C}$, давление $P = 11 \text{ МПа}$. [16]

При транспортировке газа высокого давления по системе трубопроводов температура газа снижается, в результате чего тяжелые фракции газа сжижаются. Для предотвращения данного процесса предусмотрены теплообменники. Из теплообменника газ идет в газораспределительный манифольд, где производится его распределение по газлифтным скважинам, регулируется расход газа по каждой скважине, производится замер давления и температуры закачиваемого газа. Произведя работу по подъему жидкости

на поверхность, газ в составе газонефтяной смеси, проходя через АГЗУ, по системе нефтесбора поступает на первую ступень сепарации. Здесь производят отделение газа от жидкости. С первой ступени сепарации газ подается на компрессорную станцию. Через установку дополнительной сепарации излишки газа поступают на ГПЗ. На рис. 3.7 приведена общая технологическая схема компрессорного газлифта.[14]

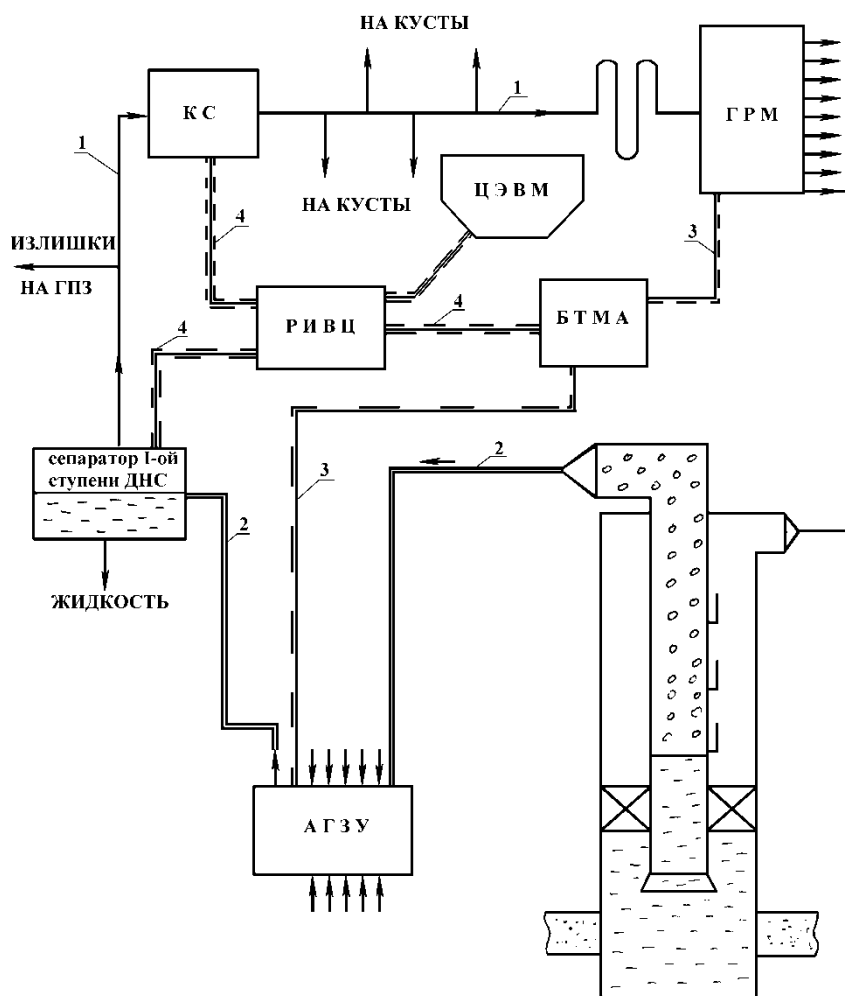


Рисунок 3.7 - Технологическая схема компрессорного газлифта
1 — газопровод высокого давления; 2 — нефтесборный коллектор; 3 — кустовые линии телекоммуникации; 4 — центральные линии телекоммуникации.

Оборудование ГРМ расположено в утепленном блоке. На входе ГРМ установлен манометр, датчик давления и датчик температуры. По трубе диаметром 100мм газ поступает в ГРМ через электроприводной шаровой

кран, который предназначен для отсечки ГРМ от сети трубопроводов высокого давления в следующих аварийных случаях:

- 1) при превышении давления (11.5МПа);
- 2) при превышении температуры (40⁰С);
- 3) при снижении давления газа до минимума (8 МПа);
- 4) при снижении давления газа в ГЗУ ниже минимального (0.4 – 0.5 МПа);
- 5) при превышении давления в АГЗУ выше максимального (2.5 МПа);
- 6) при загазованности в помещении ГРМ выше 40% от нижнего предела воспламенения.

Далее газ поступает в диафрагменную камеру для замера общего расхода, из диафрагменной камеры в коллектор, откуда он распределяется по скважинным линиям. Каждая скважинная линия отсекается от коллектора шаровым краном.

На скважинной линии установлена диафрагменная камера с датчиком расхода. Газ, проходя через диафрагменную камеру, создает перепад давления, который преобразуется в электронный сигнал.

Электронный сигнал поступает в терминал, который производит расчет расхода газа и формирование управляющих сигналов для регулирования расхода газа. Из регулятора расхода газа (FCV) газ поступает в скважину. После регулятора расхода газа установлен манометр и датчик давления. Каждая скважинная линия через шаровой кран соединяется, с продувочных свечей для сброса давления при ремонтно-профилактических работах. [1]

Регулятор расхода газа (РРГ) автоматически закрывается при понижении давления до минимального значения (порывы газопровода).

В помещении ГРМ имеется 2 дозировочных насоса с емкостями для химических реагентов (ингибиторов коррозии). Сигнал о расхождении от дозировки насосов поступает в блок дозирования, который позволяет регулировать подачу реагентов в скважину.

Подача реагентов осуществляется из под седла РРГ. В ГРМ установлен вентилятор производительностью 280 м³/час, который включается при загазованности в ГРМ 10% от нижнего предела воспламенения и при температуре 40⁰С в помещении.

Электроприводной шаровой кран и РРГ имеют штурвал для ручного управления. На рис. 3.8 представлена технологическая схема ГРМ. [2]

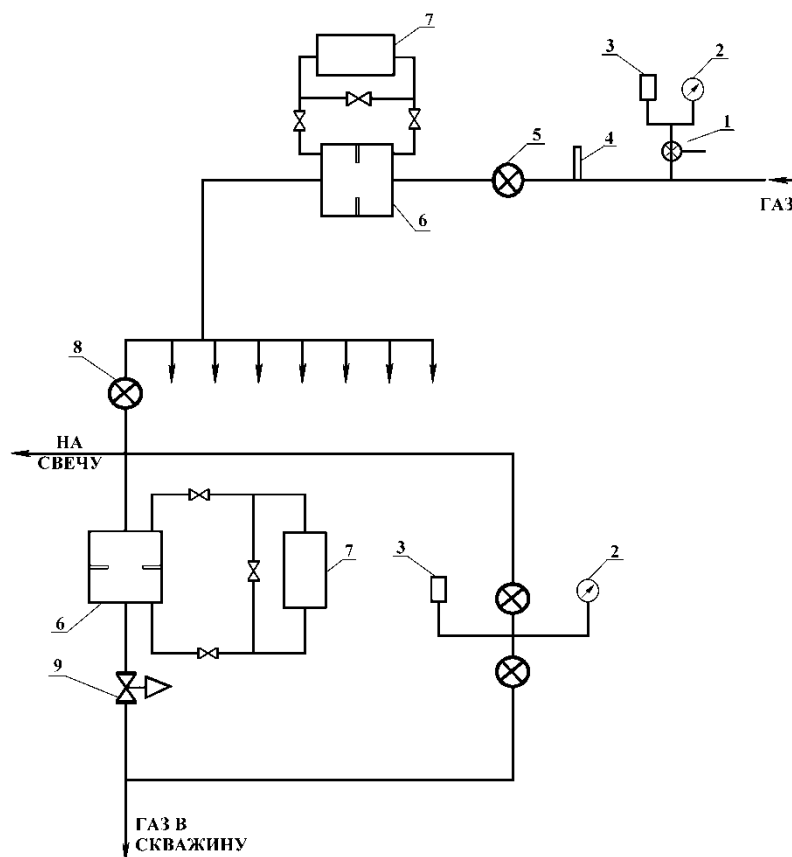


Рисунок 3.8 Технологическая схема ГРМ

1 – шаровой кран «1/2»; 2 – манометр; 3 – датчик давления; 4 – датчик температуры; 5 – электроприводной шаровой кран; 6 – диафрагменная камера; 7 – датчик расхода; 8 – шаровой кран «2»; 9 – регулятор расхода газа.

3.5 Осложнения при работе газлифтных скважин и способы их устранения

Нормальная работа газлифтных скважин может нарушаться по следующим причинам: образование песчаных пробок; отложение солей;

скопление воды на забое и образование стойких водонефтяных эмульсии. Основным осложняющим фактором является образование гидратов, отложение солей и парафина. Образование гидратов в газопроводе и в газлифтном кустовом оборудовании происходит при некачественной осушке газа. Основным способом исключения гидратообразования является применение теплообменников, в которых газ подогревается до температуры $30 - 45^{\circ}\text{C}$, это полностью исключает образование гидратов. Образование гидратов в НКТ происходит в низкодебитных скважинах с высокой обводненностью добываемой продукции. Исследованиями установлено, что образование гидратов в НКТ происходит в местах утечки газа через резьбовые соединения в НКТ. Температура газа, поступающего через резьбовые соединения, значительно снижается, что и является причиной отложения гидратов. В 2000 – 2013 годах в низкодебитные газлифтные скважины начали спускать высокогерметичные НКТ с полимерными уплотнительными кольцами, что привело к сокращению в несколько раз количества скважин с отложениями гидратов. Ликвидация гидратных пробок при наличии циркуляции в скважине производится горячей обработкой скважин, при отсутствии ликвидации гидратных пробок производится спуском в НКТ электронагревательных элементов. Вторым способом ликвидации является спуск в НКТ труб малого диаметра и создание циркуляции горячего раствора между трубами.

Отложения парафина происходит в низкодебитных скважинах с низким содержанием воды. Ликвидация отложения парафина производится периодической горячей обработкой. При отсутствии циркуляции – спуском в НКТ труб малого диаметра и промывка горячей жидкостью. Спуск электронагревательных приборов не допустимо из – за кристаллизации парафина в верхней части НКТ.

Отложение солей происходит по причине термохимической нестабильности пластовой воды. Для исключения отложения солей

применяется два метода: дозирование химических реагентов в поток газа и их задавка в ПЗС. Метод дозирования не нашел широкого применения, так как возникают трудности с обслуживанием дозирующих устройств. В настоящее время применяется задавка в ПЗС раствора ингибитора солеотложения. В процессе эксплуатации периодически производится химический анализ проб из скважины на содержание химических реагентов. При его концентрации ниже допустимой производят повторную задавку.

Наличие песка в продукции скважин практически не влияет на работу подземного оборудования, однако, в этих скважинах происходит осаждение песка на забое до полного погребения интервала перфорации. Для выноса песка с забоя скважины НКТ спускается ниже интервала перфорации, что увеличивает скорость потока жидкости, и как следствие улучшает вынос песка на поверхность.[12]

В табл. 3.3 приведены причины отказов, неисправности, причины простоя и бездействия газлифтных скважин в АО «Х».

Таблица 3.3 - Причины простоя и бездействия газлифтных скважин

№	Причины	Количество
1	Негерметичность НКТ	56
2	Негерметичность ОК	13
3	Восстановление циркуляции	3
4	Обрыв инструмента ЦПРГС и приборов ЦНИПР	9
5	Отложение солей и парафина	9
6	Брак подземного оборудования, обрыв части клапана, направляющей	15
7	Засорение скважины	6
8	Брак в работе бригад ПРС, КРС	1
9	Прочие	2
10	Определение технического состояния ОК. Ревизия газлифтных компоновок	49

Как видно из таблицы 3.3, наибольшее число отказов произошло из – за потери герметичности НКТ. Это произошло в 56 случаях, что составляет 49% от общего числа отказов. Потери герметичности НКТ происходят по следующим основным причинам: из-за коррозии, брака резьбы и брака работ бригад ПРС и КРС.

Коррозионная активность пластовой воды в газлифтных скважинах различна. Для накопления статистических данных и систематизации скважин по коррозионной активности пластовой воды в АО «Х» после подъема НКТ из всех газлифтных скважин производится их ревизия. В скважинах с высокой коррозионной активностью смена НКТ производится не реже одного раза в год. Исследованиями установлено, что утечка газа через резьбовые соединения составляет 8.1% от всего объема закачиваемого газа, из чего следует, что герметичности НКТ должно уделяться повышенное внимание.

Из-за брака подземного оборудования произведены ремонты в 15 скважинах, что составляет 13% от общего числа отказов. Брак подземного оборудования объясняется низким качеством изготовления газлифтных скважинных камер, некачественный ниппель, направляющая планка, несоответствие геометрических размеров кармана рабочим чертежам. Для исключения спуска в скважину бракованного подземного оборудования в АО «Х» производится входной контроль скважинных камер перед отправкой их на скважину.[14]

3.6 Мероприятия по повышению эффективности работы газлифтных скважин

Основным экономическим показателем при эксплуатации газлифтных скважин является удельный расход газа

$$R = V_z / Q_{жс}$$

где R – удельный расход газа, м³/т;

V – расход газа, тыс. м³/сут;

Q – дебит скважины или группы скважин, т.

Существует несколько методов, направленных на снижение удельного расхода газа.

1. Выбор оптимального диаметра лифта. Этот метод реализуется при расчете подземного оборудования газлифтной скважины. Практика показала, что для скважин с дебитом более 300–500 м³/сут наиболее рациональным лифтом является кольцевое пространство между НКТ и эксплуатационной колонной, т. е. Центральный газлифт. В области низких дебитов (менее 40 т/сут), расчеты дают оптимальный лифт с диаметром НКТ менее 2-х дюймов. Однако лифт с малым диаметром подвержен более интенсивному отложению парафина, промышленностью не выпускается колонного инструмента на соответствующий диаметр НКТ. По этой причине НКТ с диаметром менее двух дюймов не применяется.

2. В низкодебитных скважинах скорость подъема жидкости в лифте очень малая, в результате чего пузырьки газа, всплывая в жидкости, значительно опережают жидкость, не производя при этом полезной работы. Для создания повышенной скорости в низкодебитных скважинах их более рационально эксплуатировать периодическим газлифтом

Существует несколько схем периодического лифта:

- с отсечением газа на поверхности;
- с отсечением газа на глубине;
- с постоянной закачкой газа в скважину и периодическим открыванием устья.

Наиболее распространенной является схема с отсечкой газа на глубине газлифтным клапаном, в качестве которого применяется клапан с большим диаметром седла, обеспечивающим высокое значение расхода газа. В настоящее время в АО «Х» нашел применение периодический газлифт с отсечкой газа на глубине.

Периодический газлифт позволяет снизить удельный расход на низкодебитных скважинах на 30–40%. Кроме того, циклическое воздействие на ПЗС улучшает ее продуктивность.

Однако область применения периодического газлифта ограничивается диапазоном дебитов от до 40 т/сут и оказывает незначительное влияние на снижение удельного расхода газа в целом по газлифтному комплексу.

3. Анализ причин отказов по газлифтным скважинам за 2013 год показывает, что в 56 скважинах из 114 отказ произошел из-за негерметичности НКТ в резьбовых соединениях.

Промысловые исследования показали, что утечки газа через резьбовые соединения наблюдаются практически во всех скважинах и величина этой утечки газа составляет 8 – 10% от расхода закачиваемого газа.

Принимая во внимание, что абсолютное значение утечки газа для скважин с различным дебитом одинаково, можно сделать вывод, что удельный расход газа в значительной степени обусловлен негерметичностью НКТ.

В низкодебитных скважинах утечки газа составляют 50% от режимного расхода газа, в высокодебитных скважинах это значение составляет 5 – 8%.

Для решения вопроса повышения герметичности лифтов используются НКТ с уплотнительными полимерными кольцами, которые располагаются в проточке муфты НКТ.

4. Большое влияние на удельный расход газа оказывает буферное давление, которое в значительной степени зависит от дебита скважины. По

высокодебитным скважинам динамическое буферное давление отличается от статического на 0.8–1 МПа. Все эти скважины эксплуатируются центральным газлифтом.

Кольцевое пространство, по которому производится отбор жидкости, соединяется с затрубной струной через отверстие диаметром 43мм, в результате чего устьевое давление повышается на 0.8-1МПа. Это приводит к снижению дебита и повышению удельного расхода газа. Для снижения буферного давления отбор жидкости по этим скважинам производится по двух-затрубным струнам. В результате давление уменьшается в среднем на 0.5 МПа, а так же снижается удельный расход газа и повышается дебит скважин.

5. Расширение газлифтного способа добычи нефти требует организации и внедрения мероприятия по оптимизации технологических режимов и экономии расхода рабочего агента[2]. Особенностью ситуации в настоящее время является необходимость оперативно устанавливать режимы для большого фонда скважин. Соответствующие методы оптимизации газлифтного способа добычи нефти основаны, как правило. На результатах исследования отдельных скважин и обладают двумя принципиальными недостатками. Во первых, они не учитывают наличия взаимодействия между скважинами, которое может осуществляться как через пласт, так и через наземные коммуникации подачи рабочего агента.[14]

В условиях работы АО «Х», оказалось, трудно учесть фактор взаимодействия режимов работы отдельных скважин от режима работы группы скважин по ряду причин.

Во-первых, один и тот же пласт зачастую эксплуатируется разными способами добычи.

Во-вторых, для того, чтобы учесть фактор взаимодействия, требуется обширная геолого-промысловая информация для получения кривых корреляционной зависимости работы скважины от группы скважин в целом.

Для учета влияния интерференции скважин на «Х» месторождении были проведены эксперименты с участием специалистов из различных организаций. Выбирались скважины с большим дебитом и высокопроницаемые пласты. Корреляционные зависимости получены не были, но определили, что на работу группы скважин большее влияние оказывает пластовое давление. Вывод, что для более эффективной работы группы скважин следует закачивать количество воды большее, чем добыто жидкости или хотя бы столько же.

В-третьих, в ходе другого эксперимента было установлено, что пласты «Х» месторождения сильно анизотропны. Эксперимент проводился с использованием радиоактивных изотопов, добавляемых в закачиваемую воду с целью определения времени, необходимого для прохождения нагнетаемой воды от нагнетательных скважин до добывающих. В результате, в ряде случаев вода проходила этот путь не за полгода, а за три дня. Т.е. вода проходила по пласту, по каналам, не охватывая значительную площадь пласта.

Другой недостаток используемых методов оптимизации газлифтного способа заключается в том, что одновременное проведение исследований все увеличивающегося фонда газлифтных скважин с заданной периодичностью оказывается невозможным или трудновыполнимым из-за ограничений технических и людских ресурсов.

Таким образом возникает задача использования адекватных методов исследования и контроля за работой большого фонда газлифтных скважин. Поэтому наряду с обычными подходами необходимо использовать методы теории больших систем.

Системный подход позволяет выявлять и анализировать свойства функционирования фонда газлифтных скважин в целом или его составляющих, которые при индивидуальном подходе остаются невоскрываемыми, производить регулирование и оптимизацию режимов работы,

обеспечивающих устойчивую работу группы скважин в заданном диапазоне условий, контролировать и прогнозировать изменение технологических показателей больших групп скважин и всего фонда в целом на различных иерархических уровнях.

Применение инженерных решений, в частности, определение необходимых режимов работы скважин, приходится производить в условиях недостаточной информации. Это определяется рядом причин, таких как например недостаточная точность замера технологических показателей, трудность учета из изменения, особенности работы технологического оборудования и т.д. Это так же делает необходимым применение системных методов, хорошо приспособленных к данной ситуации. На рис. 3.9 представлен алгоритм решения с использованием системного метода.[2]

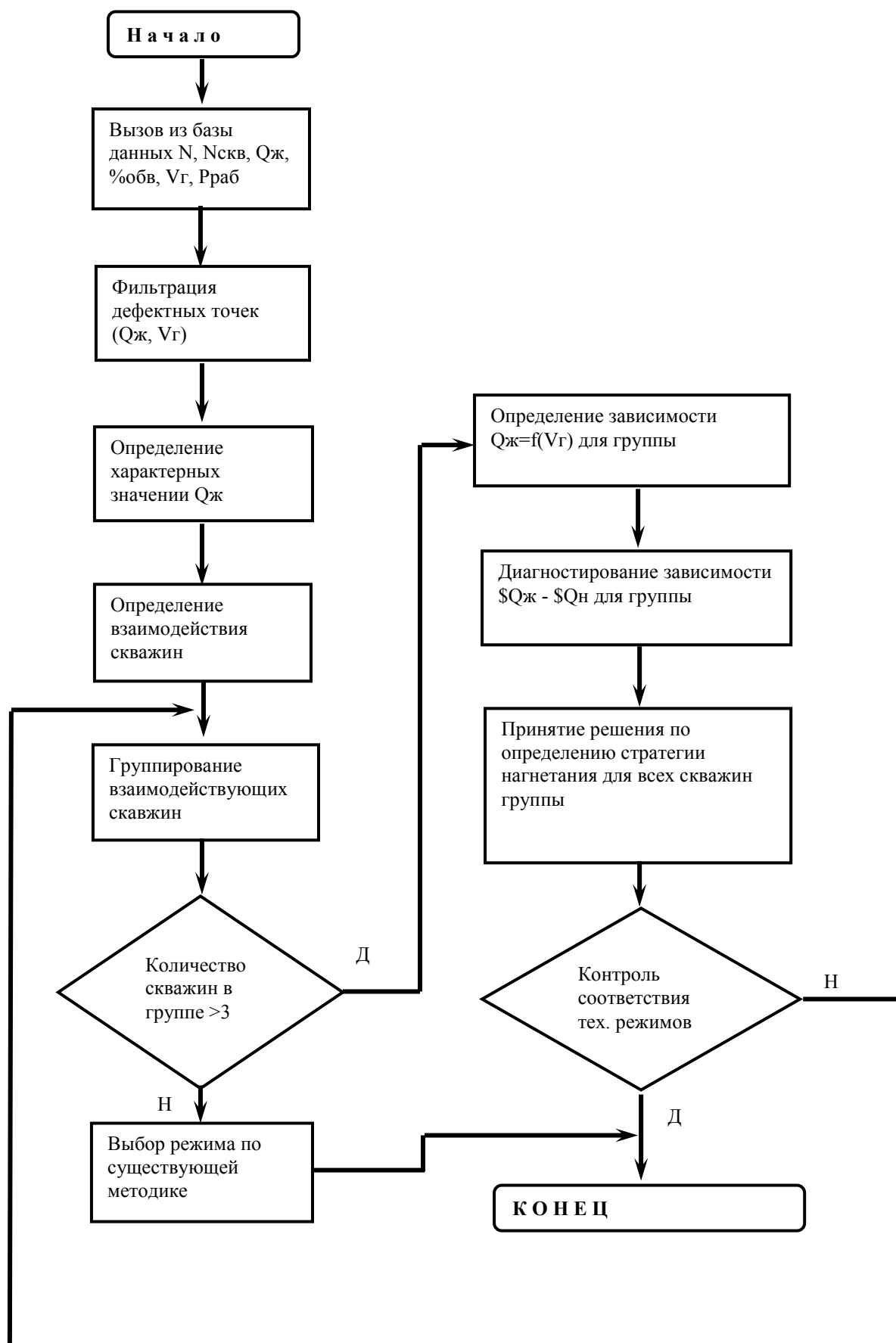


Рисунок 3.9 Алгоритм решения с использованием системного метода

Правильное перераспределение заданного ресурса газа, обеспечивающего максимальный отбор жидкости действующим фондом газлифтных скважин, представляет определенные требования к правильному формированию массива исходных данных.

Таким образом, прежде, чем переходить к какому либо анализу, обработке информационного массива, необходимо проверить исследуемую совокупность исходных данных на присутствие так называемых дефектных точек.

Излагаемый ниже способ основан на оценке различных крайних значений информационного массива.

Для проверки на дефектность наибольшей величины подсчитывается отношение:

$$\frac{X_n - X_{n-1}}{X_n - X_1}$$

где X_i – значения дебита жидкости.

Если получаемая величина меньше величины, взятой из таблицы критических точек для определения дефектности величин, то x_n или максимальный дебит считается достоверной величиной и сохраняется в базе данных.

Аналогично для наименьшей величины:

$$\frac{X_2 - X_1}{X_n - X_1}$$

Отношение $\frac{X_n - X_{n-1}}{X_n - X_1}$ позволяет выявить дефектность наибольшей величины в условиях, когда предполагается дефектными как наибольшая, так и наименьшая величина дебита.

По исключению недостоверных замеров, с целью восстановления объема информационных массивов, следует дополнить их характерными величинами замеров дебита жидкости и расхода газа.

При выборе оптимального режима работы газлифтных скважин необходимо учитывать, что назначенный оптимальный режим может быть оптимален лишь короткое время, равный времени взаимодействия скважин, поскольку гидродинамические связи приводят к перераспределению фильтрационных потоков внутри пласта и назначенный режим, как правило, нарушается. Другой причиной может быть взаимодействие через наземные коммуникации.[2]

Изменение расхода нагнетаемого газа в некоторую скважину приводит к изменению режима работы, как самой скважины, так и взаимодействующих с ней. Поэтому для правильного назначения оптимального режима необходимо из всего фонда скважин выделить группы взаимодействующих.

Изменение режима работы скважины, а также изменение дебита жидкости приведет к изменению буферного давления и, следовательно, к изменению давления в нефтесборном коллекторе. Так как нефтесборный коллектор объединяет несколько кустов скважин, то изменение давления в коллекторе влияет на буферное давление на других кустах, в результате изменяется режим работы этих скважин. Так, например, увеличение дебита высокодебитной скважины приводит к увеличению давления. В результате давление в коллекторе увеличивается, что приводит к увеличению буферного давления на других кустах скважин, что, в свою очередь приводит к снижению дебита других скважин, а если эти скважины малодебитны, то потери добычи в них.

Поэтому при расчете оптимизации системы газлифтных скважин следует учитывать эти факторы.

Назначение технологических режимов для группы скважин должно обеспечивать максимальное увеличение дебитов скважин по нефти и

уменьшение расхода рабочего агента, подаваемого на группу скважин. Поскольку газлифтная характеристика скважины связывает между собой расход газа и дебит жидкости, то для обеспечения прироста добычи нефти необходимо иметь связь между дебитами жидкости и нефти. Из-за ограниченного числа замеров обводненности продукции и влияния различных неконтролируемых факторов эта связь носит случайный характер.[14]

Исходя из того, что выбор режимов в ситуации неполной определенности, так как абсолютно достоверно предсказать результаты от изменения режимов нельзя, применение решения должно производиться с учетом этого обстоятельства. В ситуации, когда необходимо сделать выбор между режимами с минимальным удельным расходом газа или максимальным дебитом жидкости, или некоторым средним между этими режимами, используется один из критериев принятия решения в условиях неопределенности. Одним из подходящих в данной задаче является критерии Гурвица, учитывающий эвристический коэффициент успешности. При этом оптимальный режим выбирается по групповой характеристике исходя из условия:

$$Q_{\text{опт.ж}} = \alpha \cdot Q_{\text{max.ж}} + (1 - \alpha) \cdot Q_{\text{min.уд.расх.}}$$

где α – эвристический коэффициент успешности;

$Q_{\text{max. ж}}$ – соответствует максимальной величине отбора жидкости;

$Q_{\text{min. уд. расх.}}$ – отбор жидкости, соответствующий минимальному удельному расходу газа.

Когда прирост дебитов жидкости и нефти равны $\alpha=1$ и в соответствии с уравнением, оптимальный режим совпадает с режимом максимального дебита. В случае отсутствия приращения дебита нефти при увеличении добычи жидкости ($\alpha=0$) оптимальный режим обеспечивает минимум удельного расхода.

3.7 Исследования газлифтных скважин с целью определения технологического режима

Для определения технологического режима газлифтные скважины исследуются методом установившихся отборов с периодичностью не менее 6 месяцев. Первоначальный режим по скважинам устанавливается заведомо правее режима максимального дебита на 15 – 20% . Все остальные режимы устанавливаются при снижении расхода газа через 15%. Замер дебита производится на напорном режиме после стабилизации забойного давления. Время стабилизации зависит от коэффициента продуктивности скважины и приведено в табл. 3.4

Таблица 3.4 - Зависимость времени стабилизации от коэффициента продуктивности

Кoeff. продукт., т/сут/10 ⁵ Па	Менее 1	1 ÷ 2	2 ÷ 4	4 ÷ 8	8 ÷ 12	12 ÷ 18	18 ÷ 25	Более 25
Время стабилизации, час	24	12	10	8	5	3	2	1.5

Одновременный замер дебита скважины и расхода закачиваемого в него газа производится на 5 – 6 режимах. Для достоверности замеров длительность замера выбирается в зависимости от дебита скважины (табл.3.5).

Таблица 3.5 – Зависимость времени замера от ожидаемого дебита скважин

Ожидаемый дебит скважин, м ³ /сут	Менее 25	25 ÷ 50	50 ÷ 100	100 ÷ 200	200 ÷ 400	400 ÷ 800	Более 800
Время замера, час	12	6	5	4	3	2	1

При окончании исследования по полученным результатам строят график зависимости дебита от величины закачиваемого газа (рис. 3.10)

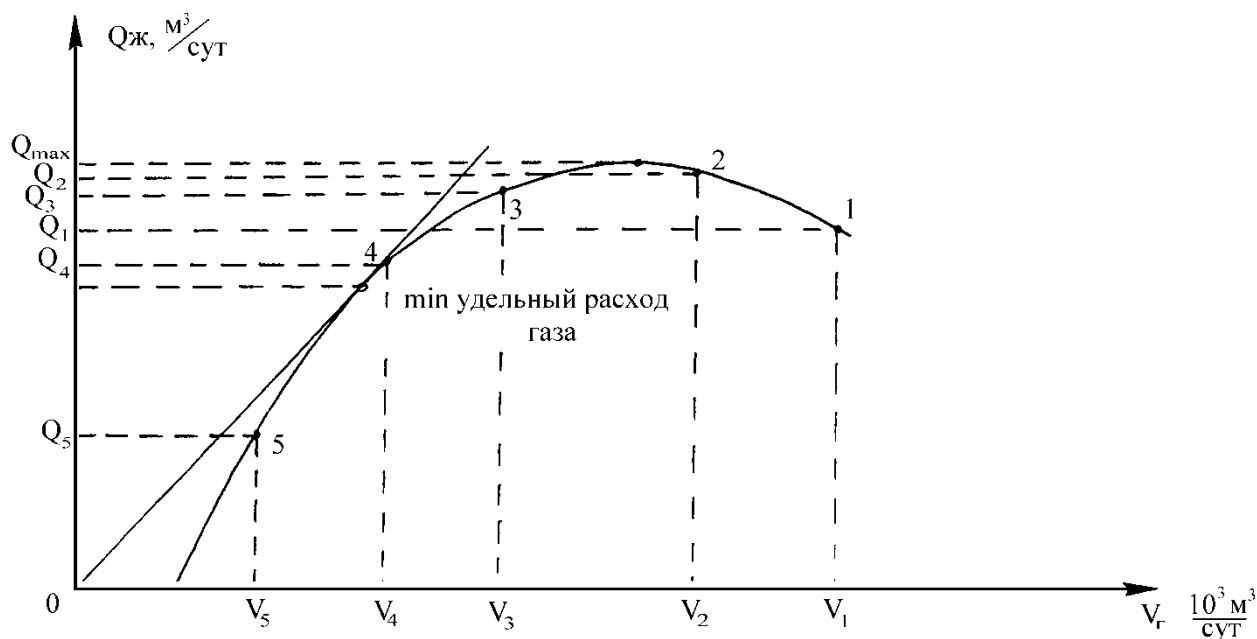


Рисунок 3.10 График зависимости дебита газлифтной скважины от расхода газа

На этом графике находится режим максимального дебита и режим минимального удельного расхода газа, который определяется построением касательной, проведенной из начала координат к кривой.

В промысловой практике технологический режим скважины определяется при расходе газа на 10 – 15% ниже расхода газа при максимальном дебите. Однако такой выбор режима не является правомерным из-за различной обводненности продукции скважин, различной крутизны характеристических кривых. В АО «Х» результаты исследования обрабатываются на ЭВМ. Характеристическая кривая строится с использованием методов математической статистики.[14]

3.8 Методика расчета оптимального технологического режима работы системы газлифтных скважин

Дебит газлифтной скважины наиболее полно описывает уравнение следующего вида:

$$Q = A \cdot V^2 + B \cdot V + C \quad (3.1)$$

где Q – дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$;

V – расход газа, тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$;

A, B, C – неизвестные коэффициенты.

Для определения этих коэффициентов необходимо задаться 3-я произвольными значениями расхода газа и соответствующим им значением дебита жидкости по реальной зависимости дебита скважины от расхода закачиваемого газа. На рис. 3.11 представлен график зависимости Q от V на примере гипотетической скважины.

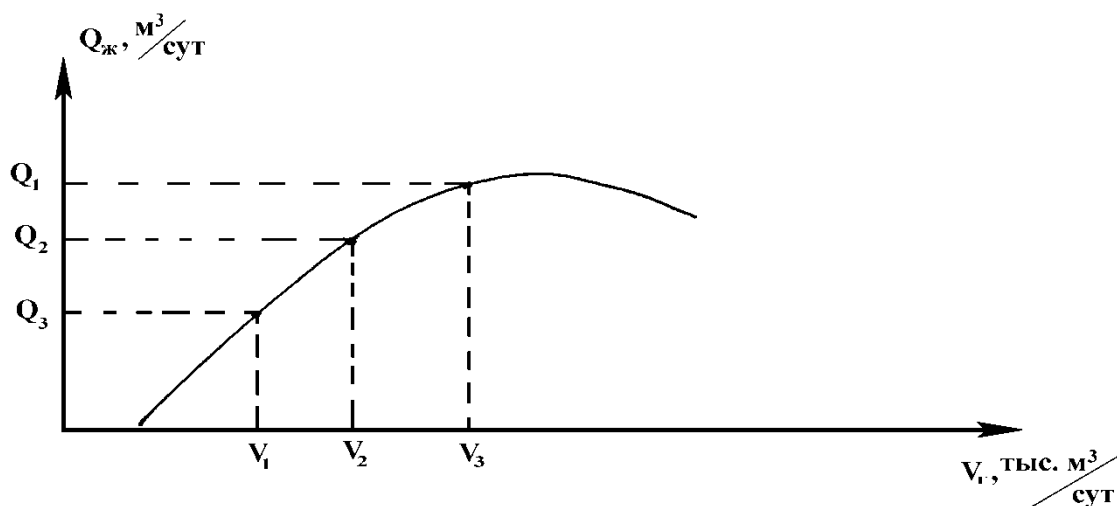


Рисунок 3.11 График зависимости дебита от расхода газа.

Подставив значения V_1, V_2, V_3 и Q_1, Q_2, Q_3 в уравнение (3.1) получим систему 3-х уравнений:

$$\begin{cases} Q_1 = A \cdot V_1^2 + B \cdot V_1 + C \\ Q_2 = A \cdot V_2^2 + B \cdot V_2 + C \\ Q_3 = A \cdot V_3^2 + B \cdot V_3 + C \end{cases}$$

Решив эту систему находим коэффициента А, В, С. Суммарный максимальный дебит для группы скважин справедлив при следующих условиях:

$$\begin{aligned} Q_1 &\neq Q_2 \neq \dots \neq Q_i \\ \frac{dQ_1}{dV_1} &\neq \frac{dQ_2}{dV_2} \neq \dots \neq \frac{dQ_i}{dV_i} \end{aligned}$$

Из уравнения 1 первая производная:

$$\frac{dQ}{dV} = 2 \cdot A \cdot V + B \quad (3.2)$$

или представляет прямую, не проходящую через начало координат. Выражение $\frac{dQ}{dV}$ называется показателем эффективности использования газа и численно равен тангенсу угла наклона касательной, проведенной к характеристической кривой через точку, соответствующую режиму скважины. Было установлено, что наиболее оптимальный режим расхода газа для группы скважин будет при условии, что показатели эффективности для этих скважин будет одинаковый или почти равный, так как на практике установить это условие очень трудно по технологическим причинам.

На практике чаще приходится производить расчет оптимальных режимов по нефти. В этом случае уравнение (3.2) принимает вид:

$$E = \frac{dQ_n}{dV} = (2 \cdot A \cdot V + B) \cdot (1 - n) \cdot \rho \quad (3.2)$$

где n – обводненность продукции скважин, доли ед.

ρ – оптимальная плотность нефти по воде.

Существует несколько методов расчета оптимального режима газлифтной скважин аналитическим или графоаналитическим методом.

Для того, чтобы воспользоваться графоаналитическим способом расчета, необходимо для каждой скважины, входящей в группу, вычислить по уравнению (3.1) коэффициенты А, В, С. После этого подставить любые два значения расхода газа в уравнение (3.2). Так как уравнение (3.2) описывает прямую, то через эти две точки проводят прямую. На рис. 3.12 представлены характеристические прямые зависимости Q от V .

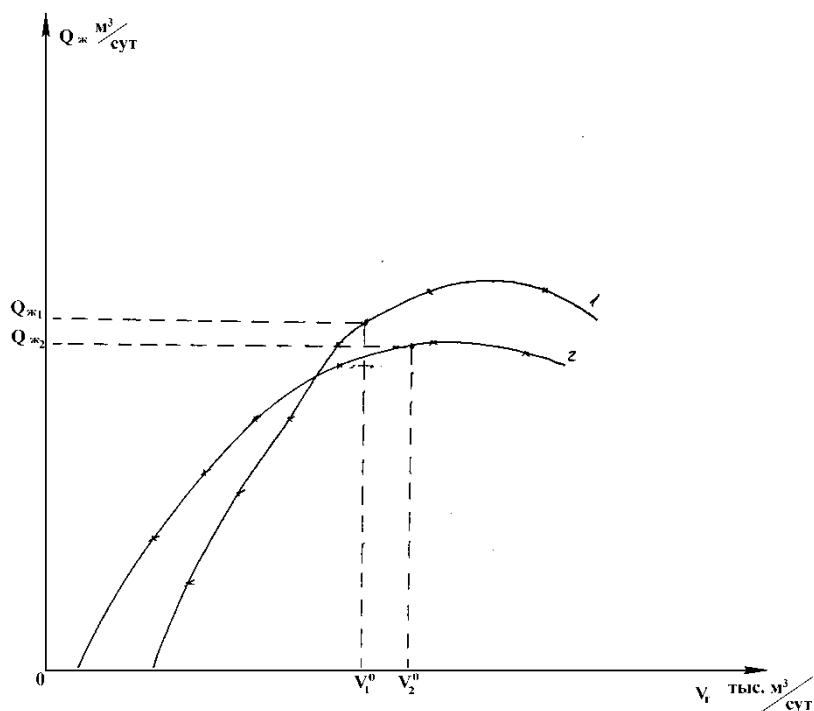


Рисунок 3.12 Характеристические кривые, зависимости дебита жидкости от расхода газа для двух скважин

На рис. 3.13 представлены дифференциальные прямые зависимости показателя эффективности от расхода газа.

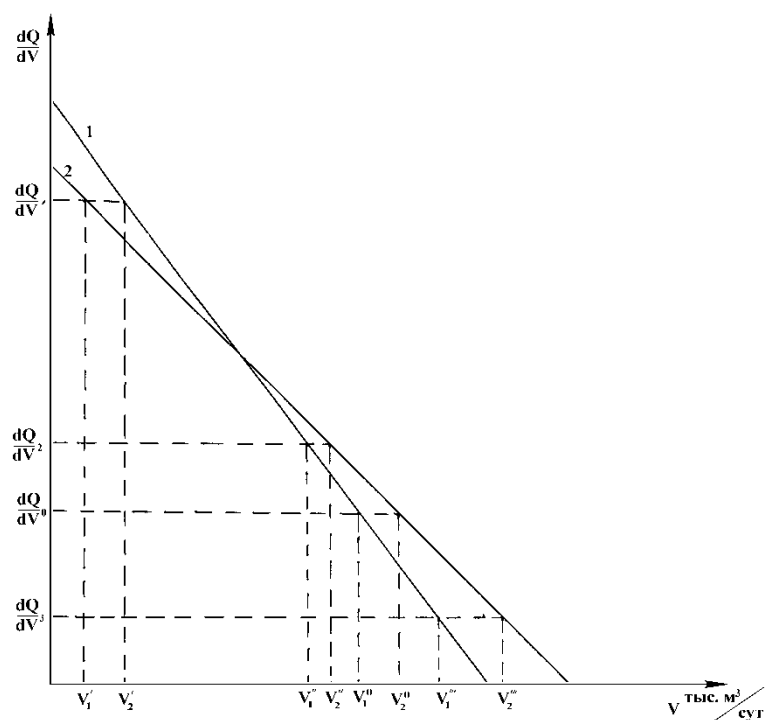


Рисунок 3.13 Зависимость показателя эффективности от расхода газа

Далее находят общую дифференциальную прямую для этих скважин, складывая для каждого значения $\frac{dQ}{dV}$ расходов газа. Затем по значению требуемого расхода газа по рис. 3.14 находят показатель эффективности.

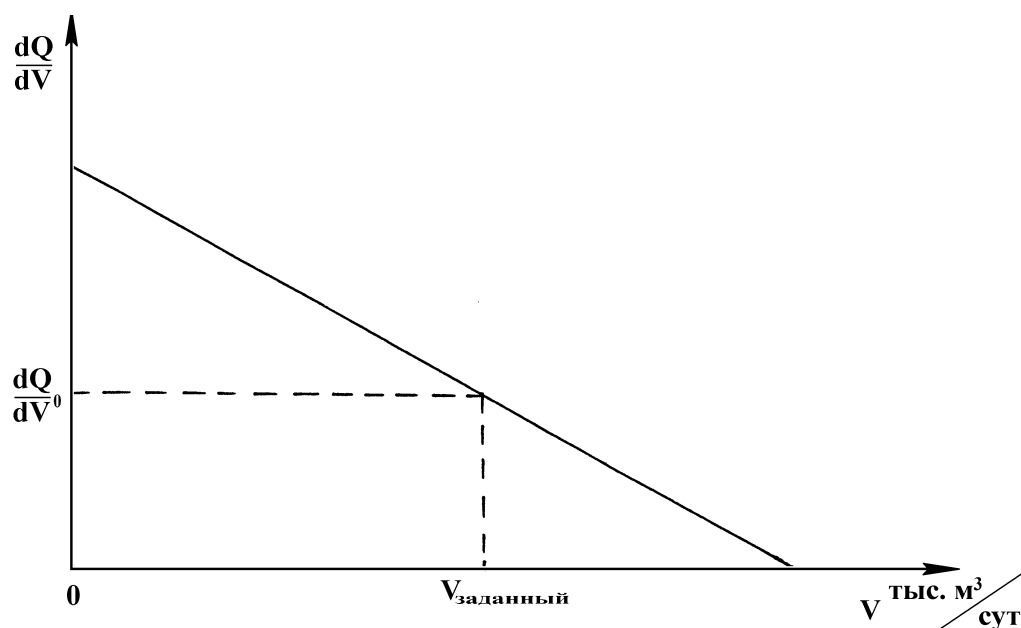


Рисунок 3.14 График зависимости показателя эффективности от общего расхода газа нескольких скважин

После чего по графику, представленному на рис. 3.13 для найденного значения показателя эффективности находят для каждой скважины расход газа. Это значения на графике V_1^0 и V_2^0 . И, уже зная значения расходов газа для каждой, можно по графику, представленному на рис. 3.12, найти дебит скважины по жидкости.[16]

Однако на практике приходится производить расчет режима для множества скважин, что требует значительного времени. Поэтому практическое решение этой задачи реализовано на ЭВМ.

Программа расчета состоит из двух частей. Первая представляет собой базу исходных данных, в которую заносятся результаты исследования скважин, обводненность продукции, текущий расход газа, текущее значение показателя эффективности и давление газа. Вторая часть программы позволяет производить несколько вариантов расчета режимов скважин.

Если исходные данные по скважинам имеют низкую достоверность, то во всех видах расчета предусмотрен вариант «осторожной» оптимизации, когда задается возможный диапазон изменения расхода газа от текущего значения. В этом случае оптимальный режим в результате расчета по

большинству скважин не достигается, но расход газа изменится по скважинам в сторону оптимального режима в заданном диапазоне, который задается в % от текущего значения расхода газа.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

На «Х» месторождении газлифтный способ эксплуатации начал применяться с 1985 г. Выбор способа добычи обусловлен, прежде всего, поддержанием высоких дебитов скважин. Этот фактор предопределил применение газлифтных установок для добычи нефти. В настоящее время этот способ добычи нефти является одним из наиболее распространенных на «Х» месторождении. Максимальный уровень добычи газлифтным способом эксплуатации был достигнут в 1988 г. и составил 14.26 млн. т. Основной причиной снижения добычи нефти является рост обводнения продукции скважин. Необходимо отметить, что удельный расход газлифтной эксплуатации скважин, был снижен с 66.9 м³/т в 1997 г. несмотря на рост обводненности продукции. В таблице 4.1 показаны основные технико-экономические показатели.

Таблица 4.1 - Основные технико-экономические показатели работы АО "Х"

Показатель	Год	
	1998	2016
1. Среднедействующий фонд скважин, скв.	3198	16 308
2. Обводненность продукции, %	90.8	98
3. Удельный расход газа, м ³ /м ³	54.0	59.3
4. Коэффициент эксплуатации	0.914	0.914
5. Добыча нефти, тыс. т	4857	4015
6. Прибыль, млн. р.	839.833	611.070
7. Прибыль хозрасчетная, млн. р.	520.696	378.863
8. Себестоимость добычи нефти, р./т	177.088	273.103
9. Цена фактическая нефти, р./т	350.000	425.300
10. Среднегодовая стоимость основных фондов, млн. р.	236.437	283.724

Снижение удельного расхода газа было достигнуто за счет внедрения ряда мероприятий, одно из которых и было рассмотрено в дипломном проекте, а именно методика расчета оптимального технологического режима работы газлифтных скважин.

Как видно из таблицы 4.1, объем добычи нефти с 1998 г. упал. Себестоимость добычи нефти выросла на 96.015 р./т. Соответственно упала и прибыль предприятия. Себестоимость добычи нефти возросла в основном в связи с увеличением процента обводненности продукции скважин, а следовательно увеличились затраты на добычу 1 т нефти.

4.1 Методика расчета годового экономического эффекта полученного от применения расчета оптимального технологического режима работы газлифтных скважин

В дипломном проекте были проведены два расчета оптимального технологического режима работы газлифтных скважин. Первый расчет позволяет увеличить добычу нефти при том же расходе газа, а значит затратах на энергию. Второй расчет оптимального режима работы газлифтных скважин позволяет при добыче того же количества нефти, что было до проведения мероприятия сэкономить расход газа, а значит уменьшить расходы на энергию.

При первом расчете оптимального режима работы скважин планируется получить дополнительную добычу нефти 214531т за год. Затрат на проведение мероприятия не требуется. Это объясняется следующими причинами:

1. Не требуется каких-либо капитальных вложений, используется имеющееся оборудование, которое ранее использовалось с другими целями;

2. Не требуется дополнительная численность работников, расчеты проводятся штатными сотрудниками технологического отдела газлифтной эксплуатации скважин.

Определим затраты на дополнительную добычу нефти. Затраты увеличатся по следующим статьям: условно-переменные расходы по искусственному воздействию на пласт; условно-переменные расходы по сбору и транспортировке нефти; условно-переменные расходы на подготовку нефти; возрастет плата за недра. Так как количество расходуемого газа останется на прежнем уровне, то расходы на энергию не изменяется. Затраты определим по следующей формуле:

$$З_{\Delta Q} = \Delta Q \cdot Y_{уд. усл. перем.}, \quad (4.1)$$

где ΔQ – дополнительная добыча нефти, т;

$Y_{уд. усл. перем.}$ – условно-переменные расходы на 1 т нефти, р./т.

Найдем $Y_{уд. усл. перем.}$

$$Y_{уд. усл. перем.} = \frac{Y_{усл. перем. возд.} + Y_{усл. перем. сбор} + Y_{усл. перем. подг.} + Y_{усл. перем. плата за нефть}}{Q_1}, \quad (4.2)$$

где $Y_{усл. перем. возд.}$ – условно-переменные расходы по искусственному воздействию на пласт, р.;

$Y_{усл. перем. сбор.}$ – условно-переменные расходы на сбор и транспортировку нефти, р.;

$Y_{усл. перем. подг.}$ – условно-переменные расходы на подготовку нефти, р.;

$Y_{усл. перем. плата за недра}$ – условно-переменные расходы по статье "Плата за недра", р.;

Q_1 – добыча нефти до мероприятия, т.

Определим экономический эффект:

$$\mathcal{E} = P_T - З_T, \quad (4.3)$$

где P_T – стоимостная оценка результатов за расчетный период, вычисляется по формуле:

$$P_T = \Delta Q \cdot C_n, \quad (4.4)$$

где ΔQ – дополнительная добыча нефти, т;

C_n – фактическая цена на нефть, р./т;

$З_T$ – затраты определяются по формуле:

$$З_T = И + K + Л, \quad (4.5)$$

где $И$ – текущие издержки, р.;

K – капитальные вложения, р.; $K=0$;

$Л$ – остаточная стоимость, р.; $Л=0$.

Текущие издержки определяются по формуле:

$$И = З_{\Delta Q} + З_{мер}, \quad (4.6)$$

где $З_{мер}$ – затраты на мероприятия, р.; $З_{мер}=0$.

Определим себестоимость добычи тонны нефти до проведения мероприятия:

$$C_2 = \frac{(C_1 Q_1 + З_{\Delta Q})}{(Q_1 + Q_2)}, \quad (4.7)$$

где C_1 – себестоимость добычи 1 т нефти до проведения мероприятия, р./т;

Q_1 – добыча нефти до проведения мероприятия, т.

Определим прибыль предприятия от добычи нефти добытой газлифтным способом.

$$П_0 = (C_n - C_1) \cdot Q_1, \quad (4.8)$$

Определим прибыль предприятия после проведения мероприятия от добычи нефти газлифтными скважинами:

$$П_1 = (C_n - C_2) \cdot (Q_1 + \Delta Q), \quad (4.9)$$

Найдем увеличение прибыли от проведения мероприятия:

$$\Delta П = П_1 - П_0, \quad (4.10)$$

Найдем увеличение хозрасчетной прибыли мероприятия:

$$\Delta П_{хозр} = \Delta П \cdot (1 - 0,38), \quad (4.11)$$

где 0,38 – налог с прибыли в долях единицы.

Определим производительность труда до проведения мероприятия:

$$P_{T1} = \frac{Q_1}{\chi}, \quad (4.12)$$

где χ – численность промышленно-производственного персонала, в ходе мероприятия она не меняется.

Определим производительность труда после проведения мероприятия по формуле:

$$P_{T2} = \frac{Q_2}{\chi}, \quad (4.13)$$

где Q_2 – добыча нефти в год после проведения мероприятия, т.

Найдем увеличение производительности труда после проведения мероприятия:

$$\Delta P_T = \frac{P_{T2}}{P_{T1}} \cdot 100 - 100, \quad (4.14)$$

Определим фондоотдачу до внедрения мероприятия:

$$\Phi_1 = \frac{Q_1}{F}, \quad (4.15)$$

где F – среднегодовая стоимость основных фондов, в ходе мероприятия не изменяется, р.

Найдем фондоотдачу после проведения мероприятия:

$$\Phi_2 = \frac{Q_2}{F}, \quad (4.16)$$

Определим рост фондоотдачи:

$$\Delta \Phi = \Phi_2 - \Phi_1, \quad (4.17)$$

Найдем экономический эффект в результате экономии газа при той же добыче нефти. Так как нет дополнительной добычи, то нет и затрат на дополнительную добычу нефти, поэтому стоимостная оценка результатов за расчетный период P_T будет равна нулю.

Определим уменьшение затрат на энергию:

$$Z_T = (H_1 - H_0) \cdot C_{\text{г}} \cdot Q_1, \quad (4.18)$$

где H_1, H_0 – удельный расход газа на добычу тонны нефти после проведения мероприятия и до проведения мероприятия, тыс. м³/т;

C_T – цена газа, руб./ тыс. м³;

Q_1 – количество добытой нефти после проведения мероприятия, т.

Экономический эффект определим по формуле (4.3). Себестоимость добычи нефти после проведения мероприятия и до проведения мероприятия найдем по формулам (4.9) и (4.8). Увеличение прибыли и хоз.расчетный прибыли найдем по формулам (4.10) и (4.11).

4.2 Расчет экономического эффекта

Себестоимость добычи 1 т нефти до проведения мероприятия составила 298.788 р./т. Добыча нефти до проведения мероприятия 1223904 т. Добыча нефти после проведения мероприятия 1438435 т. Цена компримированного газа 96.214 р./тыс.м³.

1. Определим влияние максимума добычи нефти по заданному ресурсу газа на экономические показатели.

1) Найдем условно-переменные расходы на 1 т нефти по формуле (4.2):

$$y_{\text{уд. усл. перем.}} = \frac{(14304 + 766 + 8963 + 33918) \cdot 10^3}{1223904} = 47349,3 \text{ р./т.}$$

2) Найдем затраты на дополнительную добычу нефти по формуле (4.1)

$$Z_{\Delta Q} = 214531 \cdot 47349,3 = 10158 \text{ тыс. р.}$$

3) Определим стоимостную оценку результатов за расчетный период по формуле (4.4)

$$P_T = 214531 \cdot 425300 = 91240 \text{ тыс. р.}$$

4) Найдем текущие издержки, формула (4.6)

$$И = 10158 + 0 = 10158 \text{ тыс. р.}$$

5) Найдем затраты, формула (4.5)

$$Z_T = 10158 + 0 - 0 = 10158 \text{ тыс. р.}$$

6) Определим экономический эффект, формула (4.3)

$$\mathcal{E} = 91240 - 10158 = 81082 \text{ тыс. р.}$$

- 7) Определим себестоимость добычи нефти после проведения мероприятия, формула (4.7)

$$C_2 = \frac{(298,788 \cdot 1223904 + 10158 \cdot 10^3)}{1438435} = 261,288 \text{ P./m}$$

- 8) Найдем снижение себестоимости

$$\Delta C = 298788 - 261288 = 37500 \text{ P./m}$$

- 9) Определим прибыль предприятия от добычи нефти газлифтным способом эксплуатации, формула (4.8)

$$\Pi_0 = (425300 - 298788) \cdot 1223904 = 154838,5 \text{ тыс.р.}$$

- Определим прибыль предприятия после проведения мероприятия, формула (4.9)

$$\Pi_0 = (425300 - 261288) \cdot 1438435 = 235921 \text{ тыс.р.}$$

- 10) Найдем увеличение прибыли от проведенного мероприятия, формула (4.10)

$$\Delta \Pi = 235921 - 154838,5 = 81082,5 \text{ тыс.р.}$$

- 11) Найдем увеличение хозрасчетной прибыли мероприятия, формула (4.11)

$$\Delta \Pi_{\text{хозр}} = 81082,5 \cdot (1 - 0,38) = 50271,15 \text{ тыс.р.}$$

- 12) Найдем увеличение производительности труда, формула (4.14)

$$\Delta \Pi_T = \frac{1438435}{1223904} \cdot 100 - 100 = 17,53\%$$

- 13) Найдем увеличение фондоотдачи. Добыча нефти до проведения мероприятия по всему НГДУ составила 3801400 т, после проведения мероприятия добыча нефти составила 4015940 т, формула (4.17)

$$\Delta \Phi = \frac{4015940}{2837243} - \frac{3801400}{2937243} = 0,0753 \text{ m/тыс.р.}$$

2. Определим влияние экономии газа в результате оптимизации при прежней добыче нефти на экономические показатели.

- 1) Определим экономию затрат на энергию, формула (4.18)

$$З_T = (0,6776 - 0,9384) \cdot 96214 \cdot 1223904 = -30710,9 \text{ тыс.р.}$$

2) Определим экономический эффект, формула (4.3)

$$\mathcal{E} = 0 - (-30710,9) = 30710,9 \text{ тыс. р.}$$

3) Себестоимость добычи нефти после проведения мероприятия найдем по формуле (4.7)

$$C_2 = \frac{(298,788 \cdot 1223904 + 30710,9 \cdot 10^3)}{1223904} = 273,695 \text{ р./т}$$

4) Определим прибыль предприятия после проведения мероприятия, формула (4.9)

$$\Pi_0 = (425300 - 273695) \cdot 1223904 = 185550 \text{ тыс. р.}$$

5) Найдем увеличение прибыли предприятия, формула (4.10)

$$\Delta \Pi = 185550 - 154738,5 = 30711,5 \text{ тыс. р.}$$

6) Найдем увеличение хозрасчетной прибыли предприятия, формула (4.11)

$$\Delta \Pi_{\text{хозр}} = 30711,5 \cdot (1 - 0,38) = 19041,1 \text{ тыс. р. ,}$$

Таблица 4.2

Влияние оптимизации режимов работы системы газлифтных скважин		
на технико-экономические показатели		
Показатель	Оптимизация по максимуму добычи нефти	Оптимизация по экономии газа
1. Количество оптимизируемых скважин, скв.	230	230
2. Дополнительная добыча нефти, т	214531	-
3. Экономия газа, тыс. м ³	-	319189
4. Снижение себестоимости добычи нефти газлифтным способом, р./т	37.5	25.1
5. Дополнительная хозрасчетная прибыль, тыс. р.	50271	19041
6. Экономический эффект, тыс. р.	81082	30710
7. Изменение производительности труда, %	17,53	-
8. Изменение фондоотдачи, т/тыс. р.	0,0756	-

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная безопасность - это состояние и характеристика меры достижения оптимального уровня безопасности (в каждый текущий момент и на будущее) функционирования, воспроизводства и развития социальной системы, которое обеспечивается совокупностью, осуществляемых государством и обществом, политических, правовых, экономических, идеологических, организационных и социально-психологических мер, позволяющих сохранять существующие в обществе конституционный строй, социальную стабильность, не допуская их ослабления и тем более подрыва.

Безопасность подразумевает:

- отсутствие опасностей и/или угроз для существования или функционирования социальной системы;
- устойчивость к опасностям с достаточным запасом прочности;
- силу, умение и средства для уклонения, устранения или преодоления опасности.

Социальная безопасность должна быть ориентирована на обеспечение соответствующих целей и направленности развития общества, способов удовлетворения потребностей личности и защиты её интересов на основе принципов гуманизма и гармонии во взаимоотношениях всех элементов социальной структуры, предотвращения деструктивных явлений и процессов.

5.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 3. Токсичность, применяемых при эксплуатации газлифта веществ; 4. Превышение уровней шума.	1. Поражение электрическим током; 2. Обеспечение пожарной безопасности; 3. Обеспечение безопасности технологического режима; 4.	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»; 4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

5.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы на нефтегазодобывающих предприятиях часто проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на работающих различных метеорологических условий (температуры, влажности воздуха, ветра, естественных излучений). Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям.

Неблагоприятные метеорологические условия могут явиться причиной несчастных случаев. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность; при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Влияет на теплоотдачу организма и влажность воздуха: нормально при температуре 18°C влажность должна находиться в пределах от 35 до 70%. При меньшей относительной влажности воздух считается сухим, при большей - с повышенной влажностью. Как то, так и другое, отрицательно сказывается на организме человека. Сухой воздух приводит к

повышенному испарению, в связи с чем появляется ощущение сухости слизистых оболочек и кожи. Очень влажный воздух, наоборот, затрудняет испарение.

При работе на открытом воздухе правилами безопасности предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов: снабжение рабочих спецодеждой и спецобувью; устройство укрытий, зонтов над рабочими местами, помещений для обогрева рабочих (кульtbудки) и т. д.

Во время сильных морозов, ветров, ливней всякие работы запрещаются. К числу мероприятий по улучшению условий труда при работе на открытом воздухе относится также создание микроклимата на рабочих местах с помощью соответствующих агрегатов и устройств [18].

5.1.2 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Освещение производственных помещений, площадок и кустов нефтегазодобывающих предприятий считается рациональным при соблюдении следующих требований:

- Световой поток должен достаточно ярко и равномерно освещать рабочее место, чтобы глаз без напряжения различал нужные ему предметы и не испытывал слепящего действия от чрезмерной яркости как источника света, так и отражающих поверхностей;
- На полу в проходах не должно быть резких и глубоких теней;
- Освещение должно быть взрывобезопасное и как в помещениях, так и наружных установок, где возможно образование опасных по взрыву и пожару смесей.

Для кустов, скважин установлены следующие нормы электрического освещения (в люксах):

- Устья нефтяных скважин, станки - качалки 10

- Будки с аппаратурой электро-погружных насосов 10

Рабочие места при подземном и капитальном ремонте скважин:

- Устье скважины 25
- Подъемная мачта 2

5.1.3 Токсичность, применяемых при эксплуатации газлифта веществ

При воздействии природного или нефтяного газа на организм человека происходит нарушение дыхательных функций, ухудшается состояние организма вплоть до летального исхода. При отравлении организма метиловым спиртом, используемым как реагент против гидратообразования, наступает слепота, нарушается обмен веществ, при сильном отравлении возможна смерть человека (свыше 30г).

Возможность отравления персонала газом может наступить при аварии или неисправности оборудования. В таблице 5.2 представлены допустимые концентрации вредных веществ в воздухе [19].

Таблица 5.2 - Допустимые концентрации вредных веществ в воздухе

Наименование вещества	ПДК раб. зоны, мг/м ³
Сероводород	10
Углерода окись	20
Углеводороды предельные C ₁ -C ₁₀ (в пересчете на "С")	300
Пентан	200
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ -C ₅	3
Метанол	5

5.1.4 Повышенный уровень шума

При работе со скважиной кроме химических веществ, вредное влияние также оказывает производственный шум в закрытых помещениях. В таблице 5.3 приведены допустимые уровни звукового давления. Для смягчения пагубного влияния звука с высоким уровнем давления на слуховой аппарат человека, рекомендуется применять звукоизолирующие наушники [18].

Таблица 5.3 - Допустимые уровни звукового давления (ГОСТ 12.1.003–83)

Объект	Рабочее место зона	Уровень звука, дБ	Среднегеометрическая частота октавных полос, Гц							
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Передвижная подъемная лебедка	В кабине при закрытом окне и двери	113	104	106	106	109	107	102	96	89
Агрегат	В кабине (подъем)	-	100	89	96	95	96	94	87	80
«Бакинец-3М»	На устье (спуск)	-	-	86	84	85	84	80	78	73

5.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

5.2.1 Поражение электрическим током

Повышенная опасность поражения человека электрическим током возникает при чрезмерной нагрузке токоприемников, прикосновения к токопроводящим частям электрооборудования, при резком снижении сопротивления изоляции.

Для сокращения времени возможного действия тока на человека, при коротком замыкании электрической цепи, все оборудование обесточивается

при помощи быстродействующего реле, выключателей, плавких предохранителей.

При эксплуатации газлифтных скважин и ГРМ применяется защитное заземление, в соответствии с ПУЭ, преднамеренное соединение с землей металлических частей оборудования, обычно не находящихся под напряжением.

Заземляется в соответствии с ПУЭ устьевая арматура, ГРМ, БТМА, резервуары, а также подземное оборудование при ремонте скважин.

В трехфазных сетях с напряжением ниже 1000 В с глухозаземленной нейтралью применяются системы зануления — присоединение металлических частей оборудования (электрического нагревателя, вентилятора) к неоднократно заземленному нулевому проводу питающей сети, аварийный участок быстро отключается при помощи плавких вставок установочного автомата.

Наиболее эффективный способ защиты, который используется при эксплуатации газлифтных скважин и ГРМ — защитное отключение с помощью универсального устройства (автоматический выключатель, прибор-индикатор), при этом аварийный участок сети должен быть обесточен в течение десятых долей секунд.

При обслуживании электрических приборов ГРМ, электронагревателя, вентилятора, электрического привода шарового крана, приборов автоматики применяются диэлектрические перчатки, рукавицы, резиновые калоши, резиновый коврик.

5.2.2 Обеспечение пожарной безопасности

Взрывоопасность сырой нефти обусловлена тем, что пары ее легких фракций в смеси с воздухом при определенных концентрациях воспламеняются. Опасность сырой нефти характеризуется температурой вспышки, которая для нефти составляет от 34°C до 35°C . Нижний и верхний температурные пределы воспламенения соответственно 260 и 375°C , для

газа 405 и 580 °С [19]. Концентрационные пределы воспламенения для нефти: нижний 3% и верхний 70% от объема. По сравнению с другими способами эксплуатации газлифт представляет собой источник повышенной опасности для обслуживающего персонала. Поэтому при проектировании газлифтного комплекса вопросам охраны труда уделяется особое внимание. Проектной частью предусмотрена фиксация и передача в районную ЭВМ всех возможных аварийных ситуаций по кусту газлифтных скважин. Функционально система автоматики безопасности на газлифтном кусте выполнена следующим образом. На входе в ГРМ установлен электрический приводной шаровой кран, который производит отсечку ГРМ в следующих случаях:

1. При превышении температуры в ГРМ выше установленной, $t=45\text{ }^{\circ}\text{C}$;
2. При загазованности в помещении ГРМ свыше 60% от нижнего предела взрываемости;
3. При порыве любого газопровода от ГРМ до скважины.

Во всех видах работ при закрытии электрического прибора шарового крана автоматически отключаются дозировочные насосы для подачи реагента в скважины линии.

Вентилятор в ГРМ включается при загазованности в помещении ГРМ 90% от нижнего предела взрываемости и при температуре в помещении 40 °С.

Ликвидация пожара заключается в прекращении испарения и парообразования горячей жидкости, изоляции ее поверхности от кислорода окружающего воздуха слоем пены (химической или воздушно-механической). Для получения воздушно-механической пены применяют пенообразователи ОП-1, ПО-1А, ПО-1Д. Согласно "Примерным нормам первичных средств пожаротушения", бригады по ремонту скважин оснащаются углекислотными огнетушителями в количестве двух штук,

пенными огнетушителями в количестве четырех штук, одним ящиком с песком вместимостью $0,5\text{м}^3$, лопатой, кошмой или асбестовым листом в одном экземпляре. Также на культбудке устанавливается пожарный щит с ведром, багром, двумя ломами и двумя топорами.

Источником воспламенения при добыче нефти с использованием газлифтных скважин могут быть механические и электрические искры в результате удара металла о металл, пробоя изоляции, заряда статического и атмосферного электричества. Для исключения появления искр нужно использовать специальный инструмент, не дающий при ударе искр.

Эксплуатационное оборудования ГРМ и газлифтных скважин согласно "Правилам устройства электроустановок" по степени взрываемости относится к классу В-1б, как установки, содержащие взрывоопасные газы, пары, горючие и легковоспламеняющиеся жидкости, где взрывоопасные смеси возможны только в результате аварии или неисправности.

Для обеспечения пожарной безопасности вокруг куста скважин устанавливают земляной вал, рассчитанный на гидростатическое давление разлившейся жидкости, но не менее 1.5 м высоты (ГОСТ 12.1.004-85).

В таблице 5.4 представлена характеристика веществ, встречающихся в технологических процессах с точки зрения взрывопожароопасности при газлифтной эксплуатации скважин [19].

Таблица 5.4 - Характеристика веществ, встречающихся в технологических процессах, с точки зрения взрывопожароопасности

Наименование газа	Агрегатное состояние	Температура, °С		Пределы взрываемости, % об.	
		вспышки	самовоспла м.	НПВ	ВПВ
Газ природный	газ	—	—	4.5	13.5
Газ нефтяной	газ	—	405-580	6.0	13.5
Метан	газ	—	537	5.0	15.0
Этан	газ	—	472	3.0	17.5
Пропан	газ	—	466	2.1	9.5
Н-бутан	газ	90	430	1.5	8.5
Н-пентан	ЛВЖ	2.48	309	1.35	8.0
Гептан	ЛВЖ	3.89	202	1.0	6.7
Сероводород	газ	—	246	4.3	46.0
Окись углерода	газ	-	610	12.5	75.0

5.2.3 Обеспечение безопасности технологического процесса

Наибольшая опасность при эксплуатации газлифта вызвана наличием высоких давлений и использованием горючих газов.

Для предотвращения ЧС, на кусту газлифтных скважин электрический шаровой приводной кран дает отсечку в ГРМ в следующих случаях:

- при превышении давления в ГРМ выше установленного (11.8 МПа);
- при снижении давления в ГРМ ниже установленного (8 МПа);
- снижение давления может произойти при порыве газовых коммуникаций в ГРМ;
- при повышении давления в АГЗУ выше установленного 2-2.5 МПа.

Это может произойти при замораживании нефтесбора от АГЗУ ниже установленного 0.5-1.0 МПа. Это может произойти при порыве АГЗУ или выкидного коллектора.

При снижении давления в газопроводах от ГРМ до скважины одновременно с закрытием электрического привода шарового крана закрывается соответствующий РРГ.

Кроме перечисленных функций, обеспечивающих безопасность труда обслуживающего персонала, системой автоматики предусмотрен контроль неисправности различных систем, узлов и механизмов (отказ ПСМ, РРГ и др.)

Терминал, установленный в блоке через каждые 30 секунд производит опрос всех датчиков и механизмов и хранит информацию о всех видах аварий. Через каждые 3 минуты районная ЭВМ производит опрос всех кустовых терминалов и собирает информацию о всех видах аварий. Устранение аварии дистанционно с ПАТ возможно при ложном срабатывании датчиков. При фактическом присутствии любого вида аварии устранить эту аварию дистанционно невозможно. Для этого на место аварии должно выехать специально подготовленная группа специалистов. Вся информация об авариях, приходящая на РИВЦ, выдается визуально или документально в виде распечаток и на фотокопии. Таким образом, обслуживающий персонал перед выездом на место аварии знает характер неисправности, что повышает оперативность при устранении аварии.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

За последние годы проблемам охраны окружающей среды уделяется исключительное большое внимание [21]. Как в процессе разработки нефтяных месторождений, так и при обустройстве, необходимо осуществлять ряд мероприятий, направленных на сохранение и наиболее полное

извлечение нефти и газа, а также на сохранение других месторождений полезных ископаемых. В первую очередь должны охраняться грунтовые и артезианские горизонты, являющиеся источниками водоснабжения населенных пунктов. Для этой цели скважины должны иметь соответствующую изоляцию водоносных горизонтов.

Разработка месторождений должна осуществляться по технологическим проектам, обеспечивающим полное извлечение из недр полезных ископаемых. Нарушение технологии разработки может привести к невосполнимым потерям нефти и газа в продуктивных пластах.

За охраной окружающей среды следит геологическая служба нефтегазодобывающих предприятий и разведочных организаций, а также органы Госгортехнадзора.

Рекомендуются следующие мероприятия по охране окружающей среды [22]:

1. Охрана окружающей среды при бурении, подготовке и эксплуатации скважин;
2. Повышение надежности рабочей системы сбора, подготовки и утилизации нефти, газа и воды;
3. Проведение охранных мероприятий по защите недр, лесов, полей, открытых водоемов и атмосферы от загрязнения;
4. Проведение контроля за состоянием окружающей среды на территории НГДУ;
5. Проведение других технических и организационных мероприятий, в том числе по озеленению промзоны и промышленных объектов, защите лесов от пожаров, повышению культуры производства.

Текущие мероприятия по охране окружающей среды по площади месторождения проводятся силами НГДУ. Они включают в себя контроль за строительством скважин, обустройством кустов, рекультивацией земель, организацию и ведение наблюдений за качеством вод.

По существующему фонду скважин ведется контроль за их состоянием посредством комплекса геофизических и гидродинамических методов, проводятся изоляционные работы по ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн и затрубной циркуляции. Проводятся работы по доподъему цемента за эксплуатационной колонной.

По системам сбора и обустройства проводится внедрение систем автоматического контроля и регулирования, плановые замены устаревшего и изношенного оборудования, ликвидация аварии с сопутствующим комплексом природоохранных мероприятий (обваловки, устройство ловушек и сбор жидкости при аварийных разливах). Большие объемы работ проводятся по охране атмосферного воздуха от выбросов вредных газов, особенно при газлифтной эксплуатации скважин.

Задача по улучшению состояния водоснабжения населенных пунктов сводится к контролю за состоянием скважин близ населенных пунктов и недопущения перетоков пластовых вод в пресноводные горизонты. Для этого проверяется герметичность пакеров в нагнетательных и добывающих скважинах, контролируется состояние эксплуатационной колонны и цементного камня, а также ограничивается подача воды в нагнетательные скважины системы ППД.

С целью снижения техногенной нагрузки на почвенно-растительный покров рекомендуется осуществлять следующие мероприятия:

1. По окончании буровых работ обратить особое внимание на захоронение отходов бурения и восстановления почвы;
2. Не допускать сброса нефти и пластовых вод в земельные амбары, а использовать для этого специальные емкости для принятия жидкостей с последующей откачкой в систему сбора;
3. Вокруг скважин сооружать обваловки высотой 0,5...1,0 м.
4. При аварийных выбросах загрязняющих веществ, как на территории нефтепромысловых объектов, так и за их пределами

немедленно произвести их сбор с поверхности почвы с последующей рекультивацией;

5. Осуществлять постоянный контроль за состоянием устьевой арматуры и обваловки.

5.3.2 Мероприятия по охране окружающей среды при газлифтной эксплуатации скважин в АО "Х"

Газлифтный способ эксплуатации является наиболее опасным способом добычи нефти [22]. Наибольшая опасность загрязнения при этом виде добычи нефти является выброс большого количества газа и загрязнение атмосферы, содержание газа в атмосфере при этом часто превышает предельно допустимые концентрации.

Эксплуатационные потери газа могут быть вызваны следующими причинами:

1. Неисправностью устьевого оборудования скважин (пропуски газа через фланцевые соединения);
2. Низкой степенью герметизации фланцевых соединений и оборудования в ГРМ;
3. Порывами газопроводов высокого давления из-за аварии и нарушения правил их технической эксплуатации;
4. Образованием гидратов на различной стадии перекачки газа;
5. Негерметичностью колонн НКТ.

Так, например, из-за негерметичности колонн НКТ потери газа могут составить до 8% от объема перекачиваемого газа. Газ от компрессорных станций подается под давлением 11.0 МПа. Поэтому при газлифтной эксплуатации скважин следует уделять большое внимание герметичности и надежности всего оборудования, начиная от оборудования компрессорных станций, трубопроводов высокого давления, теплообменников,

газораспределительных манифольдов и кончая устьевым оборудованием скважин и НКТ.

С этой целью, в АО "Х" проводятся ряд мероприятий:

- повышение надежности рабочей системы подачи газа, газопроводов, КС, ГРМ и другого оборудования;
- борьба с гидратообразованием;
- проведение контроля за состоянием окружающей среды на территории компрессорных станций;
- автоматизация работы газлифтного комплекса;
- проводить своевременную замену устаревшего и изношенного оборудования;
- осуществлять постоянный контроль за состоянием устьевой арматуры;
- повышать техническую культуру работников.

В таблице 5.5 представлены предельно-допустимые концентрации вредных веществ в воздухе (по ГОСТ 12.1.005-88) [19].

Таблица 5.5 - Предельно–допустимые концентрации веществ в воздухе (ГОСТ 12.1.005–88)

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³		Класс опасности
	рабочей зоны	населенного пункта	
Углерода окись	5	0.085	2
Углеводороды предельные C ₁ -C ₁₀ (в пересчете на "С")	20	1	4
Пентан	200	25	3
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ -C ₅	3	0.008	3

5.4 Чрезвычайные ситуации

5.4.1 Причины аварий при газлифтном способе добычи нефти.

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.

Основными источниками ЧС на территории «Х» нефтегазового месторождения являются:

1. Прихваты колонны насосно-компрессорных труб при добыче нефти, при промывке или заливке скважин;
2. Повышенный уровень пожароопасности при газлифтном способе эксплуатации на месторождении;

Аварии по причине прихватов колонны насосно-компрессорных труб

1. При фонтанном, газлифтном (эрлифтном) способах добычи нефти аварии часто возникают вследствие прихвата НКТ или пакеров. Наиболее частые прихваты происходят в песочных скважинах при нарушении технологического режима эксплуатации и периодических нефтегазопроявлениях.

Одной из важных мер сокращения аварийности при эксплуатации скважин является предупреждение аварий и осложнений и систематические профилактические работы.

В фонтанных и газлифтных скважинах с сильным пескопроявлением для предупреждения прихватов и аварий используют двухрядную колонну труб, что позволяет осуществлять периодическую подкачку жидкости через башмак первого ряда и тем самым не допускать образований песчаной пробки.

Для исключения возможных прихватов второго ряда нкт необходимо периодически их расхаживать.

2. При эксплуатации парафинистых фонтанных, газлифтных скважин однорядной колонной возможно скапливание парафина в затрубном пространстве и прихват труб. По мере отложения парафина в трубах и уменьшения их сечения динамический уровень в затрубном пространстве со временем поднимается и возможность скопления парафина в нем увеличивается.

Пожаровзрывобезопасность

Пожаробезопасность обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [7]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;
- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт, добычи сеноманской воды;
- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- 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;
- дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;
- конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;
- согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня $0,4 \text{ А} \cdot \text{мин}$;
- все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;
- основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования, электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, определены границы взрывоопасных зон (таблица 5.6).

Таблица 5.6 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрыво-пожарной и пожарной опасности по НПБ 105-03	Классификация взрывоопасных зон			Границы взрывоопасной зоны
		по ПУЭ		По ПБ 08-624-03	
		Клас с зоны	Категория и группа взрыво- опасных смесей		
Технологический блок, замерная установка	А	В-1а	IIА-Т1 IIА-Т3	1 1	Зона В-1г – до 0,5 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещения Зона 1 (ПБ) закрытое помещение в котором установлено закрытое технологическое оборудование, содержащее нефть Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали вокруг отверстий блока
Блок автоматики замерной устан- овки	Д	-	-	-	-
Блок напорной гребенки	Д	-	-	-	-
Емкость подземная дренажная	Ан	В-1г	IIА-Т3	1 2	Зона В-1г (ПУЭ) до 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали и до земли от дыхательного клапана. Зона 2 (ПБ) 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1
Устье нефте- добывающей скважины	Ан	В-1г	IIА-Т1 IIА-Т3	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
Устье нагнета- тельной скважины	Д	-	-	-	При «отработке» на нефть - см. п. 4 таблицы
Устье водозабор- ных скважин	Ан	В-1г	IIА-Т1	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0

Классификация технологических блоков по взрывоопасности приведена в таблице 5.7.

Планировка площадок кустов скважин, при возникновении аварии, захватывающей большую площадь, позволяет перемещаться по территории людям и пожарной технике; имеет площадку для размещения пожарной техники, два въезда.

Таблица 5.7 – Классификация технологических блоков по взрывоопасности

Имя блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования, составляющие технологического блока	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрыво-опасности	Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала*
Блок зу	зу	9,977	III	Зона 1 R=3,23 Зона 2 R=4,76 Зона 3 R=8,15 Зона 4 R=23,78 Зона 5 R=47,56
Блок Е	Е	6,588	III	Зона 1 R=1,41 Зона 2 R=2,07 Зона 3 R=3,56 Зона 4 R=10,37 Зона 5 R=20,74
Блок н-д	н19	9,325	III	Зона 1 R=2,82 Зона 2 R=4,15 Зона 3 R=7,12 Зона 4 R=20,77 Зона 5 R=41,54
Блок в-д	ВВ4	8,197	III	Зона 1 R=2,18 Зона 2 R=3,21 Зона 3 R=5,50 Зона 4 R=16,06 Зона 5 R=32,10

**Примечание:*

Зона 1 – сильное разрушение всех сооружений;
 Зона 2 – среднее разрушение всех сооружений;
 Зона 3 – среднее повреждение всех сооружений;
 Зона 4 – легкое повреждение всех сооружений;
 Зона 5 – частичное разрушение остекления.

5.4.2 Общие требования пожарной безопасности на объектах АО

«Х»

1. 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;
2. Вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;
3. Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов АО «Х». Курить только в отведенных местах для курения;
4. Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями;
5. Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;
6. Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;
7. Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;
8. Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству. Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;

9. По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме.

За нарушение требований настоящей инструкции рабочие и ИТР несут ответственность в административном, дисциплинарном или судебном порядке.

5.4.3 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие [18].

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
 - в районах крайнего Севера – 24 календарных дня;
 - в местностях, приравненных к районам крайнего Севера – 16 календарных дней.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На «Х» нефтяном месторождении газлифтный способ эксплуатации скважин начал применяться с 1985г. Выбор способа добычи обусловлен, прежде всего, поддержанием высоких дебитов скважин. Этот фактор predetermined применение газлифтных установок для добычи нефти. К числу других факторов можно отнести следующее — нефть «Х» месторождения маловязкая с большим содержанием мех.примесей и солей, большое содержание парафинов и смол, пластовая температура достигает 80-85°C. Обводненность продукции скважин в среднем по АО "Х" составила 98%. Применение газлифтного способа эксплуатации рентабельно до 99% обводненности продукции скважин.

Методика расчета оптимального технологического режима работы системы газлифтных скважин, позволяет решить одну из основных задач, возникающих в ходе эксплуатации по АО "Х", а именно установление оптимального режима работы газлифтных скважин. Применению этой методики способствуют следующие факторы: простота расчетов, отсутствие необходимости каких-либо капитальных затрат на проведение этого мероприятия. Вся необходимая работа при проведении этого мероприятия (исследование газлифтных скважин, проведение необходимых расчетов, изменение режимов работы газлифтных скважин) делается с применением ЭВМ с минимальным вмешательством человека.

Произведен расчет оптимального распределения газа для системы газлифтных скважин с применением ЭВМ. Первый расчет позволяет получить максимальную добычу нефти по заданному ресурсу газа. В ходе расчета получена дополнительная добыча нефти в 214531 т. Экономический эффект составил 81082тыс. р. Прирост хозрасчетной прибыли составил 50271 тыс. р. При расчете максимальной экономии газа по заданной добыче нефти экономия газа составила 319189 тыс. м³ в год. Экономический эффект составил 30710тыс. р. Дополнительная хозрасчетная прибыль составила

19014 тыс. р. Выбор оптимального режима работы системы газлифтных скважин позволяет стабилизировать добычу нефти в условиях нестабильной работы компрессорной станции.

В дипломном проекте описывается анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария), анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности), экологическая безопасность, чрезвычайные ситуации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справочное пособие по газлифтному способу эксплуатации скважин /Ю. В. Зайцев, А. А. Джавадян, В. С. Кроль, Р. А. Максutow и др. — М.: Недра. 1984.—359с.
2. РД 39-0147035-219-88. Методическое руководство по регулированию технологических режимов работы газлифтных скважин /Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт ВНИИ.
3. Методическое руководство по регулированию технологических режимов работы газлифтных скважин / В. А. Леонов, Б. А. Ермолов и др. НижневартовскНИПИнефть, 1994.
4. Годовой отчет планово-экономического отдела АО "Х" за 2013.
5. Авторский надзор. Анализ разработки «Х» месторождения за 2004.
6. Теория и практика газлифта /Ю. В. Зайцев, Р. А. Максutow, О. В. Чубанов и др. — М.: Недра, 1987.
7. В. В. Девликамов, М. М. Кабиров, А. Р. Фазлутдинов Борьба с гидратами при эксплуатации газлифтных скважин: учебное пособие /М.: Недра. 1987.
8. В. И. Щуров Технология и техника добычи нефти./М.: Недра. 1983.
9. Ф. С. Абдуллин Добыча нефти и газа /М.: Недра. 1983.
- 10.З. А. Хабибуллин, З. М. Хусаинов, Г. А. Ланчаков. Борьба с парафиноотложениями в газонефтедобыче. /УНИ, Уфа, 1992.—105с.
- 11.Д. Сьюмен, Р. Эллис, Р. Снайдер. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах /Пер. с английского и ред. М. А. Цангера.— М.: Недра, 1986.—177с.
- 12.И. Г. Белов. Теория и практика периодического газлифта.— М.: Недра, 1975.
- 13.Оборудование для газлифтной эксплуатации нефтяных скважин. Каталог.— М.: Изд. ЦИНТИхимнефтемаш, 1999.

14. Техника и технология газлифтной эксплуатации скважин в Западной Сибири/ Р. И. Медведский, Е. П. Эртэ, В. А. Попов и др. — М.: изд. ВНИИОЭНГ, 1975.
15. Оборудование для отсекаания фонтанных скважин. Каталог. — М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1980.
16. И. М. Асадов Компрессорный способ добычи нефти и пути его улучшения.— М.: Недра, 1995.
17. М. Т. Шакуров, В. П. Халявин и др. Анализ, планирование и прогнозирование себестоимости добычи нефти. — М.: Недра, 1981.
18. Ф. Ф. Дунаев, В. И. Егоров и др. Экономика нефтяной и газовой промышленности — М.: Недра, 1983
19. П. В. Куцын, Б. С. Мишанин, Ю. Н. Овсяникова Охрана труда на буровых и нефтегазовых предприятиях.
20. Инструкция по охране труда по АО "Х", 2015.
21. Методические указания к дипломному проектированию по разделу "Охрана труда". — УГНТУ, Уфа, 1995.
22. В. Б. Штур, В. М. Козин защита населения и территории от чрезвычайных ситуаций.— Уфа, УГНТУ, 1996 – 59с.
23. Дж. Уойлд Химическая обработка для борьбы с отложениями парафинов (пер. с англ. Клепинин В.) / Дж. Уойлд // Нефтегазовые технологии. – 2015. – № 9. – С. 25-29.
24. Бикбавлеев Н.И., Неткачев И.А., Сашин И.А. Влияние на эффективность новых технологий повышения нефтеизвлечения производственно технических факторов // Проблемы геологии и освоения недр: Тр. VII Международного научного симпозиума студентов, аспирантов и молодых учёных. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – С. 433–435.
25. ГОСТ 12.0.003-99 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Переиздание (сентябрь 1988г) с изм. №1.