

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д.Булчаев
подпись
« ____ » _____ 2016г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 – Нефтегазовое дело
21.03.01.02 – Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Способы утилизации попутного газа
на Юрубчено – Тохомском месторождении

Руководитель _____ 27.06.16
подпись, дата,

канд. тех. наук, доцент Е. В. Безверхая
ученая степень, инициалы, фамилия



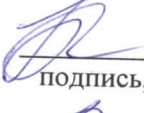
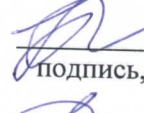


Выпускник _____
подпись, дата

А. А. Чернов
инициалы, фамилия

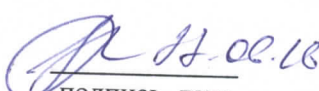
Красноярск 2016

Продолжение титульного листа МД/ДП/ ДР/БР по теме _____

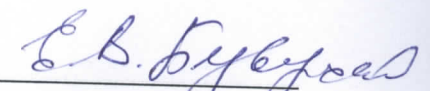
Консультанты по
разделам:

_____	 _____	_____
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия
_____	 _____	_____
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия
_____	 _____	_____
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия
_____	 _____	_____
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия
_____	 _____	_____
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия
_____	 _____	_____
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия

Нормоконтролер



подпись, дата



инициалы, фамилия

Введение

Острейшая проблема нефтегазовой отрасли, связанная с необходимостью утилизации попутного газа, сжигаемого в больших объемах на нефтяных месторождениях. В то время, когда промышленность и население многих областей республики ощущают острую нехватку газа, особенно в зимние периоды, миллиарды кубометров попутного нефтяного газа с содержанием сероводорода и меркаптанов, сжигаемые в факелах, наносят громадный экологический ущерб. В свое время Великий русский химик Дмитрий Менделеев одним из первых в России понял, что нефть – это невозполнимый источник минерального сырья. «Нефть – не топливо, топить можно и ассигнациями», - писал он в обращении ко всем нефтепромышленникам, призывая их заняться более глубокой переработкой нефти и извлечением из нее всех ценных продуктов. Эту фразу по праву можно отнести и к газу, сжигаемому на факелах. Более века назад он подчеркнул ценность газа как углеводородного сырья, из компонентов которого можно получить многочисленные ценные продукты. У нас принято считать, что такие вредные вещества, как сероводород и меркаптаны, необходимо утилизировать или нейтрализовать. А ведь существуют новейшие разработки, позволяющие извлекать из вредного сырья ценные продукты, которые могут найти применение в различных отраслях промышленности.

Проблема сжигания попутного нефтяного газа при разработке месторождений углеводородного сырья является актуальной.

Сжигание газа влечет за собой 2 основных негативных фактора:

- загрязнение окружающей среды;
- безвозвратная потеря газа как минерального сырья.

В связи с этим утилизация попутных газов на нефтегазовых месторождениях страны за последние годы приобрело государственное значение.

Утилизация – полезное использование ресурсов, не находящихся прямого применения по назначению, вторичных ресурсов, отходов производства и потребления. Поэтому необходимо искать технологии для реализации этих ресурсов.

Многие нефтегазовые компании не в состоянии осилить типовые технологии утилизации газа. Зачастую, чтобы построить такой объект, необходимо вложить средства, превышающие стоимость самого месторождения.

Настоящая дипломная работа посвящена вопросам процесса утилизации попутного газа на Юрубчено-Тохомском нефтяном месторождении.

Применение современных средств и систем при утилизации попутного газа позволяет решать следующие задачи:

- вести процесс с производительностью, максимально достижимой для данных производительных сил, автоматически учитывая непрерывные изменения технологических параметров процесса;

- управлять процессом, постоянно учитывая динамику производственного плана путем оперативной перестройки Режимов технологического оборудования, перераспределения работ и т.д.;

- автоматически управлять процессом.

Решение поставленной задачи возможно, если имеются следующие предпосылки:

- необходимо наблюдать основные технологические параметры, характеризующие состояние процесса утилизации (давление, температура, уровень, расход и др.);

- необходимость прямого и косвенного изменения параметров процесса;

- возможность модернизации технологического оборудования, участвующего в процессе утилизации;

- возможность получения непрерывного процесса.

Внедрение систем автоматизации направлено на повышение эффективности производственного процесса. Основная польза от внедрения является:

- повышение качества сбора газа для утилизации и эффективности использования технологического оборудования;

- повышение производительности труда при выполнении технологических операций, резкое сокращение ошибок и брака, стабилизация технологического процесса, сокращение числа работающих;

- сокращение потерь рабочего времени на участках и технологических линиях, увеличение оперативности управления процессом утилизации со стороны персонала и увеличение качества управления.

1 Геологическая часть

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) находится на юге Сибирской платформы в пределах Байкитской антеклизы (рис. 1.1). Согласно нефтегеологическому районированию данная территория относится к Байкитской нефтегазоносной области в составе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Это довольно большая область, расположенная на юге Эвенкийского АО Красноярского края в междуречье р. Подкаменной Тунгуски и Ангары.



Рисунок 1.1 – Локализация Куюбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления в Байкитской НГО

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к центральной части Байкитской антеклизы, выделяемой в Камовский свод. Вместе с Куюбинским, Оморинским, Камовским и Шушукским месторождениями Юрубчено-Тохомское месторождение образует область гигантского скопления углеводородов, которая входит в

состав Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления общей площадью более 20 000 км² (рис. 1.1). Именно здесь впервые в России и в мире получены промышленные притоки нефти и газа из отложений рифейского возраста.

В геологическом строении этой области выделяются два структурных этажа (рис. 1.2). Нижний образован глубокометаморфизованными архей-протерозойскими породами фундамента. Верхний этаж сложен карбонатно-терригенными отложениями осадочного чехла Сибирской платформы, несогласно залегающими на выветрелой поверхности кристаллического фундамента. Верхний структурный этаж, в свою очередь, разделен на два комплекса: рифейский, имеющий блоковое строение, и пологозалегающий вендско-фанерозойский.

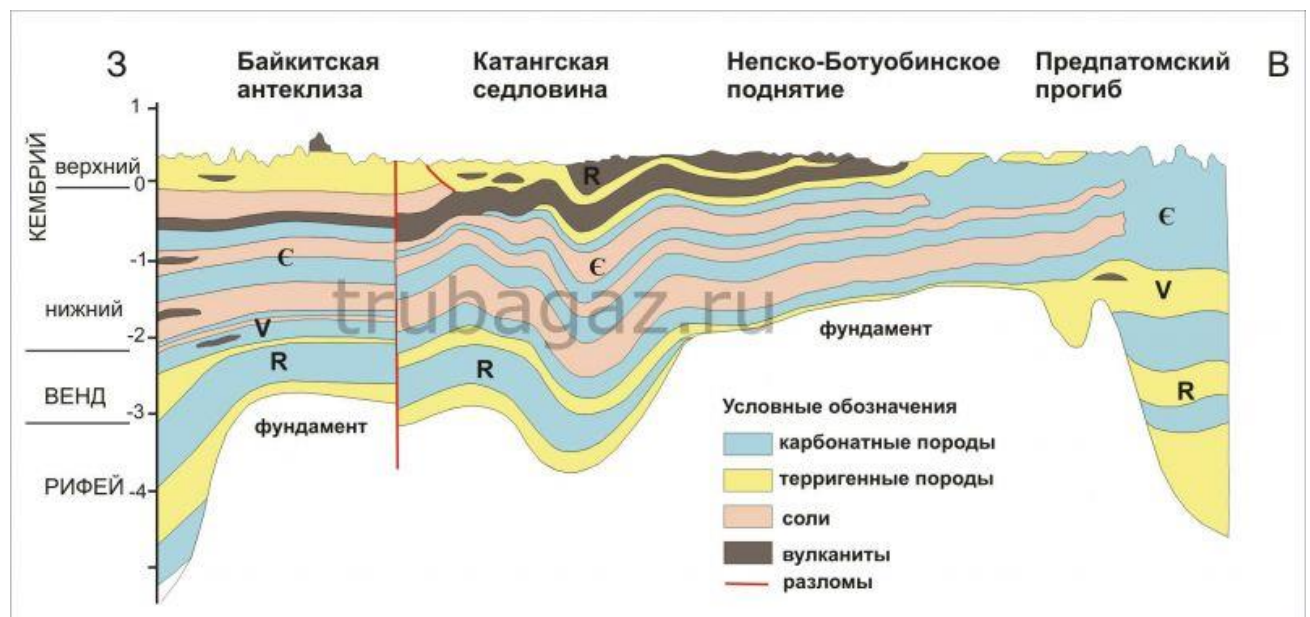


Рисунок 1.2 - Разрез осадочных отложений южной части Сибирской платформы

Сводный разрез осадочных отложений рифея Юрубчено-Тохомской зоны подразделяется на 12 свит: зелендуконскую, вдрэшевскую, мадринскую, юрубченскую, долготинскую, куюмбинскую, копчерскую, юктенскую, рассолкинскую, вингольдинскую, токурскую и ирэмэкэнскую. Литологический состав свит представлен чередованием песчаников,

аргиллитов, глинистых доломитов, мергелей и доломитов. Песчаники присутствуют, главным образом, в составе зелендуконской, вэдрэшевской, мадринской свит. В вышележащей части разреза преобладают карбонатные породы.

Вендские отложения с размывом залегают на поверхности рифейских пород. В их строении участвуют четыре свиты: терригенная ванаварская и преимущественно карбонатные оскобинская, катангская и собинская. Кембрийские отложения Байкитской антеклизы, как и в пределах всей Сибирской платформы, представлены мощной карбонатно-галлогенной толщей, состоящей из чередования пластов доломитов, доломит-ангидритов и каменной соли.

Нефтегазоносность Байкитской нефтегазоносной области связана с эродированной поверхностью рифейских карбонатных отложений (рис. 1.3). Продуктивны карбонаты семи толщ – юрубченской, долгоктинской, куюмбинской, юктенской, рассолкинской, вингольдинской, ирэмэкэнской. Доказана промышленная нефтегазоносность терригенно-карбонатных отложений венда (оскобинская свита и пр.).

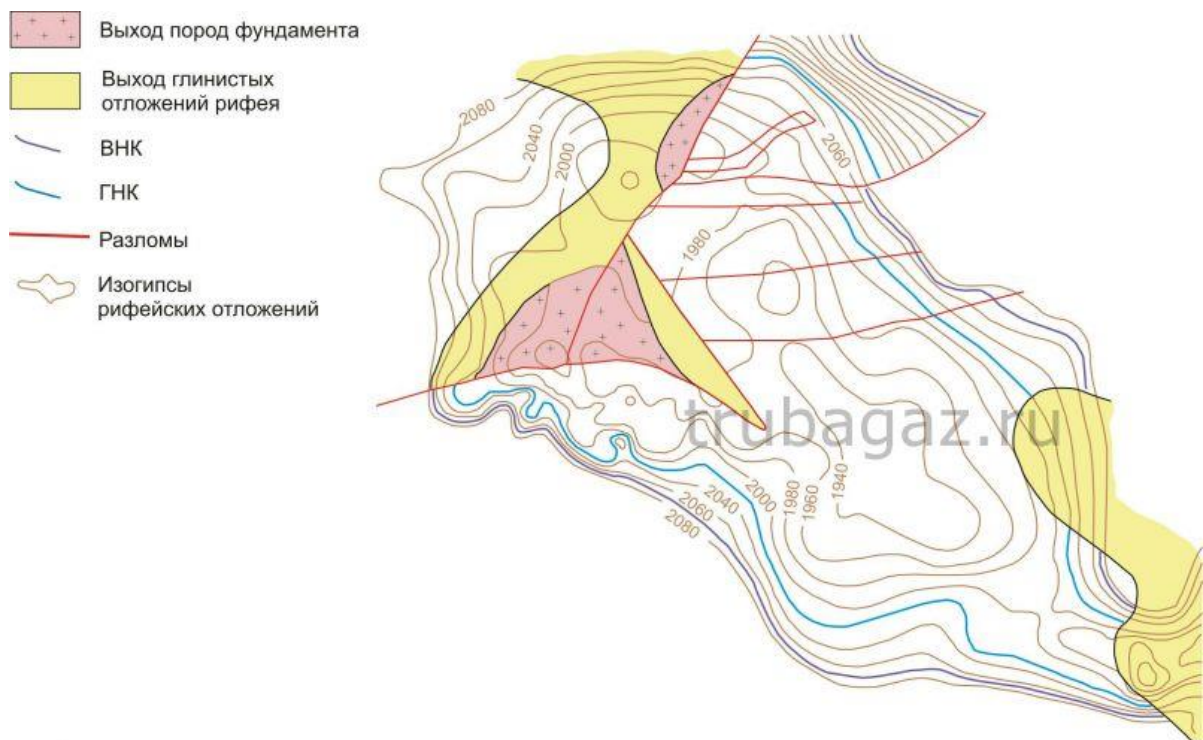


Рисунок 1.3 - Структурная карта Юрубчено-Тохомского месторождения

Месторождение является сложно построенным – распространение залежей ограничено выходами на эрозионную поверхность глинистых отложений вэдрэшевской, мадринской и токурской толщ, а также пород кристаллического фундамента. В ряде случаев границы залежей образованы разломами.

Залежи массивные, пластовые, экранированы глинисто-карбонатными породами вендско-кембрийского возраста. Водонефтяной контакт (ВНК) находится на отметке 2070 м, газонефтяной контакт (ГНК) – на отметке 2020 м. Глинистые прослои обеспечивают смещение ГНК и ВНК на 10–20 м. Суммарная мощность газоконденсатной и нефтяной частей залежи составляет 45 м. Нефтегазовые залежи расположены непосредственно под поверхностью регионального несогласия, разделяющего рифейские и вендские образования.

Куюбинско-Юрубчено-Тохомский ареал нефтегазонакопления был открыт в 1973 году в результате бурения скважины К-1. Первый промышленный приток нефти был получен в 1977 году. В настоящее время запасы Юрубчено-Тохомского месторождения по категориям С1+С2+С3 составляют около 2 трлн. м³ газа и 1000 млн. тонн нефти.

2 Газовая программа Юрубчено-Тохомского месторождения

В настоящее время добываемый ПНГ, за вычетом использования на собственные нужды, сжигается на факельной установке.

При развитии газовой программы, начиная с 2016 г., предусмотрена закачка ПНГ в систему ППД (за вычетом использования на собственные нужды).

Основными потребителями собственных нужд на промысле являются:

- энергокомплекс (ГТЭС);
- технологические нужды;
- газокompрессорная станция (привод компрессоров);
- полигон ТБО (утилизация отходов путём сжигания).

Схема основных потоков газа согласно газовой программе представлена на рисунке 2.1

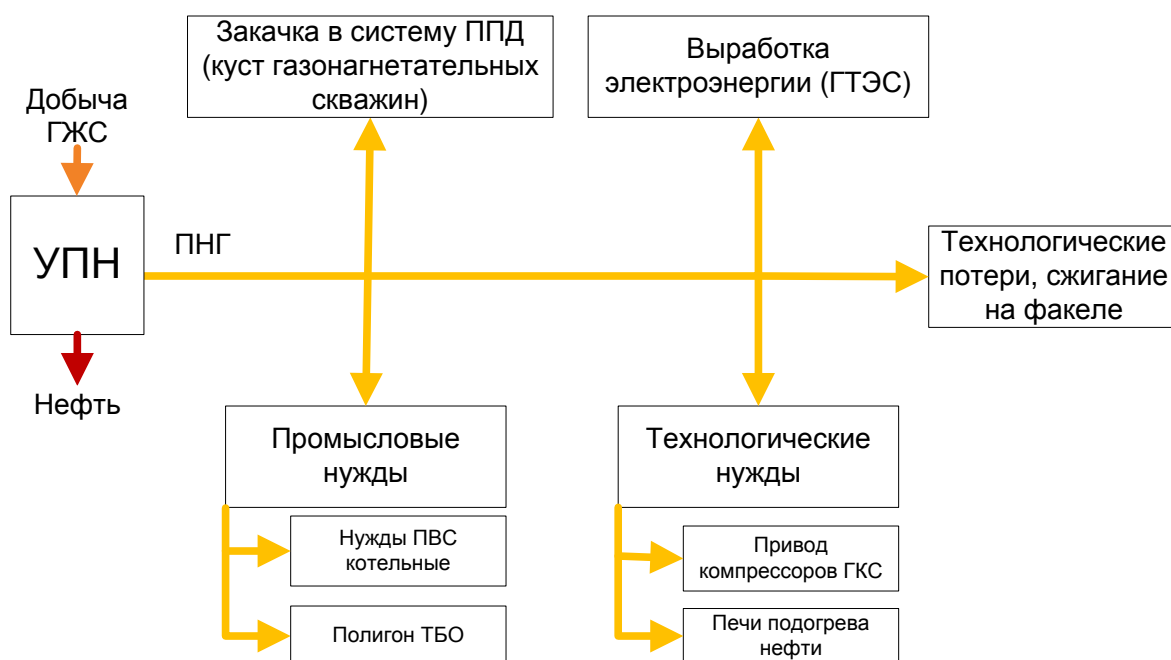


Рис. 2,1 Схема основных потоков газа согласно газовой программе

В процессе компримирования на ГКС происходит подготовка газа путём отделения капельной жидкости в УПН. Для обратной закачки части добываемого ПНГ в газовую шапку пласта от ГКС до газонагнетательных скважин рекомендуется однотрубная герметизированная система газопроводов высокого давления с утолщённой стенкой.

Энергоснабжение

В районе Юрубчено-Тохомского НГКМ централизованное энергоснабжение в настоящее время отсутствует.

Для энергоснабжения существующих объектов промысла на пром.площадке имеются следующие энергоисточники:

- три дизельных электростанции контейнерного типа КАС-630, мощностью 630 кВт (0,63 МВт);
- две электростанции ДЭАС-200, мощностью 200 кВт (0,2 МВт)

каждая;

– одна контейнерная электростанция типа E505VM, мощностью 600 кВт (0,6 МВт) с газодизельным двигателем L36GLD2 фирмы Waukesha Ltd.

Проектом обустройства Юрубчено-Тохомского НГКМ предусмотрена автономная энергосистема для энергоснабжения объектов промысла.

Обустройством предусмотрены следующие основные центры потребления электроэнергии на месторождении:

- пром.площадка №1;
- пром.площадка №2.

В качестве источника электроэнергии, согласно проектным решениям на пром.площадке №1 предусматривается газотурбинная электростанция (ГТЭС).

Для передачи электрической энергии от пром.площадки №1 до пром.площадки №2, с обеспечением требуемой категории электроснабжения, рекомендуется строительство двухцепной ВЛ 35 кВ протяжённостью 12 км.

Для передачи электрической энергии до комплектных трансформаторных подстанций, установленных на кустовых площадках, с обеспечением требуемой категории электроснабжения, предусматривается строительство двухцепных ВЛ 6 кВ.

Энергоснабжение объектов магистрального нефтепровода (промежуточных НПС, ПСП) обеспечивается согласно проектным решениям

2.1 Анализ сырьевой базы. Характеристика сырья получаемых продуктов и реагентов

Юрубчено-Тохомское месторождение является крупным месторождением Восточной Сибири, находится в пределах одноименной

зоны нефтегазонакопления, которая расположена в Байкитском районе Эвенкийского ОА. Нефть Юрубчено-Тохомского месторождения легкая (823 кг/м³), малосернистая (0,2%). Потенциальное содержание фракций выкипающих до 200°С составляет 30 % мас. В составе газа содержится 45% мас. метана.

Мощность сооружений установки подготовки нефти составляет:

- добыча нефти – 2312,8 тыс. тонн
- добыча жидкости – 2511,4 тыс. тонн
- добыча попутного нефтяного газа – 1489 млн.м³.
- средний газовый фактор – 531 м³/м³.

Физико-химические свойства, фракционный и компонентный состав пластовой и разгазированной нефти и газа представлены в табл. 2.1-2.5.

Таблица 2.1

Физико-химические свойства пластовой нефти, газа и воды

Наименование показателя	Среднее значение
Нефть	
Пластовое давление, МПа	21,4
Давление насыщения газом, МПа	20,4
Плотность, кг/м ³	695
Динамическая вязкость, мПа·с	1,97
Температура насыщения парафином, °С	52
Пластовая температура, °С	27
Попутный газ	
Плотность в стандартных условиях, кг/м ³	0,820
Динамическая вязкость, мПа·с	0,025
Объемный коэффициент, доли единиц	0,0042
Содержание стабильного конденсата, г/м ³	134
Пластовая вода	
Газосодержание, м ³ /м ³	1,34

Объемный коэффициент, доли единиц	1,005
Динамическая вязкость, мПа·с	1,22
Общая минерализация, г/дм ³	221,0
Плотность, кг/м ³	1140

Таблица 2.2

Компонентный состав пластовой и разгазированной нефти и газа

Компонент	Компонентный состав, % об.				
	Нефть при однократном разгазировании	Нефть при дифференциальном разгазировании	Газ при однократном разгазировании	Газ при дифференциальном разгазировании	Пластовая нефть
Водород	-	-	0,0004	0,0004	0,0003
Гелий	-	-	0,062	0,062	0,043
СО ₂	-	-	0,09	0,09	0,06
N ₂ +редкие	-	-	3,16	3,33	2,13
Метан	0,37	0,08	65,77	69,83	44,67
Этан	0,54	0,91	15,04	15,54	10,28
Пропан	1,10	3,40	8,12	6,93	5,77
Изобутан	0,62	1,90	1,44	0,76	1,16
Н-Бутан	2,42	4,32	3,43	2,42	3,10
Изопентан	1,74	2,72	0,87	0,28	1,16
Н-пентан	2,90	3,66	1,02	0,49	1,63
Гексан+высшие	90,31	83,02	1,00	0,27	29,99
Молярная масса	235,6	218,2	24,319	22,568	92,8
Молярная	-	-	-	-	259,0

масса остатка					
Плотность, кг/ м ³	824,1	816,1	1,005	0,945	697,5

Таблица 2.3

Содержание сероорганических соединений в газе и нефти

Наименование компонентов	Газ		Пластовая нефть	
	содержание, % мол.	ppm	содержание, % мол.	ppm
Сероокись углерода	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует
Метилмеркаптан	0,000010	0,2	0,000056	0,3
Этилмеркаптан	0,000119	3,2	0,000373	2,6
Изопропилмеркаптан	0,000142	4,7	0,000433	3,7
Пропилмеркаптан	0,000045	1,5	0,000211	1,8
Бутилмеркаптан	0,000013	0,5	0,000069	0,7
Молярная масса	23		90	
Газосодержание, м ³ /т	210,3			

Таблица 2.4

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование показателя	Среднее значение
Плотность нефти при 20 °С, кг/ м ³	823
Динамическая вязкость при 20 °С, мПа·с	9,47
Температура застывания, °С	Минус 38,5
Содержание, % мас.:	
- сера	0,22
- смолы силикагелевые	4,51
- асфальтены	0,17
- парафины	2,03

Таблица 2.5

**Фракционный состав товарной нефти Юрубчено-Тохомского
месторождения**

№ п/п	Компоненты	Выход, % мас.	Плотность при 20°С, кг/м ³
1	Этан	0,06	-
2	Пропан	0,66	-
3	Изобутан	0,2	-
4	Н-бутан	1,4	-
5	Фракция 32-85°С	7,8	655
6	Фракция 85-100°С	2,3	711,9
7	Фракция 100-120°С	3,6	725,4
8	Фракция 120-140°С	3,6	736,3
9	Фракция 140-160°С	3,7	749,7
10	Фракция 160-180°С	3,8	762,5
11	Фракция 180-200°С	3,5	775
12	Фракция 200-220°С	3,5	786,6
13	Фракция 220-240°С	3,6	796,2
14	Фракция 240-260°С	3,6	806
15	Фракция 260-280°С	3,6	815,4
16	Фракция 280-300°С	3,6	823,9
17	Фракция 300-320°С	3,6	833,4
18	Фракция 320-340°С	3,6	842
19	Фракция 340-360°С	3,7	850,6
20	Фракция выкипающая выше 360°С	40,58	893,5
	Итого	100	-

Установка подготовки нефти обеспечивает подготовку нефти до требований 1 группы по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические

условия»:

- содержание воды – не более 0,5 % мас.;
- содержание хлористых солей – не более 40 мг/дм³;
- содержание механических примесей – не более 0,05% мас.;
- давление насыщенных паров – не более 66,7 кПа (500 мм. рт. ст).

Компонентный состав «товарной» нефти представлен в табл. 2.6.

Физико-химические свойства товарной нефти представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.6

Компонентный состав «товарной» нефти

Компоненты	Мольные доли
N ₂	0,000001
CO ₂	0,000007
Метан	0,000342
Этан	0,003738
Пропан	0,017904
Изобутан	0,009295
Н-бутан	0,041949
Изопентан	0,020133
Н-пентан	0,037899
C ₆ +высшие	0,868732
Итого	1,0

Таблица 2.7

Физико-химические свойства «товарной» нефти

Наименование показателя	Усредненное значение
Температура застывания нефти, °С	Минус 38,5
Плотность нефти при 20°С, кг/м ³	823
Кинематическая вязкость, мм ² /с при 20 °С	9,47 4,59

при 50 °С	
Давление насыщенных паров, мм рт.ст.	Не более 500
Обводненность, % мас.	0,5

2.3 Закачивание в пласт

Закачка попутного нефтяного газа в пласт.

Попутный нефтяной газ представляет собой продукт, получившийся в результате технологического процесса подготовки нефти для ее подачи в магистральный газопровод, который в обязательном порядке подлежит утилизации. Долгое время его считали отходом производства и просто сжигали на факеле. В связи с этим в атмосферу попадали огромные объемы вредных выбросов, таких как сажа и диоксид углерода, существенно загрязняющих окружающую среду. Лишь незначительная часть использовалась для энергетического обслуживания нефтедобывающих промыслов, хотя данный газ может в полной мере обеспечить собственные потребности месторождения в энерго- и теплоносителях. Это может быть:

выработка электроэнергии, в частности когенерация;

производство тепловой энергии;

подогрев нефти, используемой для привода компрессорного и насосного оборудования;

Закачка в пласт для обеспечения повышенной нефтеотдачи;

передача газа на газоперерабатывающие заводы.

Последний пункт мог бы стать идеальным решением утилизации попутного нефтяного газа, если бы не удаленность газоперерабатывающих заводов от нефтяных месторождений. В большинстве случаев нецелесообразно прокладывать газовую магистраль для таких несущественных объемов продукта, ведь возникает необходимость в применении дорогостоящего компрессорного оборудования.

Особенности такого технологического процесса, как закачка в пласт

Закачка в пласт является методом, завоевавшим признание многих компаний, специализирующихся на процессах подготовки нефти и газа. Этому есть несколько причин:

Данный метод позволяет нефтедобывающим организациям существенно экономить свои материальные средства на строительстве газопровода от месторождения до близлежащего газоперерабатывающего завода. В ряде случаев это расстояние исчисляется сотнями километров;

Значительное увеличение коэффициента полезного действия систем поддержания пластовых давлений.

Единственной проблемой для реализации данного технологического процесса является необходимость в техническом согласовании с геологическими службами, ведь наряду с газом в пласт подается и вода. Это может привести к сдвигению пластовых пород и к изменению геологических данных месторождения, таких как технологическое схемное решение разработки и т. п. Этот момент необходимо учитывать в обязательном порядке, ведь перед проектировщиком стоит несколько задач. Это не только локальная утилизация попутного нефтяного газа, но и общая разработка месторождения.

Системы поддержания пластовых давлений

В процессе добычи и подготовки нефти существенную роль играют мероприятия, направленные на поддержание пластовых давлений. Исследованиями доказано, что данные процедуры способны в значительной мере повысить нефтеотдачу. В большинстве случаев в данном технологическом процессе используются сточные и подземные воды. Но здесь возникает ряд существенных проблем:

разбухание глинистых частиц пласта при попадании сточных вод, что приводит к значительному снижению проницаемости пласта;

подземные воды зачастую содержат кислород, вызывающий кавитационные срывы насосного оборудования и эрозию их проточных частей;

наличие кислорода приводит к размножению сульфатовосстанавливающих

бактерий, способствующих пластовым накоплениям сероводорода, который также негативно влияет на показатели надежности оборудования, вызывая значительный коррозионный износ проточных частей;

попадание в трубопроводную обвязку песка, приводящее к механическому износу деталей.

Закачка в пласт попутного нефтяного газа является оптимальным решением для многих нефтяных месторождений, позволяя избежать всех этих неприятных моментов. Единственным условием является соответствующая подготовка попутного нефтяного газа.

2.4 Актуальность темы

В последние годы, по официальным данным, уровень использования попутного газа в большинстве работающих на территории России нефтяных компаний не превышает 70-75%. Наибольшие сложности его использования возникают в отдалённых малоосвоенных регионах конденсато- и нефтедобычи, в которых отсутствует газотранспортная система для поставок газа внешним потребителям. Перспективным направлением решения задачи доведения уровня использования попутного газа не менее 95%, особенно на начальных этапах разработки нефтегазоконденсатных месторождений, является закачка, хранение и накопление в течение нескольких лет излишков попутного газа в пластах-коллекторах временных подземных хранилищ (ВПХГ). Сооружение ВПХГ позволяет своевременно вводить в разработку нефтегазоконденсатные месторождения, избегая сжигания на факельных установках и сохраняя значительные объёмы попутного газа растворенного в нефти и прорывающегося из газовых шапок месторождений. Накопленные объёмы попутного газа на ВПХГ в дальнейшем могут быть использованы для поставок внешним потребителям, на собственные нужды промыслов или для газового воздействия на нефтяные пласты.

Режим многолетней закачки, сложные геологические условия ограниченного количества возможных объектов хранения, особенности состава и физико-

химических свойств попутного газа обуславливают газогидродинамические риски и возникновение специфических задач при сооружении и эксплуатации ВПХГ. Существующая технология подземного хранения природного газа в пластах-коллекторах не позволяет в полной мере решать эти задачи. Это предопределяет актуальность научного обоснования и необходимость разработки технологии и методов регулирования хранения попутного газа в пластах-коллекторах ВПХГ.

Работа основывается на разработке технологии и методов регулирования многолетней закачки и хранения излишков попутного газа в пластах-коллекторах временных подземных хранилищ, сооружаемых в газовых, газоконденсатных залежах и газовых шапках нефтегазоконденсатных месторождений, водоносных горизонтах, для обеспечения безопасности и повышения эффективности их сооружения, эксплуатации и надёжности функционирования.

2.5 Основные задачи

1. Разработка технологии многолетней закачки и хранения попутного газа в пластах-коллекторах ВПХГ на нефтегазоконденсатных месторождениях, расположенных в отдалённых малоосвоенных регионах нефтедобычи со сложными климатическими, орографическими и геологическими условиями.
2. Исследование методов регулирования закачки и хранения попутного газа на моделях элементов пластов-коллекторов ВПХГ, обеспечивающих необходимые темпы и объёмы закачки, сохранность закачанных объёмов при многолетнем повышении давления выше начального в объекте хранения.
3. Апробация разработанной технологии и методов регулирования закачки и хранения попутного газа на реальных объектах ВПХГ с разными горно-геологическими и гидродинамическими условиями.
4. Исследование влияния технико-экономических показателей ВПХГ на темпы ввода в разработку и уровень добычи нефти на нефтегазоконденсатных месторождениях в отдалённых малоосвоенных

регионах.

Обоснована возможность многолетней закачки и хранения попутного газа в газовых шапках разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождений без практически значимого увеличения газового фактора добываемой продукции на начальных этапах разработки за счёт выбора проектного расположения горизонтальных газонагнетательных, нефтедобывающих и водонагнетательных скважин по площади и по разрезу пласта. Разработан метод расчёта давления на газонефтяном контакте при закачке попутного газа, позволяющий выбирать проектное положение горизонтального ствола газонагнетательной скважины по высоте газовой шапки.

Результаты проведённых исследований показали, что расчётные значения максимально допустимого давления нагнетания газа в объект хранения с использованием традиционного подхода, основанного на решении задачи «оценки прочности геологических структур» Ю.П. Желтовым, получаются завышенными. Разработан метод расчёта максимально допустимого давления на основе модели E.R. Simonson применительно к геологическим объектам хранения, представленным разными парами литотипов горных пород, позволяющий получать значения, адекватные данным мирового опыта проведения гидроразрыва пласта. Установлено, что темпы и объёмы закачки газа в объекты хранения ограничиваются не максимально допустимым пластовым давлением из условий герметичности покрышки, а максимально допустимым забойным давлением, которое зависит от пластового давления.

2.6 Методы регулирования

Разработаны методы регулирования закачки и хранения попутного газа в неразрабатываемых газовых, газоконденсатных залежах и газовых шапках нефтегазоконденсатных месторождений. Предложенные методы заключаются в площадном и селективном по разрезу пласта распределении темпов и объёмов закачки, регулировании забойного давления в газонагнетательных скважинах, снижении репрессии на пласт путём

интенсификации оттока от скважин. Внедрение этих методов позволяет обеспечить необходимые темпы и объёмы закачки, повысить надёжность хранения газа путём снижения газогидродинамических рисков, связанных с уходом газа за пределы ловушки, расформированием нефтяной части залежи, нарушением герметичности покрышки.

На базе исследований темпов ввода в разработку и проектного уровня добычи нефти на нефтегазоконденсатных месторождениях, расположенных в отдалённых малоосвоенных регионах, обосновано, что учёт технико-экономических показателей сооружения временных подземных хранилищ попутного газа в комплексных проектах разработки месторождений позволяет повысить экономическую эффективность этих проектов.

2.6 Основные положения

1. Усовершенствованный метод расчёта максимально допустимого давления нагнетания газа на забое скважин из условия герметичности геологических объектов хранения, который основан на обобщении результатов исследований механизма трещинообразования при гидравлическом разрыве пласта.
2. Методы регулирования забойного давления и репрессии в газонагнетательных скважинах, темпов и объёмов закачки попутного газа при многолетнем повышении пластового давления выше начального в неразрабатываемых газовых, газоконденсатных залежах и газовых шапках нефтегазоконденсатных месторождений.
3. Способ регулирования многолетней закачки и хранения в газовых шапках нефтегазоконденсатных месторождений попутного газа, растворённого в нефти и свободного прорывного, на основе выбора по площади и толщине пласта расположения горизонтальных газонагнетательных скважин, позволяющий сократить объёмы прорывов газа к нефтедобывающим скважинам, вызванных его закачкой.
4. Метод учёта технико-экономических показателей сооружения временных подземных хранилищ попутного газа в качестве дополнительного фактора

при обосновании темпов ввода в разработку и проектного уровня добычи нефти на нефтегазоконденсатных месторождениях в отдалённых труднодоступных регионах.

2.8 Практическая ценность

Описана технология многолетней закачки и хранения излишков попутного газа в пластах-коллекторах, которая позволяет без сжигания этих излишков на факельных установках обеспечивать своевременный ввод и рациональную разработку нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений в малоосвоенных регионах, удалённых от основных потребителей и газотранспортных систем. Внедрение разработанной технологии позволяет довести уровень использования попутного газа до 95%, выполнять лицензионные требования по недропользованию и охране окружающей ВПХГ рассматривается как горно-техническое предприятие, предназначенное для многолетней закачки, хранения и последующего отбора закачанных объёмов газа. Оно включает геологический объект хранения, систему скважин разного назначения, наземные инженерно-технические сооружения.

Внедрение технологии многолетней закачки и хранения попутного газа наиболее перспективно на новых нефтегазоконденсатных месторождениях, расположенных в отдалённых труднодоступных регионах. В России к таким регионам относятся Восточная Сибирь, малоосвоенные территории Западной Сибири. Они характеризуются низкими зимними температурами воздуха, сложными орографическими и геологическими условиями. При этом область поиска геологических объектов для закачки и хранения попутного газа значительно сужена, как правило, размерами лицензионных участков недр. В таких условиях для сооружения ВПХГ могут использоваться объекты, которые обычно рассматриваются как малопригодные для создания ПХГ, сложного геологического строения с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и пластовыми температурами. Процесс закачки попутного газа в пласт-коллектор может сопровождаться технологическими

осложнениями, связанными с гидрато- и солеобразованиями. В связи с этим разработана технология многолетней закачки и хранения попутного газа в пластах-коллекторах, основанная на адаптации технологии подземного хранения природного газа к климатическим, орографическим, геологическим условиям объектов для сооружения ВПХГ, особенностям режима их функционирования, состава и физико-химических свойств попутного газа.

Технология многолетней закачки и хранения попутного газа в пластах-коллекторах включает последовательное выполнение следующих производственных операций: сепарация углеводородного и водного конденсата попутного газа после установки подготовки нефти, осушка газа до расчётной точки росы газа по влаге и углеводородам; очистка от механических примесей; компримирование; охлаждение газа; транспортировка его по промысловому коллектору и шлейфам к устьям газонагнетательных скважин; закачка через газонагнетательные скважины в пласт-коллектор; наблюдение и контроль герметичности объекта хранения. При сооружении ВПХГ в пластах-коллекторах рассматривается следующий комплекс вопросов: выбор геологического объекта хранения; обоснование параметров системы подготовки и компримирования попутного газа после установки подготовки нефти; определение рациональной схемы внутрипромысловой транспортировки попутного газа; обоснование ограничений и условий распределения заданной суточной производительности ВПХГ по скважинам или группам скважин с учётом их разноразмерности; разработка рациональной схемы размещения газонагнетательных скважин; обоснование системы наблюдения и контроля за герметичностью хранилища; обоснование системы отбора закачанных объёмов газа.

В качестве объектов для ВПХГ рассматриваются газовые и газоконденсатные залежи, газовые шапки нефтегазоконденсатных месторождений и водоносные горизонты.

Анализ климатических и орогидрографических условий объектов для ВПХГ, а также физико-химических свойств попутного газа позволил выявить основные элементы технологической схемы его подготовки и транспортировки к устьям газонагнетательных скважин в период закачки. К ним относятся сепаратор, система осушки газа, компрессорная станция, система охлаждения газа, коллектор высокого давления, газораспределительный пункт, шлейфы скважин, узел замера и регулирования расхода газа. Низконапорный попутный газ после установки подготовки нефти следует дополнительно подготавливать с целью предупреждения выпадения гидратов и углеводородного конденсата в промысловых трубопроводах, скважинах и в призабойной зоне пласта, растепления многолетнемерзлых пород.

С целью снижения рисков в работе предложена концепция поэтапного сооружения хранилища с выделением нескольких очередей строительства и инвестиций. Поэтапное сооружение ВПХГ позволяет последовательно решать вопросы, связанные с уточнением фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора, приемистости, потребного количества и рационального размещения проектных газонагнетательных скважин, герметичностью ранее пробуренных скважин и возможностью их использования для нужд ВПХГ. Разработанная концепция поэтапного сооружения ВПХГ предусматривает обоснование на каждой стадии проектирования резервов основных производственных мощностей (количество скважин, мощность компрессорной станции) по двум направлениям. Первое направление связано с компенсацией недостижения проектных показателей ВПХГ на случай неподтверждения исходных геолого-промысловых данных по объекту хранения, второе – с недостоверностью прогнозов газового фактора и объёмов добычи попутного газа.

В работе проведён сопоставительный анализ основных газогидродинамических рисков при сооружении и эксплуатации ПХГ и ВПХГ (таблица 1).

Таблица 1 – Основные газогидродинамические риски хранения природного газа на ПХГ и многолетней закачки и хранения попутного газа на ВПХГ

Объект хранения	ПХГ	ВПХГ
Газовые залежи и водоносные горизонты при проявлении водонапорного режима	<p>Растекание газа по площади, уменьшение активного объёма газа и увеличение буферного объёма газа.</p> <p>Опережающее подтягивание подошвенных вод, преждевременное обводнение эксплуатационных скважин, уменьшение дренируемого объёма газа в процессе циклической эксплуатации</p>	<p>Растекание газа по площади, уменьшение коэффициентов рентабельного извлечения хранимого газа.</p> <p>Уход газа за замок ловушки при многолетнем повышении пластового давления в периоды закачки, простоя и отбора газа из хранилища</p>
Газовые залежи при проявлении газового режима	<p>Образование глубоких депрессионных воронок при низких фильтрационно-емкостных свойствах пласта-коллектора, уменьшение производительности скважин</p>	<p>Образование высоких репрессионных воронок при низких фильтрационно-емкостных свойствах пласта-коллектора. Превышение давления нагнетания максимально допустимой величины из условия герметичности крышки</p>
Газовые шапки нефтегазоконденсатных	<p>Расформирование нефтяной оторочки (части) и снижение дебитов</p>	<p>Расформирование нефтяной оторочки (части) в результате образование</p>

залежей	нефтедобывающих скважин в процессе циклической эксплуатации ПХГ в результате периодически происходящих прорывов газа к забоям скважин	устойчивых “конусов” газа, снижение дебитов нефтедобывающих скважин
---------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------

Под регулированием хранения попутного газа в пластах-коллекторах ВПХГ понимается воздействие на фильтрационные процессы, происходящие в объекте хранения при многолетней закачке попутного газа. Проведенный в диссертации сравнительный анализ показал, что внедрение методов регулирования характеризуется разными эффектами на объектах ПХГ и ВПХГ (табл. 2).

В работе при исследовании методов регулирования многолетней закачки и хранения попутного газа в пластах-коллекторах ВПХГ решены следующие задачи:

- определение максимально допустимого давления нагнетания попутного газа в пласты-коллекторы при использовании метода регулирования забойного давления в газонагнетательных скважинах;
- определение рационального положения горизонтального ствола газонагнетательной скважины при селективном по толщине пласта регулировании темпов и объёмов закачки попутного газа в газовую шапку нефтегазоконденсатной залежи;
- разработка условий проведения гидроразрыва пласта (ГРП) на скважинах ВПХГ при регулировании репрессии на пласт путём интенсификации оттока.

Таблица 2 – Эффект внедрения методов регулирования на ПХГ и ВПХГ

Метод регулирования	Эффект на ПХГ	Эффект на ВПХГ
Повышение давления нагнетания газа	– Увеличение активного и уменьшение буферного объёмов газа	– Увеличение объёма хранения попутного газа в условиях низкопроницаемых

	<ul style="list-style-type: none"> – Уменьшение количества эксплуатационных скважин – Сокращение объёмов вторгаемых пластовых вод в искусственную газовую залежь 	<p>пластов-коллекторов</p> <ul style="list-style-type: none"> – Уменьшение количества газонагнетательных скважин
Площадное регулирование	<ul style="list-style-type: none"> – Формирование компактной искусственной газовой залежи по площади с повышенными коэффициентами газонасыщенности – Увеличение дренируемой части общего объёма газа – Уменьшение водо- и пескопроявлений 	<ul style="list-style-type: none"> – Равномерное повышение пластового давления в разно проницаемых участках пласта – Снижение прорывов газа в нефтяную часть залежи – Снижение рисков ухода газа за пределы структуры
Селективное регулирование	<ul style="list-style-type: none"> – Формирование искусственной газовой залежи с повышенной газонасыщенной толщиной – Уменьшение водопроявлений в сезон отбора 	<ul style="list-style-type: none"> – Увеличение аккумулируемого объёма – Уменьшение давления на газонефтяной контакт (ГНК) и конусов газа
Интенсификация скважин	<ul style="list-style-type: none"> – Увеличение продуктивности скважин и суточной производительности ПХГ – Уменьшение количества эксплуатационных скважин 	<ul style="list-style-type: none"> – Увеличение приемистости и уменьшение количества газонагнетательных скважин – Приобщение к активному аккумулярованию слабопроницаемых

	– Бескомпрессорный отбор – Уменьшение депрессии на пласт	пропластков и участков – Уменьшение репрессии на пласт, снижение давления нагнетания попутного газа
--	----------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------

На ВПХГ и ПХГ, объекты хранения которых представлены низкопроницаемыми коллекторами, при закачке газа могут образовываться высокие репресссионные воронки пластового давления. Поэтому максимально допустимое давление нагнетания газа из условий герметичности покрышки оказывается решающим фактором при обосновании темпов закачки и объёмов хранения попутного и природного газа. Распространённым подходом к расчёту максимально допустимого давления нагнетания является использование теории гидроразрыва пласта (ГРП) для оценки условий образования вертикальных трещин.

. Результаты исследований показывают, что на глубине более 1000 м образуются, как правило, вертикальные трещины. Для раскрытия вертикальной трещины необходимо преодолеть горизонтальную составляющую горного давления (боковое горное давление), сдерживающую образование трещины. Боковое горное давление меньше или равно горному давлению, может превышать его лишь в случаях высоких тектонических напряжений в горизонтальной плоскости.

В традиционно применяемом методе расчёта максимально допустимого давления используется зависимость (1), предложенная Ю.П. Желтовым, на основе которой Э.Л. Гусевым проведены исследования применительно к геологическим объектам ПХГ с песчаными пластами-коллекторами и глинистыми пластами-покрышками (2)-(3):

$$P = P_{бок}^{нокр} + P_{пл} - (P_{бок}^{нокр} - P_{бок}^{кол}) \cdot \left(1 - \frac{2}{\pi} \arccos \frac{\beta}{\beta + 2} \right) \quad (1)$$

$$P_{бок}^{кол} = \frac{\nu^{кол}}{1 - \nu^{кол}} (P_{горн} - P_{пл}) \quad (2)$$

$$P_{бок}^{покр} = 0,6 \div 0,8 \cdot P_{горн} \quad (3)$$

Расчёты традиционным методом (Метод 1) показывают, что максимально допустимое давление нагнетания выше давления смыкания вертикальной и горизонтальной трещины, поскольку P выше бокового горного давления пласта-коллектора $P_{бок}^{кол}$ и пласта-покрышки $P_{бок}^{покр}$, а также выше горного давления $P_{горн}$ при некоторых значения отношения толщины коллектора к толщине покрышки β (рисунок 1).

Так в диссертации на основе проведённых исследований установлена неадекватность традиционного метода расчёта максимально допустимого давления нагнетания современным представлениям об условиях образования трещин гидроразрыва пласта. В связи с этим разработан усовершенствованный метод расчёта максимально допустимого давления нагнетания с использованием формулы (4), предложенной E.R. Simonson. Согласно этому методу в расчёте бокового горного давления пласта-коллектора по формуле (5) предлагается учитывать его рост с увеличением пластового давления $P_{пл}$ с учётом постоянной Био α_B (порозластической константы). Боковое горное давление покрышки предлагается рассчитывать в зависимости от коэффициента Пуассона породы пласта-покрышки $\nu^{покр}$ с использованием формулы (6).

$$P = P_{бок}^{кол} + (P_{бок}^{покр} - P_{бок}^{кол}) \cdot \left(1 - \frac{2}{\pi} \arcsin \frac{\beta}{\beta + 2} \right) \quad (4)$$

$$P_{бок}^{кол} = \frac{\nu^{кол}}{1 - \nu^{кол}} (P_{горн} - \alpha_B P_{пл}) + \alpha_B P_{пл} \quad (5)$$

$$P_{бок}^{покр} = \frac{\nu^{покр}}{1 - \nu^{покр}} P_{горн} \quad (6)$$

Сравнение результатов расчётов максимально допустимого давления закачки традиционным методом (Метод 1) по формулам (1) - (3) и предлагаемым усовершенствованным (Метод 2) по формулам (4) - (6), представлено на рисунке 1. В расчёте принимался коэффициент Пуассона глинистого пласта-покрышки 0,4 и песчаного пласта-коллектора 0,29 при заданном постоянном пластовом давлении.

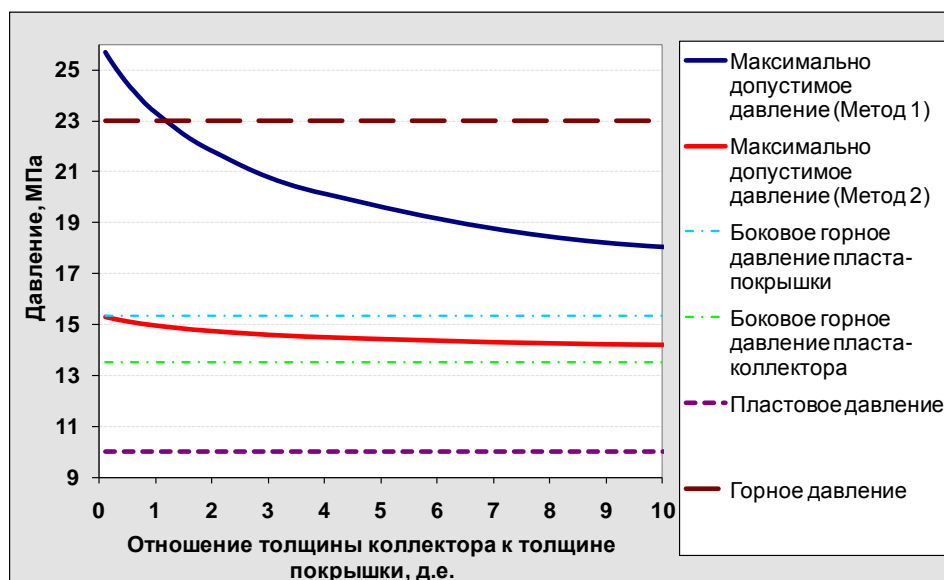


Рисунок 1 -
Сравнение оценок
максимально
допустимого
давления
нагнетания

Полученные результаты показывают, что рассчитываемое усовершенствованным методом максимально допустимое давление закачки в зависимости от относительной толщины пласта-коллектора лежит в диапазоне между боковым горным давлением пласта-коллектора и боковым горным давлением покрышки. Эти результаты являются адекватными данным мирового опыта проведения гидроразрыва пласта.

Усовершенствованный метод позволяет получать достоверные значения максимально допустимого давления нагнетания в разных горно-геологических условиях для терригенных и карбонатных пластов-коллекторов, глиняных и соляных пластов-покрышек. Проведённые исследования показали, что поскольку значение коэффициента Пуассона может варьироваться в широких пределах, для достоверного расчета необходимо адресное лабораторное определение коэффициента на керновом материале коллектора и покрышки каждого геологического объекта совместно с комплексом геофизических исследований.

Традиционно в технологических расчётах закачки газа в пласты-коллекторы в качестве ограничивающего фактора принимается максимально допустимое пластовое давление. Проведёнными исследованиями установлено, что основным фактором, ограничивающим темпы и объёмы закачки газа в объекты хранения, является не максимально допустимое пластовое давление, а максимально допустимое забойное давление или репрессия на пласт. Анализ зависимостей (4) - (6) показывает, что максимально допустимое давление нагнетания газа в пласт-коллектор является функцией пластового давления. Максимальное превышение допустимого давления закачки над начальным пластовым давлением увеличивается в процессе закачки, поскольку напряжение смыкания трещины гидроразрыва в пласте-коллекторе увеличивается по мере роста порового давления. При этом в начальные периоды закачки газа на ПХГ и ВПХГ можно создавать бóльшую репрессию на пласт, по мере повышения пластового давления репрессия должна уменьшаться. В связи с этим максимально допустимый дебит скважины изменяется с ростом пластового давления при закачке газа (рисунок 2).

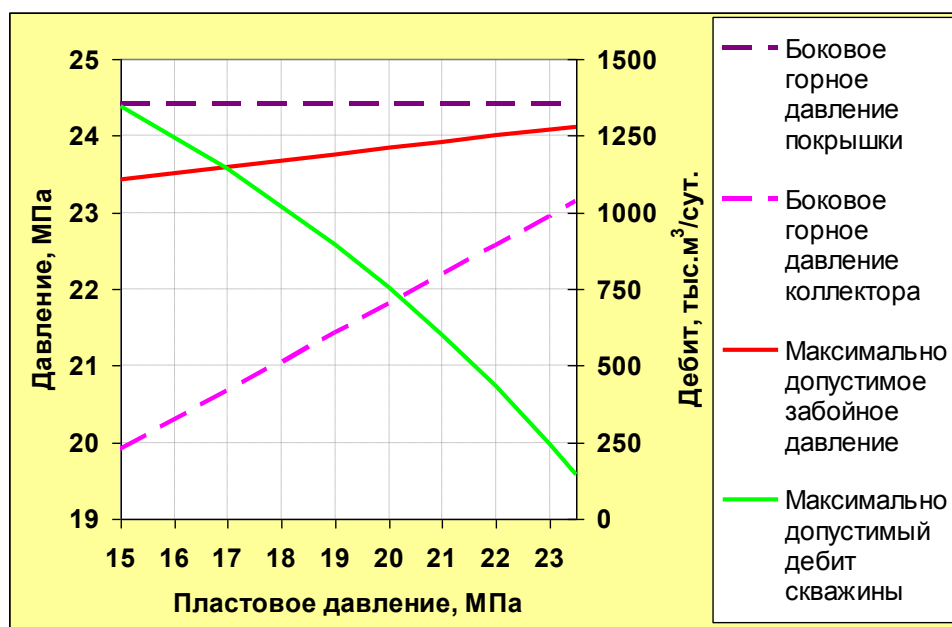


Рисунок 2 –
Зависимость
максимально
допустимого
давления
нагнетания газа и
максимально
допустимого дебита
скважины от
пластового
давления при
закачке газа в
пласт-коллектор

В работе на основе исследований селективного по толщине пласта

регулирования закачки попутного газа на ВПХГ решена задача выбора проектного положения горизонтального ствола газонагнетательной скважины по высоте газовой шапки. Рациональное положение горизонтального ствола позволяет снизить конусы газа в нефтяной части нефтегазоконденсатной залежи в процессе многолетней закачки попутного газа. разработан метод расчёта давления на газонефтяном контакте (ГНК) при закачке попутного газа. Предложенный метод позволяет обоснованно выбирать положение горизонтального ствола газонагнетательной скважины по высоте газовой шапки с учётом воздействия на нефтяную оторочку на основе расчёта потерь давления при фильтрации газа от ствола скважины до газонефтяного контакта.

При расчёте давления ГНК рассматривается следующая модельная схематизация: горизонтальная скважина полностью вскрывает полосообразный однородный анизотропный пласт, представленный газовой шапкой постоянной высоты; отток газа от скважины происходит при нелинейном законе фильтрации. Распределение давления в процессе закачки попутного газа определяется с использованием аналитической модели, предложенной З.С. Алиевым, в которой истинная область фильтрации газа заменяется фиктивной областью с суммарным сопротивлением пласта, эквивалентным истинному фильтрационному сопротивлению. В расчётах учитываются потери давления на трение по длине горизонтального ствола, зависимость дебита скважины от её расположения по толщине пласта.

Конечное выражение для оценки давления на ГНК $P_{ГНК}$ на i -ом участке длиной Δl , представляется в следующем виде:

$$P_i^2 - P_{ГНКi}^2 = \frac{a^* D_i}{v \cdot \Delta l} \left[\frac{2}{h_2} \left(h_2 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + h_2} \right) \right] + \frac{b^* (D_i)^2}{2\Delta l^2} \left[\frac{2}{h_2} \left(\ln \frac{R_c + h_2}{R_c} - \frac{h_2}{R_c + h_2} \right) \right], \quad (7)$$

где
$$a^* = \frac{\mu z T_{пл} P_{ам}}{\kappa T_{см}}, \quad b^* = \frac{\rho_{см} z T_{пл} P_{ам}}{l T_{см}}, \quad v = \sqrt{\frac{k_{верт}}{k_{гор}}}.$$

В выражении (7) давлению на газонефтяном контакте $P_{ГНК}$ на i -ом участке соответствует давление на стенке горизонтального ствола скважины P_i и расход газа D_i , приходящийся на часть пласта от скважины до ГНК высотой h_2 .

Поскольку в процессе закачки максимальное давление на стенке скважины соответствует начальному участку интервала перфорации, то в расчётах давления на ГНК в первую очередь рассматривался этот участок. Эффект переноса горизонтального ствола скважины от ГНК в прикровельную часть определяется уменьшением давления на газонефтяной контакт при заданной репрессии на пласт.

В результате проведенного параметрического анализа зависимости давления на ГНК выявлены основные факторы, влияющие на эффективность переноса горизонтального ствола скважины в прикровельную часть. К ним отнесены высота газовой шапки, проницаемость пласта и анизотропия, радиус контура питания скважины. При большой высоте газовой шапки и прикровельном расположении горизонтального ствола снижается давление на ГНК при закачке с заданной репрессией. При расположении горизонтального окончания не симметрично относительно кровли пласта и поверхности ГНК дебит скважины уменьшается, причем отклонение дебита от максимально возможного возрастает при увеличении высоты газовой шапки. Чем выше анизотропия и проницаемость пласта-коллектора и чем меньше радиус контура питания скважины, тем более эффективно перенесение горизонтального участка ствола скважины в прикровельную часть пласта с целью уменьшения давления на нефтяную часть залежи.

В работе проведены исследования эффективности гидроразрыва низкопроницаемых пластов-коллекторов ВПХГ с целью снижения репрессии на пласт и уменьшения давления нагнетания или увеличения приёмистости и уменьшения количества скважин. Дополнительным эффектом от проведения ГРП на скважинах ВПХГ является приобщение к активному

аккумуляции слабопроницаемых пропластков и участков, увеличение объёмов хранения попутного газа.

Автором разрабатывается технология ГРП путём рассмотрения дополнительных ограничивающих условий для газонагнетательных скважин ВПХГ. При проведении ГРП необходимо создать трещину гидроразрыва в призабойной зоне пласта большой длины и проводимости и обеспечить безопасную эксплуатацию хранилища с сохранением герметичности покрышки. Поэтому на забое скважины должно обеспечиваться давление P_3 выше давления смыкания трещины в пласте-коллекторе P_1 , но ниже давления раскрытия трещины в пласте-покрышке P_2 , т.е. $P_1 < P_3 < P_2$,

$$\text{где } P_1 = P_{\text{бок}}^{\text{кол}} = \frac{V^{\text{кол}}}{1 - V^{\text{кол}}} (P_{\text{горн}} - \alpha_B P_{\text{пл}}) + \alpha_B P_{\text{пл}},$$

(8)

$$P_2 = P_1 + 0,5(P_{\text{бок}}^{\text{нокр}} - P_{\text{бок}}^{\text{кол}}).$$

(9)

Проведённый анализ расчётных формул (8) – (9) показал, что давление смыкания трещины растёт по мере роста пластового давления. В связи с этим, для уменьшения затрат на операцию в работе рекомендовано проводить ГРП газонагнетательных скважин на начальном этапе сооружения ВПХГ, когда давление в пласте минимально. Выполненный анализ позволил также выявить основные ограничивающие факторы применения ГРП для интенсификации скважин на ВПХГ, такие как: небольшие толщины пласта-коллектора и/или пласта-покрышки; низкие упругие свойства пласта-покрышки относительно свойств пласта-коллектора; высокая расчлененность пласта-коллектора; плохое техническое состояние пробуренного фонда скважин. Определены наиболее предпочтительные геологические условия объектов хранения попутного газа для применения ГРП с целью интенсификации газонагнетательных скважин. К таким объектам отнесены те, которые характеризуются однородными низкопроницаемыми пластами-

коллекторами большой толщины и низким коэффициентом Пуассона и пластами-покрышками большой толщины и большим коэффициентом Пуассона.

$$\begin{aligned} & \operatorname{div} \left[R_{\beta\alpha} \frac{k_{\beta}}{\mu_{\beta} B_{\beta}} (\operatorname{grad} P_{\beta} - \rho_{\beta} g \cdot \operatorname{grad} h) \right] + \operatorname{div} \left[\frac{k_{\alpha}}{\mu_{\alpha} B_{\alpha}} (\operatorname{grad} P_{\alpha} - \rho_{\alpha} g \cdot \operatorname{grad} h) \right] = \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi \left(R_{\beta\alpha} \frac{S_{\beta}}{B_{\beta}} + \frac{S_{\alpha}}{B_{\alpha}} \right) \right] + R_{\beta\alpha} q_{\beta} + q_{\alpha} \end{aligned}$$

(10)

Плотность ρ_{α} и вязкость μ_{α} фазы α задавались в виде функции от давления P_{α} . Относительная фазовая проницаемость k_{α} задавалась в виде функции насыщенности S_{α} . Пористость пласта φ задавалась в виде функции от порового давления и сжимаемости породы. В системе уравнений (10) учитывался массообмен между нефтью и газом (фазами β и α) через

объёмный коэффициент растворимости $R_{\beta\alpha} = \frac{V_{\beta\alpha}^{cm}}{V_{\alpha}^{cm}}$ и объёмный фактор

$B_{\alpha} = \frac{V_{\alpha} + V_{\beta\alpha}}{V_{\alpha}^{cm}}$ фазы α с учётом растворимости в ней фазы β . Массообмен нефти и газа с водой пренебрегался.

Получаемые результаты расчётов технологических показателей ВПХГ проверялись на упрощенных моделях (балансовых, профильных, двухмерных) с заданием эквивалентных фильтрационно-емкостных свойств, начальных и граничных условий, а также режимов закачки и отбора газа. Разработка систем закачки и методов регулирования хранения попутного газа в газовых шапках нефтегазоконденсатных месторождений рассмотрена на примере Юрубчено-Тохомского ВПХГ. Объект хранения представлен газовой шапкой крупной по запасам нефтегазоконденсатной залежи, при разработке нефтяной части которой добывается основная часть попутного газа в виде растворённого в нефти и прорывного свободного газа. Массивная

залежь представлена карбонатным пластом-коллектором рифейских отложений с интенсивно развитой трещиноватостью, проницаемостью по ГДИ и по керну 310 и 43 мД соответственно, коэффициентом анизотропии 0,41, средней газонасыщенной и нефтенасыщенной толщиной 43,3 и 41,9 м соответственно. Начальная пластовая температура и давление в газовой шапке составляют 27 оС и 21,1 МПа. Нефть в пластовых условиях имеет вязкость 1,01 мПа*с и плотность 702 кг/м³, газовый фактор 191 м³/т.

Эксплуатация ВПХГ в данных условиях сопряжена с риском расформирования нефтяной части за счёт вытеснения нефти газом по системе трещин и образования конусов газа в нефтяной части при значительном повышении пластового давления в районе газонагнетательных скважин, уменьшения дебитов нефтедобывающих скважин в результате прорывов газа, вызванных его закачкой.

С целью уменьшения влияния ВПХГ на разработку нефтяной части разработана схема размещения газонагнетательных скважин и комплекс методов регулирования хранения. Для этого использовалась трёхмерная трёхфазная гидродинамическая модель залежи, учитывающая массообмен между нефтяной и газовой фазами. При этом для более детального описания фильтрационных потоков использовалась модель двойной пористости коллектора залежи. Проводилось совместное моделирование процессов добычи нефти, компенсационной закачки воды, закачки попутного газа, продвижения пластовой воды из водоносного бассейна. Объём закачиваемого газа задавался равным объёму добываемого попутного газа за вычетом объёма газа, используемого на собственные нужды промысла.

Схема размещения газонагнетательных скважин выбиралась с учётом направления эксплуатационного разбуривания юрубченской залежи и распределения её фильтрационно-емкостных свойств. В результате определены места заложения кустов газонагнетательных скважин, удаленные от очагов нефтедобычи и характеризующиеся повышенными газонасыщенными толщинами. С точки зрения обеспечения заданных темпов

закачки попутного газа и уменьшения давления нагнетания определена длина горизонтального ствола 400 - 500 м газонагнетательных скважин.

Исследовались варианты размещения горизонтальных скважин в кусте с учётом наличия стратиграфического выклинивания. Выбрана схема полулучевого размещения горизонтальных окончаний скважин, обеспечивающая наименьший рост пластового давления в районе газонагнетательных скважин.

Использование вышеописанного метода расчёта давления на ГНК в процессе закачки газа позволило выбрать рациональное положение горизонтального окончания ствола газонагнетательной скважины по высоте газовой шапки с учётом его влияния на нефтяную часть залежи и на приёмистость скважин. Проведённые расчёты свидетельствуют о том, что в условиях анизотропного пласта юрубченской залежи наиболее рациональным является прикровельное расположение горизонтальных стволов скважин на 50-60 м выше начального ГНК.

Сравнение расчётных вариантов разработки месторождения с закачкой попутного газа в газовую шапку и без его закачки показало, что в первые шесть лет предложенная система закачки попутного газа не приводит к существенной активации продвижения ГНК в нефтяную область и не оказывает негативного влияния на разработку нефтяной залежи. В этот период с целью снижения возможного риска ухудшения технологических показателей разработки нефтяной части залежи дополнительно разработаны следующие рекомендации: не вводить проектные нефтедобывающие скважины вблизи газонагнетательного куста до окончания эксплуатации ВПХГ; водонагнетательные скважины перенести дальше от газонагнетательных.

Таким образом, на примере юрубченской залежи обоснована возможность многолетней закачки и хранения попутного газа в газовых шапках нефтегазоконденсатных залежей с разрабатываемыми нефтяными частями. Реализация предлагаемого способа регулирования, включающего

рациональное расположение горизонтальных газонагнетательных, нефтедобывающих и водонагнетательных скважин по площади и по разрезу, позволяет сократить объёмы прорывов газа к нефтедобывающим скважинам, вызванных его закачкой, и предотвратить практически значимое увеличение газового фактора добываемой продукции на начальных этапах разработки.

Разработка систем закачки и методов регулирования хранения попутного газа в литологически и тектонически ограниченных газовых и газоконденсатных залежах при проявлении газового режима рассмотрена на примере

Верхнечонского ВПХГ. Объектом хранения попутного газа являются три газоконденсатные залежи осинского горизонта кембрийских отложений.

Наличие гидродинамической связи между ними и законтурной водоносной зоны не предполагается. Карбонатный порово-трещинный пласт-коллектор объекта хранения имеет среднюю газонасыщенную толщину 48 м, пористость 9 %, проницаемость 10 мД, расчлененность 3,3 пропластка, пластовую температуру 10-14 оС, начальное пластовое давление 14,95 МПа.

Пласт-коллектор перекрывает выдержанная крышка каменной соли толщиной 50 м.

Исходные геолого-промысловые данные об объекте хранения

Верхнечонского ВПХГ характеризуются невысокой достоверностью и разной степенью изученности залежей, поэтому сооружение рассматриваемого ВПХГ сопряжено с повышенными рисками недостижения проектных технологических показателей. С целью снижения рисков разработана концепция двухэтапного функционирования хранилища с выделением двух очередей строительства. Её реализация позволит последовательно решать вопросы, связанные с уточнением технологических параметров, объёма и сроков инвестиций.

С использованием детальной трёхмерной трёхфазной фильтрационной модели объекта хранения разработана система закачки и методы регулирования хранения попутного газа в осинских залежах Верхнечонского ВПХГ. При этом учитывались особенности геологического строения и

степень изученности объекта хранения, риски превышения максимально допустимого давления нагнетания и недостижения необходимых объёмов хранения. В расчётах темпы закачки излишков попутного газа задавались в соответствии с прогнозными объёмами добычи попутного растворённого в нефти и прорывного свободного газа, собственных нужд промысла при разных вариантах разработки месторождения. Разработанный комплекс методов регулирования включает в себя:

- распределение темпов и объёмов закачки между залежами пропорционально начальным запасам газа, фильтрационным характеристикам и степени изученности;
- выбор рациональной схемы размещения одиночных газонагнетательных скважин в каждой залежи, обеспечивающей максимальный объём аккумуляции попутного газа;
- ограничение забойного давления газонагнетательных скважин максимально допустимой величиной в зависимости от пластового давления;
- выбор профиля газонагнетательных скважин и интервалов вскрытия пласта;
- разработка условий и оценка эффективности проведения ГРП газонагнетательных скважин с целью снижения репрессии на пласт.

Реализация разработанной системы закачки и методов регулирования хранения попутного газа в газоконденсатных залежах осинского горизонта обеспечит своевременный ввод и рациональную разработку нефтяных залежей в ближайшие 8 лет (до строительства соединительного газопровода) путём эффективной и безопасной закачки, хранения и накопления излишков попутного газа.

Особенности систем закачки и методов регулирования хранения попутного газа в газовых и газоконденсатных залежах при проявлении водонапорного режима рассмотрены на примере Ново-Часельского ВПХГ. Объектом хранения попутного газа при разработке месторождений Кынско-Часельской группы является неразрабатываемая газовая залежь сеноманских отложений

Ново-Часельского месторождения. Залежь приурочена к структурной ловушке с замыкающей изогипсой, определенной по комплексу сейсмических и геолого-промысловых исследований, на 8 м ниже начального ГВК. Согласно имеющимся данным объект характеризуется средней эффективной газонасыщенной толщиной 8,8 м, высокой проницаемостью (до 1100 мД), повышенной степенью неоднородности (расчлененность 5,1), наличием активных пластовых вод.

В связи с указанными особенностями геологического строения объекта хранения, высокими темпами закачки в течение нескольких лет и большими объёмами хранения попутного газа существует риск ухода газа за замыкающую изогипсу в период закачки, простоя и в начале периода отбора накопленного объёма газа. С целью снижения указанного риска автором с использованием построенной трёхмерной двухфазной (газ-вода) стохастической гидродинамической модели объекта хранения (с несколькими реализациями геологической модели по имеющейся выборке геолого-геофизических данных) проведены многовариантные расчёты по выбору схемы размещения газонагнетательных скважин.

Схема размещения скважин выбиралась так, чтобы было возможно наиболее эффективным образом использовать поровый объём геологического объекта, к которому приурочена газовая залежь. Для этого в процессе хранения необходимо использовать часть ловушки изначально газонасыщенную и водонасыщенную от уровня начального ГВК до замыкающей изогипсы. В поровом объёме ловушки выше начального ГВК необходимо повысить пластовое давление при соблюдении ограничения на максимально допустимое забойное давление. Поровый объём водонасыщенной части ловушки необходимо использовать за счёт насыщения газом, избегая при этом ухода газа за замыкающую изогипсу.

В результате проведённых расчётов найден рациональный вариант размещения проектных скважин для обеспечения заданных темпов закачки и площадного регулирования с целью снижения опасности ухода газа за

пределы структуры. Внедрение разработанной схемы размещения скважин и площадного регулирования позволяет обеспечить закачку и сохранность заданных объёмов попутного газа в течение нескольких лет. При этом после закачки заданных объёмов и непродолжительного простоя хранилища (3-4 месяца) необходимо начать отбор для избежания возможности расширения газовой залежи и ухода газа за замыкающую изогипсу.

Проведенные исследования методов регулирования закачки и хранения попутного газа на примере объектов хранения разных типов позволили выявить области их предпочтительного использования:

- комплексное применение методов площадного и селективного регулирования закачки и хранения попутного газа в газовых шапках нефтегазоконденсатных залежей;
- комплексное применение площадного и селективного регулирования, повышения давления нагнетания и интенсификации газонагнетательных скважин в газовых и газоконденсатных залежах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами при проявлении газового режима;
- площадное регулирование закачки и хранения попутного газа в газовых залежах с водонапорным режимом и водоносных горизонтах при высоких темпах закачки и сравнительно больших объёмах хранения газа.

Результаты исследования рациональной динамики годовой добычи нефти и конденсата на вновь вводимых месторождениях в отдалённых малоосвоенных регионах при создании ВПХГ.

В действующем регламенте по составлению проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений не содержится указаний по выбору проектного уровня добычи нефти. На практике, как правило, проектный уровень добычи нефти определяется из условия получения максимальной прибыли от реализации комплексного проекта разработки месторождения и устанавливается обычно на уровне 3-5% от извлекаемых запасов. При этом учитываются основные статьи капитальных и эксплуатационных затрат на добычу, подготовку и

транспортировку нефти, систему поддержания пластового давления, но затраты на сбор, утилизацию, хранение попутного газа чаще всего не учитываются. В связи с этим в работе исследована возможность повышения экономической эффективности комплексных проектов разработки нефтегазоконденсатных месторождений при внедрении технологии многолетней закачки и хранения попутного газа в пластах-коллекторах путём учёта технико-экономических показателей создания ВПХГ.

Исследование проводилось на модельном примере нефтяного месторождения, при разработке которого попутный газ в полном объёме закачивается в пласт-коллектор ВПХГ. Динамика добычи нефти и попутного газа при разработке рассматриваемого месторождения обобщает динамику основных технологических показателей месторождений, на которых внедряется технология ВПХГ с целью закачки и хранения добываемого попутного газа, в том числе рассмотренные в главе 3. Трёхмерная двухфазная (нефть-вода) фильтрационная модель без учёта межфазного массообмена рассматриваемой нефтяной залежи использовалась для вариантных расчётов уровней добычи нефти. В базовом варианте воспроизведена динамика основных технологических показателей, в том числе динамика отбора нефти и воды, схема размещения и число добывающих и водонагнетательных скважин, коэффициент компенсации добычи нефти закачкой воды.

Полученная расчётным путём динамика добычи попутного газа задавалась в качестве ресурсной базы для создания ВПХГ на базе газовой залежи.

Для указанного примера проведена оценка необходимого числа скважин и наземных инженерно-технических сооружений для закачки и хранения необходимого объёма попутного газа. Расчётный анализ использования оборудования ВПХГ показал, что в среднем оборудование будет использоваться на 37% (27 лет функционирования ВПХГ), а на 100% - только в 3-ем году эксплуатации хранилища, которому соответствует максимальный объём добычи нефти и максимальная суточная производительность закачки.

С целью увеличения коэффициента использования оборудования ВПХГ и его

рационального использования рассмотрен альтернативный вариант, полученный путём учёта дополнительного ограничения на уровень добычи попутного газа в базовом варианте. В альтернативном варианте уменьшается потребное число газонагнетательных скважин и потребная мощность компримирования, при этом средний коэффициент использования оборудования ВПХГ составляет 71%, а на 100% - используется на протяжении 4-х лет разработки месторождения (рисунок 3). При этом конечный коэффициент извлечения нефти в обоих вариантах меняется незначительно.

Сравнение вариантов освоения нефтяного месторождения проводилось на основе оценок технико-экономических показателей по удельным стоимостным нормативам капитальных вложений и эксплуатационных затрат. Проведённые расчёты показали, что для реализации альтернативного варианта требуется меньше капитальных вложений за счёт уменьшения объёма строительства газонагнетательных скважин и инженерно-технических сооружений ВПХГ, систем сбора и подготовки нефти. Базовый вариант характеризуется бóльшим сроком окупаемости капитальных вложений. Накопленный чистый дисконтированный поток денежной наличности в альтернативном варианте выше на 10%, чем в базовом (рисунок 3). В связи с этим альтернативный вариант разработки месторождения, полученный на основе базового варианта путём дополнительного учёта технико-экономических показателей сооружения ВПХГ, представляется предпочтительнее.

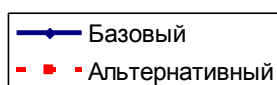
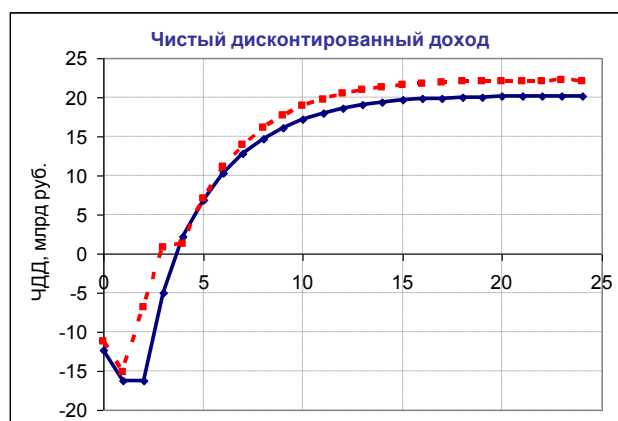
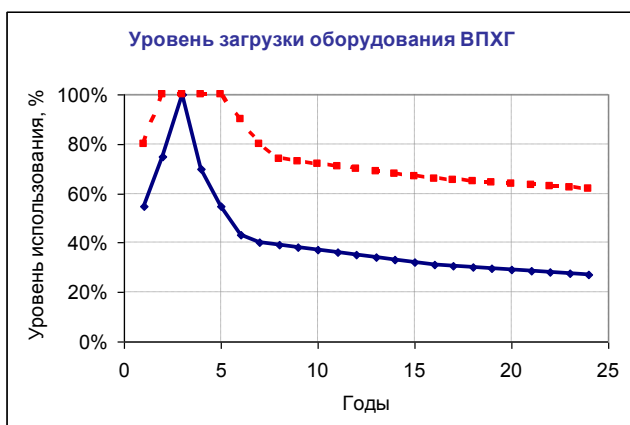
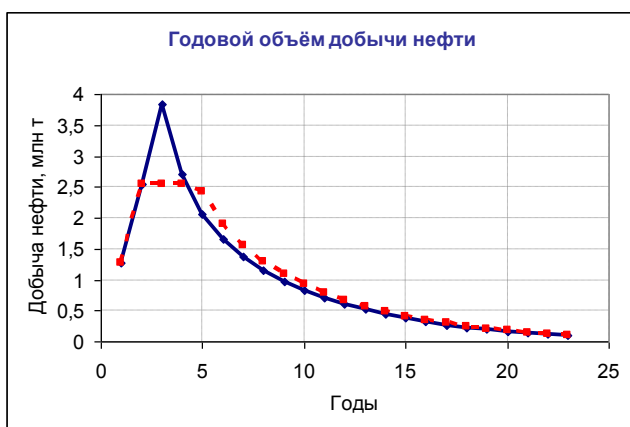


Рисунок 3 – Динамика технико-экономических показателей разработки месторождения и создания ВПХГ по вариантам

Таким образом, на рассмотренном примере показана необходимость учёта показателей ВПХГ при поиске рациональных темпов освоения вновь вводимых месторождений в комплексных проектах разработки.

Предлагаемый метод учёта уровня загрузки и капитальных вложений в инженерно-технические сооружения и скважины ВПХГ при обосновании проектного уровня добычи нефти на нефтегазоконденсатных месторождениях в отдалённых малоосвоенных регионах в качестве дополнительных факторов позволяет повысить экономическую эффективность комплексных проектов их разработки. При применении представленного метода динамику добычи нефти и попутного газа следует выбирать для каждого объекта индивидуально, исходя из особенностей обустройства, горно-геологических особенностей строения объекта хранения и газогидродинамических рисков хранения попутного газа в пластах-

коллекторах.

2.9 Основные выводы и результаты дипломной работы

1. Разработана технология, позволяющая в сложных климатических, орографических и геологических условиях проводить многолетнюю закачку и хранение попутного газа в пластах-коллекторах ВПХГ, сооружаемых в газовых и газоконденсатных залежах, газовых шапках нефтегазоконденсатных месторождений и в водоносных горизонтах. Использование этой технологии даёт возможность своевременно вводить и осуществлять рациональную разработку месторождений в отдалённых малоосвоенных регионах нефтедобычи без сжигания на факельных установках излишков попутного газа.

2. Проведены исследования по регулированию закачки и хранения попутного газа и создан комплекс методов, включающих площадное и селективное по толщине пласта распределение темпов и объёмов закачки, регулирование забойного давления в газонагнетательных скважинах, снижение репрессии на пласт путём интенсификации оттока газа от скважины. Использование полученных результатов исследований позволяет снизить газогидродинамические риски многолетней закачки, связанные с уходом газа за пределы ловушки, расформированием нефтяной части, нарушением герметичности покрышки, и обеспечить сохранность закачанных объёмов газа.

3. Установлено, что оцениваемое традиционным способом максимально допустимое давление нагнетания газа в объект хранения значительно превышает давление образования вертикальных трещин, определённое на основе обобщения мирового опыта проведения ГРП. Разработан усовершенствованный метод расчёта максимально допустимого давления нагнетания, отличающийся более адекватными результатами условиям раскрытия трещин гидроразрыва. Предложенный метод позволяет определять при текущем пластовом давлении максимально допустимое забойное давление, обеспечивающее герметичность геологических объектов

хранения, представленных разными парами горных пород пласта-коллектора и пласта-покрышки.

4. Разработан способ регулирования многолетней закачки и хранения попутного растворенного в нефти и прорывного свободного газа в газовых шапках нефтегазоконденсатных месторождений с разрабатываемыми нефтяными частями без практически значимого увеличения газового фактора продукции на начальных этапах разработки за счёт выбора проектного размещения горизонтальных газонагнетательных скважин по площади и толщине пласта.

5. По результатам проведённых исследований установлена необходимость учёта технико-экономических показателей ВПХГ в комплексных проектах разработки вновь вводимых нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений в отдалённых малоосвоенных регионах. Разработан метод учёта капитальных вложений и уровня загрузки оборудования ВПХГ в качестве дополнительных факторов при обосновании темпов ввода в разработку и проектных уровней добычи нефти на месторождениях.

6. Проведена апробация разработанной технологии и методов регулирования многолетней закачки и хранения излишков попутного газа при проектировании и сооружении ВПХГ на Ново-Часельском, Харампурском, Юрубчено-Тохомском, Верхнечонском месторождениях. Внедрение этой технологии и методов регулирования обеспечивает безопасность, повышение эффективности и надёжности функционирования ВПХГ.

3 Тема: Методы повышения эффективности разработки Юрубчено-Тохомского нефтегазового месторождения

3.1 Безопасность и экологичность

Целью данного раздела является рассмотрение нормативно-правовой документации, регламентирующей безопасное ведение работ на предприятиях нефтяной и газовой промышленности, направленных на минимизацию вредных воздействий на экосистему с учетом особенностей

природной и геологической среды.

В настоящее время из-за вмешательства человека изменяются свойства и состав литосферы, повышается запыленность атмосферы, её нижние слои насыщаются вредными для живых организмов веществами, а загрязнение вод делают эту среду несовместимой с жизнью морских организмов.

Одной из основных причин, отрицательно воздействующих на окружающую среду, является добыча углеводородов, которые представляют собой серьезную угрозу для жизни человека, флоры и фауны. Для России, одного из мировых лидеров по нефтедобыче, экологические проблемы стоят наиболее остро.

3.2 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Целью сооружения нефтяных и газовых скважин является достижение залежей углеводородов в земных недрах и получение промышленного притока. Все работы на завершающем этапе объединяют единым термином «заканчивания скважин», основным технологическим процессом которого является бурение ствола скважины.

Деятельность оператора буровой установки связана с техническим обслуживанием установки, контролем за процессом бурения, планированием и расчетом траектории бурения. Все процессы проводятся непосредственно на буровой.

Общая оценка условий труда устанавливается по наиболее высокому классу и степени вредности отдельных факторов, общая оценка условий труда для оператора буровой установки соответствует 3 классу вредности 2 степени. [2]

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное

страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда. [2]

3.3 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке месторождения.

Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Красноярском крае, в 280 км к юго-западу от п. Тура, в пределах Байкитской нефтегазоносной области в составе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

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

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах 60°-70° с.ш., составляет -10°C. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой -26°C, в отдельные дни температура воздуха опускается до -57°C. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

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

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в

диапазоне 15-20 °С. [3]

3.4 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Особенностью характера и режима труда операторов является значительное умственное напряжение и другие нагрузки, что приводит к изменению у работников ВЦ, функционального состояния центральной нервной системы, нервно-мышечного аппарата рук (при работе с клавиатурой), усталость и болезненные ощущения в глазах, в пояснице и области шеи.

Нерациональные конструкции и расположение элементов рабочего места вызывают необходимость поддержания вынужденной рабочей позы. Вследствие чего возникает повышенное позвонотоническое напряжение мышц, что способствует развитию общего утомления и снижению работоспособности.

Работу оператора можно отнести к работе со средней точностью (наименьший размер объекта различения от 0,5 до 1мм) II-ого разряда зрительной работы, со средней контрастностью объекта различения символов на экране дисплеев), с темным фоном (подразряд зрительной работы В). [1]

Для внутренней отделки интерьера помещений с персональными электронно-вычислительными машинами (ПЭВМ) должны использоваться диффузно-отражающие материалы с коэффициентом отражения для потолка: 0,7-0,8; для стен: 0,5-0,6; для пола 0,3-0,5. [1]

При организации рабочего места весьма важным фактором является рабочая поза работника, т.е. положение его корпуса, головы, рук и ног. Так как работа выполняется в основном сидя, необходимо обеспечить правильную и удобную посадку, что достигается устройством опоры для спины, рук, ног, правильной конструкцией сиденья, способствующей равномерному распределению массы тела.

Важным элементом рациональной планировки рабочего места является учет индивидуальных антропометрических и психофизиологических данных

работающего.

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м², непосредственно на буровой нефтяной вышке высотой 41 м.

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

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

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

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

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды. [4]

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 80 дБ. [5]

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ А должны быть обозначены знаками безопасности. [5]

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 5.1. [6]

Таблица 5.1 – Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению

Рабочие места, подлежащие освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, лк	Рекомендуемая освещенность, лк
Роторный стол	II	На ногах вышки на высоте 4 м под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 45-50° к	40	200

		вертикали		
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Полати верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полатей под углом не менее 50 °	25	150
Путь талевого блока	IV	Налестничных площадках, под углом не менее 65-70 °	13	80
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	13	80
Редукторное помещение	II	На высоте не менее 6 м	30	200
Насосное помещение	II	На высоте не менее 3 м	25	200
Глиномешалки	III	На высоте не менее 3 м	26	200
Превентор	III	Под полом буровой	26	200
Площадка горюче-смазочных материалов и инструментов	V	На высоте не менее 3 м	10	50
Желобная система	V	На высоте не менее 3 м. На всем протяжении желобов	10	50

Произведен выбор и расчет производственного освещения в операторской. Для работы высокой точности (III в) при минимальном нормативном освещении $E_{min}=300$ лк, количество светильников составляет 10 шт. В результате расчетов была получена необходимая площадь окна в помещении, равная 12,68 м².

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

Каждый оператор должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). [7]

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами. [8]

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

3.5 Обеспечение безопасности технологического процесса

Химические вещества, применяемые в процессе бурения и добычи, имеют различные свойства. Тяжесть и глубина их действия на организм человека зависит от вида веществ и их физико-химических свойств. Характеристики вредных веществ представлены в таблице 5.2 [16]

Таблица 5.2 - Характеристики вредных веществ при бурении и добыче

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Нефть	10	3
Углеводороды предельные С1-С10	300	4
СО	20	4
ПАВы (сульфанол, детергент и др.)	3	4
Полимеры и сополимеры на основе ПАН (гипан, метас)	10	3
ПАА (полиакриламид), Кем-Пас, Поли КемД	10	3
ДК-дрилл, сайпан	2	4
Сажа	4	3

Почти все вещества, вредные для организма применяются в современной технологии добычи нефти и газа. При этом они оказывают общетоксическое, раздражающее, канцерогенное и мутагенное действие на человека, представляя по этой причине опасность для его здоровья и жизни

Сырая нефть вызывает экземы и дерматиты при соприкосновении с кожей человека.

Двуокись углерода является бесцветным, тяжелым и мало реакционным газом, который вызывает сильное наркотическое отравление при содержании в воздухе 10 %.

Детергенты, к которым относятся ПАВы, вызывают в основном нарушение газообмена между водоемами и атмосферой. Их ПДК в питьевой воде может составлять не более 500 мг/м³.

Природный газ главную опасность может представлять недостатком кислорода, которая возникает при большом количестве в воздухе метана, когда давление и удельное сопротивление кислорода резко уменьшается.

Пары бензина поступают в организм человека через дыхательные пути вместе с воздухом, после чего усваивается в кровь. Результатом данного вида

отравления является разрушение нервной системы, отравление бензином наступает при концентрации его паров в воздухе 0,005-0,01 мг/м³.

Оксид углерода является бесцветным газом без вкуса и запаха. ПДК окиси углерода в воздухе 20 мг/м³. При концентрации 1800 мг/м³ может наступить тяжелое отравление, а при 3600 мг/м³ - смерть. [3]

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

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ. [10]

Для нефти разовые выбросы при заполнении резервуара составили 5,31 г/сек, выбросы при проливах составили $421,61 \cdot 10^{-6}$ г/с. Максимально-разовые выбросы загрязняющих веществ составили 5,3104 г/с. Защита технологического оборудования и электроустановок от атмосферных перенапряжений осуществляется буровой вышкой (стержневой молниеотвод высотой 53 м). При размещении буровой на ровной площадке, практически все вышеуказанные сооружения, имеющие высоту не более 7 м и расположенные в радиусе до 40 м от устья скважин, защищены буровой вышкой от прямого попадания молний.

Защита питающей высоковольтной линии электропередачи от атмосферных перенапряжений осуществляется для ДЭП-35 кВ и выше – трубными разрядниками и подвеской защитного тока. Категория молниезащиты – II. Защищаются все сооружения в радиусе 74 м. Тип зоны – Б (95% надежности). [7]

3.6 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные

реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II. [14]

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II. [19]

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования. [20]

В Таблице 5.3 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [10]

Таблица 5.3 Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

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

Уровень взрывозащиты оборудования – “Gc” (повышенный), знак взрывозащиты вида “e” – повышенная взрывозащита. [17]

Система пожарной сигнализации предназначена для автоматического обнаружения пожара, подачи управляющих сигналов на технические средства оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией, на приборы управления автоматическими установками пожаротушения, инженерным и технологическим оборудованием. На рабочей площадке установлена автоматическая система пожарной сигнализации, оборудованная независимыми ручными пожарными извещателями на расстоянии через каждые 50 м. [18]

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

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, $V = 0,5 \text{ м}^3$ – 4 шт.;
- ящик с песком, $V = 1 \text{ м}^3$ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт. [15]

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

3.7 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения
Прорывы, разливы нефти	- выброс газа и разлив нефти - загрязнение окружающей среды
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	- выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Бурение скважины происходит круглосуточно. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций

составляет 8-10 человек.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

На территории всего месторождения имеются источники для образования вторичных факторов поражения, которыми являются склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

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

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

3.8 Экологичность проекта

Обустройство месторождения связано со строительством промышленных и транспортных сооружений, строительством дорог, ЛЭП, поселков, что влечет за собой в целом площадной характер нарушения растительного и почвенного покрова, срезки микрорельефа, нарушения поверхностного стока.

Главным мероприятием, позволяющим значительно сократить отводы земель под бурение и обустройство скважин и обеспечить снижение затрат, связанных с отводом земель, является применение кустовых методов строительства скважин и горизонтального бурения. Кроме экономии плодородных земель, сокращается протяженность коммуникаций и дорог, подводимых к скважинам, и повышается эффективность их обслуживания.

При проектировании и строительстве предусмотрены мероприятия, обеспечивающие снижение воздействия на животный мир: минимальное

отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц; проведение строительных работ в зимний период, что значительно снижает воздействие на орнитофауну в целом; комплексная автоматизация объектов добычи, сбора, транспорта углеводородов, создание на базе АСУ ТП малолюдной и безлюдной технологий; оборудование водозаборных устройств рыбозащитными сетками; уборка остатков материалов, конструкций и строительного мусора по завершении строительства; хранение нефтепродуктов в герметичных емкостях.

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления относятся: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение отходов; строительство дренажных емкостей для сбора отходов; сбор и утилизация промышленных отходов.

Складирование отходов строительства и обустройства скважины следует осуществлять на площадках и в накопителях, исключающих загрязнение окружающей среды.

Список источников:

1. ГОСТ 12.0.03 – 74
2. Безопасность жизнедеятельности: учеб-м пособие
3. СНиП 41-01-2003
4. СНиП 2.09.04-87
5. СНиП 23-03-2003
6. СНиП 11-4-79
7. СанПиН 2.2.3.1384-03
8. СанПиН 2.2.8.49-03
9. ГН 2.2.5.1313-03
10. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013
11. ГОСТ 12.1.007-76

12.ПУЭ-02

13.ПУЭ-02

14.СНиП 04.02.85

15.ГОСТ 12.1.004-91

16.ГОСТ 17.1.3.12-86

17.СП 12.13130.2009

18.СП 5.13130.2009

19.Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический
регламент о требованиях пожарной безопасности

20.РД 39-132-94

Заключение

Попутный нефтяной газ - стратегически важный сырьевой ресурс отечественной нефтехимии, во многом определяющий экономический и промышленный потенциал страны. Однако его полезное использование - это не только экономическая, но и экологическая проблема, связанная со снижением негативного влияния нефтегазового комплекса на состояние окружающей среды.

В России, как и в любой другой нефтедобывающей стране, проблема утилизации ПНГ имеет и ярко выраженный экологический аспект. До 30% всех промышленных выбросов загрязняющих веществ приходится на нефтегазовый сектор экономики. В целом выбросы предприятий нефтедобывающей промышленности в атмосферу составляют 12% всей вредной эмиссии. В атмосферу попадет сажа, продукты неполного сгорания углеводородов, монооксид углерода, диоксид серы и оксиды азота. Сжигание ПНГ является основным источником загрязнения окружающей среды в районах нефтедобычи. Окружающая среда и население подвергаются воздействию экологически вредных продуктов сгорания ПНГ. Экологические последствия освоения запасов нефти сказываются, прежде всего, на региональном уровне. Эта сторона хозяйственной деятельности является наиболее уязвимой и трудно осязаемой в силу накопительного и комплексного характера воздействия.

Следовательно, весь комплекс мероприятий по утилизации ПНГ следует относить не только к хозяйственной, но и к деятельности по охране окружающей среды. Это один из приоритетов государства, таким образом, задачей государства является стимулирование и создание всего комплекса условий, необходимых для максимально полной утилизации ПНГ. Кроме того, в связи обязательствами России по Киотскому протоколу, экологические угрозы и риски уже в ближайшие годы могут вылиться в прямые финансовые потери для государства.

Необходимо также принять во внимание негативное влияние теплового загрязнения, источником которого являются нефтяные факелы. Западная Сибирь России - один из немногих малонаселенных регионов мира, огни которого можно видеть ночью из космоса наряду с ночным освещением крупнейших городов Европы, Азии и Америки.

Как уже было показано, разброс данных о ежегодной добыче ПНГ в России достаточно велик. Такой же сильный разброс официальных данных о структуре использования ПНГ в России.

Этот разброс в объеме извлекаемого ПНГ и его структуре использования вызван тем, что на современном этапе нет четких технологий учета добычи и использования ПНГ. К примеру, при подсчете количества сжигаемого попутного нефтяного газа используются разные методики. Некоторые эксперты оценивают объем выбросов по количеству добываемой нефти и величине средневзвешенного «газового фактора» (количество попутного нефтяного газа, приходящегося на одну тонну добываемой нефти), некоторые по ночным снимкам со спутников, и др.

Второе направление полезной утилизацией попутного нефтяного газа считается его использование для выработки электроэнергии, собственно для нужд самих нефтедобывающих компаний.

Эти два направления считаются «полезной утилизацией» в лицензионных соглашениях по добыче углеводородного сырья. Основное условие — не отправлять на факелы более 5% попутного нефтяного газа. С точки зрения экологии, сжигание попутного нефтяного газа в энергогенерирующих установках ничем не отличается от сжигания ПНГ на факелах. Отличие первого варианта - сжигание ПНГ в энергогенераторах не видно со спутников. Второе отличие - проблема не регулируется никакими нормативно-правовыми документами. Кроме того, на промышленных газотурбинных и газопоршневых электростанциях сжигается не сухой отбензиненный газ - преимущественно состоящий из метана, а газы второй и третьей ступени сепарации (C2+B) - которые, в отличие от метана, после

сжигания дают значительные выбросы вредных веществ в атмосферу. По мнению многих чиновников, экспертов и специалистов, занимающихся проблемами утилизации - переработка ПНГ в энергоагрегатах, является таким же серьезным расточительством, как и использование коптящих факелов, уничтожающих ценное для газо- и нефтехимии.

Дополнительная сложность состоит в том, что потери нефтяного газа формируются за счет малых и средних удаленных месторождений, доля которых в России продолжает стремительно увеличиваться. Однако, организация сбора газа с таких месторождений по схемам, предложенным для строительства крупных газоперерабатывающих заводов, является весьма капиталоемким мероприятием, требует значительного времени для реализации, не позволяет утилизировать нефтяные газы конечных ступеней сепарирования и фактически неприменима к территориально разобленным малым и средним месторождениям. Поэтому, в перспективе, энергогенераторы на малых и средних удаленных месторождениях трубопроводах станут занимать все большую долю в увеличении переработки ПНГ, не решая проблему экологии.

В результате выполнения выпускной работы, были достигнуты следующие результаты:

- на основании изученной технологии процесса утилизации попутного газа и проведенного анализа, разработаны макро и микроструктуры, организационная структура, функциональная схема автоматизации ТП;

- был проведен сравнительный анализ и выбор контрольно-измерительного оборудования и средств автоматизации;

- на базе выбранного ПЛК разработана программа регулирования технологической операции аварийного сброса газа на факел;

- проведены расчеты кондиционирования и освещения в помещении операторского пункта участка утилизации газа.

Результаты настоящей работы в данное время внедрены в

эксплуатацию на месторождении Юрубчено-Тохомском.

Список принятых сокращений

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

АСУ ПП - автоматизированная система управления производственным процессом;

ТС – технологическая связь;

ВТС – внутренняя технологическая связь;

ПП – производственный процесс;

ТО – технологическая операция;

ФСА – функциональная схема автоматизации;

КТС – комплекс технических средств;

ПО – программное обеспечение.

Список литературы

1. Исаева Н.А. Оценка рисков варианта разработки газового месторождения с учётом неоднозначности исходных данных и получаемых результатов / Н.А. Исаева, А.А. Соколов // Инновационный потенциал молодых ученых и специалистов ОАО «Газпром». Материалы научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ОАО «Газпром» - призеров 2007 года. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – С. 153 – 167.
2. Исаева Н.А. Использование технологий подземного хранения газа в пористых пластах для проектирования временных подземных хранилищ попутного нефтяного газа / А.А. Михайловский, Г.Н. Рубан, А.В. Григорьев, Д.В. Толмачев, Н.Б. Зинова, Н.А. Исаева, Ф.А. Бочков // Подземное хранение газа. Полвека в России: опыт и перспективы: Сб. науч. тр. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008. – С. 227-237.
3. Исаева Н.А. К вопросу о технологическом проектировании создания временного хранилища попутного нефтяного газа в газовой шапке нефтегазоконденсатного месторождения / Н.А. Исаева, Г.А. Корнев // Тезисы докладов восьмой Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Новые технологии в газовой промышленности». - М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. – С. 14.
4. Исаева Н.А. Разработка геолого-промысловых программ с целью уточнения трёхмерной гидродинамической модели ПХГ / Г.Н. Рубан, А.Я. Исхаков, Н.А. Исаева // Научно-технический сборник «Транспорт и подземное хранение газа». – М.: ООО «Газпром экспо», 2009. - № 2. – С. 52-57.
5. Исаева Н.А. Метод выбора варианта освоения газового месторождения с учётом неопределенности исходной информации // Тезисы докладов восьмой Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Новые технологии в газовой промышленности». - М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. – С. 17.
6. Исаева Н.А. Методы регулирования хранения нефтяного газа в пластах-коллекторах // Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность: тезисы докладов второй Научно-практической молодежной конференции (6-7 октября). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 69.
7. Исаева Н.А. Рациональное использование попутного нефтяного газа: проектирование временного хранилища в нефтегазоконденсатном месторождении / А.А. Михайловский, Г.А. Корнев, Н.А. Исаева // Георесурсы, 2010. - №4(36). – С. 47-51.
8. Исаева Н.А. Перспективы создания временных подземных хранилищ попутного газа в Восточной Сибири // Газовая промышленность, 2010. - № 4(654). – С. 68-70.
9. Исаева Н.А. Перспективы внедрения технологии временного хранения попутного нефтяного газа в пластах-коллекторах // Аналитик-2010: сб. науч.-

техн. обзоров. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С.172-189.

10.Исаева Н.А. Исследование максимально допустимого давления нагнетания газа в пласты-коллекторы / Н.А. Исаева, А.А. Михайловский // Газовая промышленность, 2011. - № 4. – С. 55 - 57.

1. О мерах по упорядочению государственного регулирования цен на газ и сырье для его производства, постановление Правительства Российской Федерации от 15 апреля 1995 г. №332.
2. Антропов В. «Газовые электростанции: преимущества использования» / МЭМО - 2015 - №11. - с.39-52.
4. Балашова Е.И. «Мобильные газотурбинные установки, передвижные электростанции» / СПЕЦОПЫТ. - 2014. - №8. - С.41-45.
5. Балентей С. «Газотурбинные установки - газопоршневые электростанции» / Труд. - 2012. - №4. - С.24-27.
6. Власов Н.А. «Германия в начале XXI века» / С-Петербургский университет, 2008. - №2. - с.33-39.
7. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов / С.В. Белов, А.В. Ильинская, А.Ф. Козьяков и др., - М.: Высш.шк., 2006.
8. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств: Охрана труда: Учеб. пособие / Кукин П.П., Лапин В.Л., Пономарев Н.Л. Сердюк Н.И. - 2-е изд. Испр, и доп.. - М.: Высшая школа, 2008. - 318 с.
9. Безопасность жизнедеятельности в нефтехимии / Л.С. Стрижко, Е.П. Потоцкий, И.В. Бабайцев и др.; Под ред. Л.С. Стрижко. - М.: Металлургия, 2006. - 416 с.
10. Русак О.Н., Малаян К.Р., Занько Н.Г. Безопасность жизнедеятельности. Учебное пособие СПб; Издательство «Лань», 2000. - 448 с.
11. Куликов Г.Б. Безопасность жизнедеятельности: Учебник для инж. направлений и спец. высш. учеб.заведений. - М.: Мир книги, 2013. - 269 с.
12. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. Ч. 1 / Б.С. Иванов, Е.А. Резчиков, С.П. Крылов; под общ.ред. Е.А. Резчикова, - М.: МТИУ, 2011. - 244 с.
13. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. Ч. 2 / Е.А. Резчиков,

В.Б. Носов, Е.Г. Щербак,; под общ.ред. Е.А. Резчикова и Е.Г. Щербака, М.: МТИУ.

14. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. Ч. 1 / под редакцией профессора Э.А. Арустамова М.: Информационно-внедренческий центр «Маркетинг» 2014. - 248 с.

15. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов / К.З.Ушаков, Н.О. Каледина, Б.Ф. Кирин, М.А. Сребрый. Под ред. К.З. Ушакова М.: Моск. Гос. Горн.ун-т, 2013. - 430 с.