



Университет:	Satbayev University
Название:	Анализ применения технологии обратной закачки газа для поддержания пластового давления на месторождении Карачаганак_Курман А.Б..doc
Автор:	Курман А.Б.
Координатор:	Жанар Байбусинова
Дата отчета:	2019-05-02 05:18:39
Коэффициент подобия № 1:	18,9%
Коэффициент подобия № 2:	4,8%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	10 505
Число знаков:	83 330
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество заверенных проверок:	17



К вашему сведению, некоторые слова в этом документе содержат буквы из других алфавитов. Возможно - это попытка скрыть позаимствованный текст. Документ был проверен путем замещения этих букв латинским эквивалентом. Пожалуйста, уделите особое внимание этим частям отчета. Они выделены соответственно.

Количество выделенных слов 282

>>

Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ https://revolution.allbest.ru/manufacture/00548268_1.html		66
2	URL_ https://revolution.allbest.ru/manufacture/00548268_1.html		66
3	URL_ https://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a2ad69a4d53a89521216c37_2.html		40
4	URL_ https://studbooks.net/1534486/bzhd/zakony_respubliki_kazahstan_ohrane_truda		40
5	URL_ https://revolution.allbest.ru/manufacture/00548268_1.html		39
6	URL_ http://stud.wiki/geology/2c0b65625b3ad78a4c43b89421216d26_2.html		38
7	URL_ https://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a2ad69a4d53a89521216c37_2.html		37
8	URL_ https://studopedia.su/11_116760_metodi-uvlicheniya-proizvoditelnosti-skvazhin.html		35
9	URL_ https://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a2ad69a4d53a89521216c37_2.html		35



>>

Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks

i

Не обнаружено каких-либо

заимствований

>>

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Модернизация метода расчета по нормальному сечению железобетонных балок с дефектами <i>Satbayev University (И_АиС)</i>	Рахметжанова Гульназ Еркиновна	24 (2)
2	Системы отопления, вентиляции кондиционирование 9-ти этажного общежития в городе Астана <i>Satbayev University (И_АиС)</i>	Орынбаевой Анар Берикбаевной	16 (2)
3	Проект отделения электролиза меди производительностью 25 тысяч тонн катодной меди в год <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Лобанова Е.В.	16 (2)
4	диплом Нгуен Суан Хынг.docx <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Нгуен Суан Хынг	15 (1)
5	Бигазы Дарын.docx <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Бигазы Дарын	11 (2)

>>

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

Не обнаружено каких-либо заимствований

>>

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из интернета

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	URL_ https://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a2ad69a4d53a89521216c37_2.html	453 (36)
2	URL_ https://revolution.allbest.ru/manufacture/00548268_1.html	381 (27)
3	URL_ https://cyberpedia.su/8x8c42.html	148 (16)
4	URL_ http://devushkami.weebly.com/blog/blok-manifoljdov-dolznoznaya-instrukciya	108 (12)
5	URL_ https://otherreferats.allbest.ru/geology/00112121_0.html	97 (14)
6	URL_ http://stud.wiki/geology/2c0b65625b3ad78a4c43b89421216d26_2.html	94 (8)
7	URL_ https://otherreferats.allbest.ru/manufacture/00676290_2.html	82 (11)
8	URL_ https://otherreferats.allbest.ru/manufacture/00676290_0.html	81 (11)
9	URL_ https://studfiles.net/preview/2039471/page:10/	78 (8)
10	URL_ https://studopedia.su/11_116760_metodi-uvlicheniya-proizvoditelnosti-skvazhin.html	70 (3)
11	URL_ https://studbooks.net/1534486/bzhd/zakony_respubliki_kazahstan_ohrane_truda	65 (4)
12	URL_ https://ref.net.ua/work/489365/osobennosti-provedenia-kapital-nogo-remonta	34 (4)
13	URL_ https://studfiles.net/preview/2038383/page:22/	32 (5)
14	URL_	31 (4)

	http://rud.exdat.com/docs2/index-604717.html	
15	URL_ https://xreferat.com/113/4166-1-puti-uluchsheniya-ispol-zovaniya-osnovnyh-fondov-predpriyatiy-neftegazovoiy-otrasli-respubliki-kazahstan.html	30 (2)
16	URL_ https://technologiya.ru/files/1260	20 (4)
17	URL_ https://revolution.allbest.ru/geology/00420812_2.html	15 (1)
18	URL_ https://studfiles.net/preview/2038404/	14 (2)
19	URL_ http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-basniev-podzemnaya-gidromehanika.pdf	14 (2)
20	URL_ https://publikacija.ru/images/PDF/2018/25/goryachaya-perekachka.pdf	13 (1)
21	URL_ https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=720028	13 (1)
22	URL_ https://nauchkor.ru/pubs/proekt-delikatesnogo-rybnogo-kafe-na-60-mest-5a402e497966e104c6a3e549	10 (1)
23	URL_ http://psu.kz/arm/upload/umk/123008.doc	7 (1)
24	URL_ https://studwood.ru/1018753/geografiya/sistemy-promyslovoy-podgotovki-anomalno-vysokovyazkih-neftey-pri-razrabotke-mestorozhdeniy	5 (1)
25	URL_ http://rud.exdat.com/docs/index-753862.html	5 (1)

ОТЗЫВ

НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломный проект

Курман Айбека Булатулы

специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

Тема: Анализ применения технологии обратной закачки газа для поддержания пластового давления на месторождении Карачаганак

Дипломный проект посвящен технологии обратной закачки газа для поддержания пластового давления на месторождении Карачаганак. Дипломантом собран необходимый фактический материал по теме, который позволил ему выполнить классификацию способов эксплуатации скважинах, выполнить технологическую часть, специальную часть, проанализировать экономическую эффективность, безопасность жизнедеятельности и охрану окружающей среды.

При выполнении комплексного дипломного проекта автор проявил необходимую самостоятельность и инициативу. Достаточный уровень теоретической подготовки позволил ему справиться с задачей, поставленной перед ним.

На основании вышеизложенного дипломный проект рекомендуется к защите, а дипломант Курман Айбек Булатулы достоин присвоения квалификации «бакалавр» по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело.

Научный руководитель
сениор-лектор
кафедры НИ
ИГиНГД им. К.Турысова,
канд. физ.-мат. наук,
доцент

Баймухаметов М.А.

«02» мая 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Құрман Айбек Булатұлы

Тема: “ Анализ применения технологии обратной закачки газа для поддержания пластового давления на месторождении Карачаганак”

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой НИ

 М.К.Сыздыков
«02» 05 2019 г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

На тему: “ Анализ применения технологии обратной закачки газа для
поддержания пластового давления на месторождении Карачаганак ”


по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело

Выполнил Құрман Айбек Булатұлы

Научный руководитель

канд. физ.-мат. наук, доцент

Баймухаметов М.А.



(подпись)

«30» апреля 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет им. К.И. Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой НИ

 М.К.Сыздыков
« _____ » 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающемуся Курман Айбек Булатұлы

Тема: Анализ применения технологии обратной закачки газа для поддержания пластового давления на месторождении Карачаганак

Утверждена приказом ректора университета № 00-П от « _____ » 2019г.

Срок сдачи законченного проекта: 30 апреля 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту материалы собранные во время прохождения преддипломной практики (проект разработки месторождения, технологическая схема проекта разработки месторождения)

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

- а) геологическая часть
- б) технологическая часть
- в) экономическая часть
- г) безопасность и охрана труда
- д) охрана окружающей среды

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): обзорная карта, структурная карта, геологический профиль, карта текущих отборов, динамика основных технологических показателей, таблица технико-экономических показателей

Рекомендуемая основная литература: из 14 наименовани


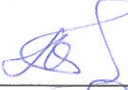
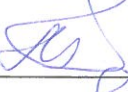



ГРАФИК

подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки предоставления научному руководителю и консультантам	Примечание
Геологическая часть	22.04.19 – 24.04.19	
Технологическая часть	22.04.19 – 27.04.19	
Экономическая часть	23.04.19 – 30.04.19	
Безопасность и охрана труда	22.04.19 – 29.04.19	
Охрана окружающей среды	28.04.19 – 30.04.19	

ПОДПИСИ

консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименование разделов	Консультанты, И.О.Ф. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент		
Технологическая часть	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент		
Экономическая часть	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент		
Безопасность и охрана труда			
Охрана окружающей среды	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент		
Нормоконтролер	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент		

Научный руководитель _____  Баймухаметов М.А.

(подпись)

Задание принял к исполнению обучающийся _____ Фамилия И.О.
(подпись)

Дата

« ___ » _____ 2019 г.

АННОТАЦИЯ

В дипломном проекте рассмотрены основные разделы:

- геологическая;
- технологическая;
- экономическая;
- безопасность и охрана труда;
- охрана окружающей среды.

В геологической части рассматривается геологическая изученность I объекта месторождения .

В технологической части рассматривается система разработки месторождения, техника и технология добычи нефти и газа, требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.

В экономической части рассматриваются технико-экономические показатели проектирования установки погружного центробежного электронасоса с помощью кривых распределения давления.

В части охраны труда рассматривается охрана труда при эксплуатации насосов, освещаются защитные мероприятия, проводится анализ труда на месторождении

В части охраны окружающей среды рассматривается экологическая состояние территории, факторы влияющие на окружающую среду.

АНДАТПА

Төрт дипломдық жобада қаралған негізгілердің бөлімнің :

- геологиялық бөлім;
- технологиялық бөлім;
- экономикалық бөлім;
- қауіпсіздік және еңбекті қорғау;
- қоршаған орта қорғау.

Технологиялық бөлімде қаралады кен орнының игеру II-объектінің геологиялық үйренушілігі, сонымен қатар мақсатпен бұрандалық сораптарға фонтанды ұңғымалардың аударма жоғарылаулар - мақсатқа лайықтылығы және лайықты есеп-қисаптарды пайдалануына болады.

Экономикалық бөлімде қаралады шара енгізуінің техника - экономикалық көрсеткіштері фонтанды ұңғыманы бұрандалық сорапқа аудармасымен және тап осы жоба экономикалық нәтижелілігі есептелген .

Бөлімде қауіпсіздік және еңбекті қорғау қаралады еңбек қорғау бұрандалық сораптардың жанында, қорғау шараларды жарықтандырылады, тұрған жерінде еңбек талдауы өткізіледі

Бөлімде қоршаған орта қорғау қаралады аумақ экологиялық күй-жағдай, әсер етуші факторлар орта қоршаған .

ANNOTATION

The project consists of ten parts: geological and physical characterization field, choice of the object of the development, preparation geological production and technical and economical foundation to designing the development, technological and economical indices version development, technology of the mining to oils and gas, economical part, checking for development layer by status and exploitation of the well and wells equipment, protection of labour, guard environment, experiment part.

In project are considered particularities geological structure productive layer, physical -chemical characteristic of the oil and gas field.

The technical and economic estimation and calculation of the economic effect.

The presented recommendations on techno and technologies of the process.

The researching object is field deposit, efficacy technologies of flowing fittings.

The work's target is estimating of work's industrial experience results and selection efficacy technological stipple. The technical and technological processes were shown too.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	10
1 Геологическая часть	11
1.1 Общие сведения	11
1.2 Стратиграфия	12
1.4 Нефтегазоносность	15
2 Технологическая часть	17
2.1 Система разработки месторождения	17
2.1.1 Анализ текущего состояния разработки	18
2.1.2 Анализ структуры фонда скважин и их текущих дебитов, технологических показателей разработки	19
2.1.3 Анализ выработки запасов нефти из пластов	20
2.1.4 Характеристика энергетического состояния залежи, режимы разработки	22
2.1.5 Гидродинамические исследования скважин и пластов	23
2.1.6 Система поддержания пластового давления и применение методов повышения нефтеизвлечения	24
2.2 Техника и технология добычи нефти и газа	25
2.2.1 Характеристика показателей способов эксплуатации скважин	25
2.2.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	26
2.2.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	27
2.3 Специальная часть	29
2.3.1 Краткий обзор по теме дипломного проекта	32
2.3.2 Технологический расчет по теме дипломного проекта	35
2.3.3 Расчет с использованием компьютерных программ	37
3 Экономическая часть	39
3.1 Техничко-экономические показатели разработки месторождения	41
3.2 Расчет экономической эффективности	44
4 Безопасность и охрана труда	45
4.1 Опасные и вредные факторы на предприятии	45
4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности труда	46
4.2.1 Пожаробезопасность	46
4.2.2 Электробезопасность	47
4.2.3 Шум и вибрация	48
Вентиляция	50
5 Охрана окружающей среды	51
Заключение	54
Список использованной литературы	55

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день в экономике и развитии Республики Казахстан большую роль играет нефтегазовая промышленность. После получения независимости Казахстан стремился к развитию рыночной экономики с высоким уровнем иностранных инвестиций. С тех пор Казахстан почти в три раза увеличил добычу нефти. Грандиозные проекты на западе страны еще раз подтвердили обоснованность причисления Казахстана к числу наиболее перспективных регионов нефтедобычи.

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1979 году, когда Уральской нефтеразведочной экспедицией была пробурена первая разведочная скважина. Это нефтегазовое месторождение имеет площадь свыше 200 км², является уникальным, поскольку является одним из самых продуктивных в мире по добыче нефти и газа. Сосредоточенные здесь запасы составляют 1,2 млрд. т нефти и конденсата, а также более 1,35 трлн. м³ газа.

Производительность нефтяных и газовых скважин и поглощательная способность нагнетательных зависят главным образом от проницаемости пород, складывающих продуктивный пласт. Чем выше проницаемость пород в зоне действия той или иной скважины, тем больше производительность или приемистость ее, и наоборот.

Проницаемость пород одного и того же пласта может резко изменяться в различных его зонах или участках. Иногда при общей хорошей проницаемости пород пласта отдельные скважины вскрывают зоны с пониженной проницаемостью, в результате чего ухудшается приток нефти и газа к ним.

Сайклинг-процесс является наиболее эффективной технологией, поэтому в данном дипломном проекте выполнен расчет основных показателей по закачке сухого газа в газоконденсатную залежь с целью предотвращения выпадения конденсата в пласте и повышения коэффициента извлечения.

Особенности геологического строения месторождения и насыщающих его флюидов predetermined эффективность внедрения таких новых технологий, как бурение горизонтальных и многоствольных скважин, колтюбинг и процесс рециркуляции газа в газоконденсатную часть залежи.



Рисунок 1. освоения месторождения Карачаганак

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение открылось в 1979 году, когда Уральской нефтеразведочной экспедицией была пробурена 1-ая разведочная скважина. Это самое нефтегазовое месторождение владеет площадью выше 200 км², считается неповторимым, так как считается одним из самых продуктивных в мире согласно добыче нефти и газа. Сосредоточенные тут запасы сочиняют 1,2 миллиардов. т нефти и конденсата, а еще наиболее 1,35 трлн. м³ газа.

Месторождение размещено в северной доли ребордной зоны Прикаспийской впадины на местности Западно-Казахстанской области и делает большущее воздействие на экономику ареала и всей державы в целом. Месторождение Карачаганак характеризуется сложностью пластовой флюидной системы и многообразием параметров доставаемых газа, конденсата и нефти.

Продуктивные отложения Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения предполагают собой гидродинамически соединенный карбонатный массив вышиной наиболее 1600 м. Огромное оглавление конденсата обуславливает высшую важность доставаемой пластовой смеси, коия считается значимым начальным сырьем химпереработки. Месторождение различается трудным геологическим постройкой, значимым конфигурацией рабочего давления на низовье скважины разных объектов исследования, вескими шатаниями пластового состава согласно объектам исследования высочайшим вхождением конденсата от 490 по 1000 г/м³ и ядовитых коррозийно-функциональных частей. Главными обликами осложнений на месторождении Карачаганак считаются: ржавчина оснащения, парафиноотложения, воспитание гидратных пробок, а еще воспитание солей карбонатного и сульфатного типов.



Рисунок 1.1 Обзорная карта

1.1.2 Стратиграфия

На Карачаганакском нефтегазоконденсатном месторождении сечение осадочного чехла, изображённый кайнозойскими, мезозойскими и палеозойскими отложениями вскрыт скважинами на наибольшую глубину минус 6458 м (скв. ДР6).

Кристалльный основание дома на месторождении никак не вскрыт. Стратиграфическое деление осадочной толщи сделано на базе палеонтологических исследований с учётом литологии и привязки их к промыслово-геофизической характеристике, используемой в предстоящем для корреляции скважин.

Палеозойская категория Pz.

Девонская система D.

Рис. 1. Структурная карта по кровле продуктивной толщи нижнепермских отложений Карачаганакского месторождения.

1 — скважины; 2 — изогипсы; контакты: 3 — водо-нефтяной, 4 — газо-нефтяной

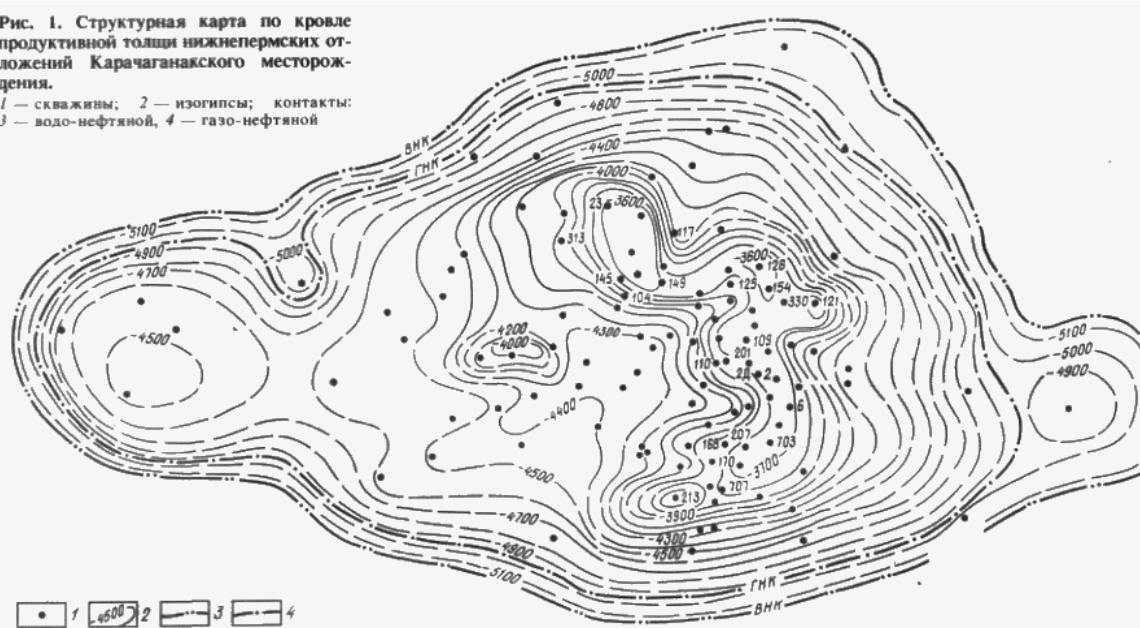


Рисунок 1.2 Строение рифового тела Карачаганакского месторождения

Более старыми вскрытыми отложениями считаются нижнедевонские, которые в размере эмского яруса вскрыты скважинами Д4, Д5, ДР6 поэтому на глубинах 6170 м, 6219 м, 6027 м. Литологически сечение представлен аргиллитами мрачно-сероватыми, практически темными, известковистыми. Наибольшая вскрытая толщина 430 м в скважине ДР6.

Среднедевонские отложения поставлены в размере эйфельского и живетского ярусов и вскрыты скважинами 15, Д1, Д2, Д4, Д5, ДР6 и скважиной 452, углубленной в 2002 г. Литологически породы представлены доломитизированными известняками, аргиллитами, переходящими кверху сообразно разрезу в мрачно-сероватые практически темные известняки, местами органогенными с прослоями аргиллитов, реже алевролитов. Отложения живетского яруса находится никак не везде где только можно. Толщина среднего девона 400- 450 м.

Кровля среднего девона идентифицируется с сейсмическим отражающим горизонтом Pz. Верхнедевонские отложения в размере франского и фаменского ярусов залегают на среднедевонских с размывом. Литологически представлены в нижней доли в большей степени алевролитами с прослоями аргиллитов и песчаников, заменяющихся кверху сообразно разрезу мелководными вакстоунами, пакстоунами с прослоями микросгустковых известняков, вторичными доломитами и доломитизированными известняками. Вскрыты 81 скважиной, в том количестве 57 – эксплуатационными. Общественная толщина верхнего девона 620 м (скв. Д4).

Каменноугольная система С.

Каменноугольные отложения представлены нижним (турнейский, визейский и серпуховский ярусы) и средним (в размере башкирского яруса) отделами.

Турнейский ярус залегает в отсутствии заметного разногласия на верхнедевонских породах и литологически сходен с фаменским, представлен органогенно-детритовыми, доломитизированными известняками. Толщина яруса по 250 м.

Визейский ярус расчленяется на нательный (бобриковский и тульский горизонты) и высокий (окский надгоризонт в размере алексинского, михайловского, венёвского горизонтов) подъярусы. Литологически породы представлены лито-биокластовыми, пеллетовыми вакстоунами, пакстоунами, мелкообломочными биокластовыми пакстоунами, видятся баундстоуны, литокластовые грейнстоуны.

Иреньский горизонт представлен соленосными отложениями с терригенными прослоями в нижней доли разреза и соленосно-терригенными – в верхней. Толщина иреньского горизонта меняется от 9 по 520 метров.

Кровля филипповских отложений подходит сейсмическому отражающему горизонту P1.

Кровля соленосных отложений кунгурского яруса подходит сейсмическому отражающему горизонту V1.

Верхнепермские отложения довольно символически расчленяются на уфимский, казанский и монгольский ярусы. Толщины их меняются поэтому от неимения по 1630, 750, 1950 м. Породы представлены, в основном, континентальными красноцветными аргиллитоподобными глинами в разной степени известковистыми, с прослоями глинистых известняков и доломитов, с подключениями каменной соли, гипса, ангидрита, время от времени образующих изящные прослойки.

Мезозойская категория Mz.

Мезозойская категория находится в размере всех 3-х систем: триасовой, юрской и молочный.

Триасовая система T.

Триасовая система литологически представлена глинами велеречиво-карими, в большей степени известковистыми, криво - и неяснослоистыми, песчаниками и алевролитами красноцветными, разнозернистыми, полимиктовыми. Толщина триасовых отложений меняется от неимения по 3100 м.

Юрская система J.

Отложения юрской системы в размере среднего и верхнего отделов развиты в межкупольной зоне. В сводовых долях соляных куполов юрские отложения отсутствуют. Сечение наступает с переслаивания песчаников мелкозернистых, песков глинистых и глин, содержащих в значимом численности углефицированный постный детрит, потом переходящий кверху сообразно разрезу в наиболее глинистую крупнослоистую толщу. В верхней доли сечение представлен в облике фосфоритовой плиты и глинисто-мергелистой толщей. Толщина юрских отложений изменяется от 0 по 920 м.

1.1.3 Нефтегазоносность

Главная нефтегазоконденсатная залежь приурочена к большому нижнепермскому карбонатному массиву с растворами 29 x 16 клм и амплитудой возле 1700м. Залежь мощная экранируется галогенно-терригенной шиной, представленной отложениями кунгурского яруса и верхней перми. Не считая главной нефтегазоконденсатной залежи установлена производительность карбонатного горизонта, из которого в скважине перед № 30 получен приток газа с конденсатом, дебитом 47,7 тыс.м³ / сут. Толщина филипповского горизонта колеблется от первых метров по 302 м. В горизонте фактически везде где только можно видятся доломитовые прослои шириной от частей по 10 метров. Западня в горизонте пластов литологически замещённые рубежа залежей в краевых долях текстуры отнесены уровнем газонефтяного контакта главной залежи. Коллекторские характеристики пласта низкие. Сообразно геофизическим изучениям средние смысла пористости в скважинах колеблются от 6 по 9% , достигая время от времени 13%. Резервуар главной доли залежи месторождения труден аргонными известняками, доломитами и их переходными разностями. Вид коллектора поровый, порово-каверновый и в наименьшей мерке порово-трещинный и порово-каверно-трещинный. Залежь состоит из 2-ух долей, газоконденсата, приуроченного к нижнепермско-каменноугольным отложениям и штанговый подушечки в каменноугольных отложениях. Газоконденсатная дробь залежи охарактеризована 170 скважинами. Действенные газонасыщенные толщины меняются сообразно скважинам от 30 по 1041 метра, при средневзвешенной сообразно площади 280м. Зоны наибольших толщин приурочены к области становления нижнепермского рифогенного ансамбля в центральной доли месторождения, действенный размер которого равен 30 % всей доли залежи.

В нефтегазоносном отношении главные виды северной ребордной зоны Прикаспийской впадины соединены с подсолевыми отложениями, в каких, не считая Карачаганакского, выявлен разряд месторождений в нижнепермских отложениях бортового уступа (Тепловско-Токаревская категория), в каменноугольно-девонских отложениях (месторождение Чина-ревское), в отложениях девона наружной прибортовой зоны (месторождения Долинное, Зайкинское, Ростошинское и др.).

Первооткрывательницей месторождения Карачаганак появилась скважина П-10, в которой в 1979г. при опробовании подсолевого карбонатного разреза в промежутке минус 3932-3971 м получен приток газа дебитом 379,5 тыс. м³/сут и конденсата дебитом 560 м³/сут на 11,25 мм штуцере.

В итоге следующих геологоразведочных дел было известно, будто сообразно величине запасов углеводородов месторождение относится к группы циклопических.

Принципиальные расположения, описывающие производительность подсолевой верхнедевонско-нижнепермской залежи, поставлены в процессе детализированной разведки и следующего ее разбуривания эксплуатационными

скважинами и отыскивали родное отображение в отчетах сообразно подсчету запасов в 1988 и 1999 гг.

Данные расположения сводятся к последующему:

Наиболее не менее 1600 метровая толща нижнепермско-верхнедевонских карбонатных отложений дает собой единичный гидродинамически соединенный результативный резервуар, к коему приурочена мощная нефтегазоконденсатная залежь. Широтный разлом амплитудой по 350 м делит залежь на 2 доли: южную и северную.

Шиной для залежи углеводородов работают пермские галогенно-терригенные отложения. Меж экранирующей толщей и продуктивным резервуаром залегает сульфатная стопка, представляющая собой «неправильную» шину, различающуюся местами пребыванием углеводородов в межзерновом месте пород, в трещинах и карбонатных линзах.

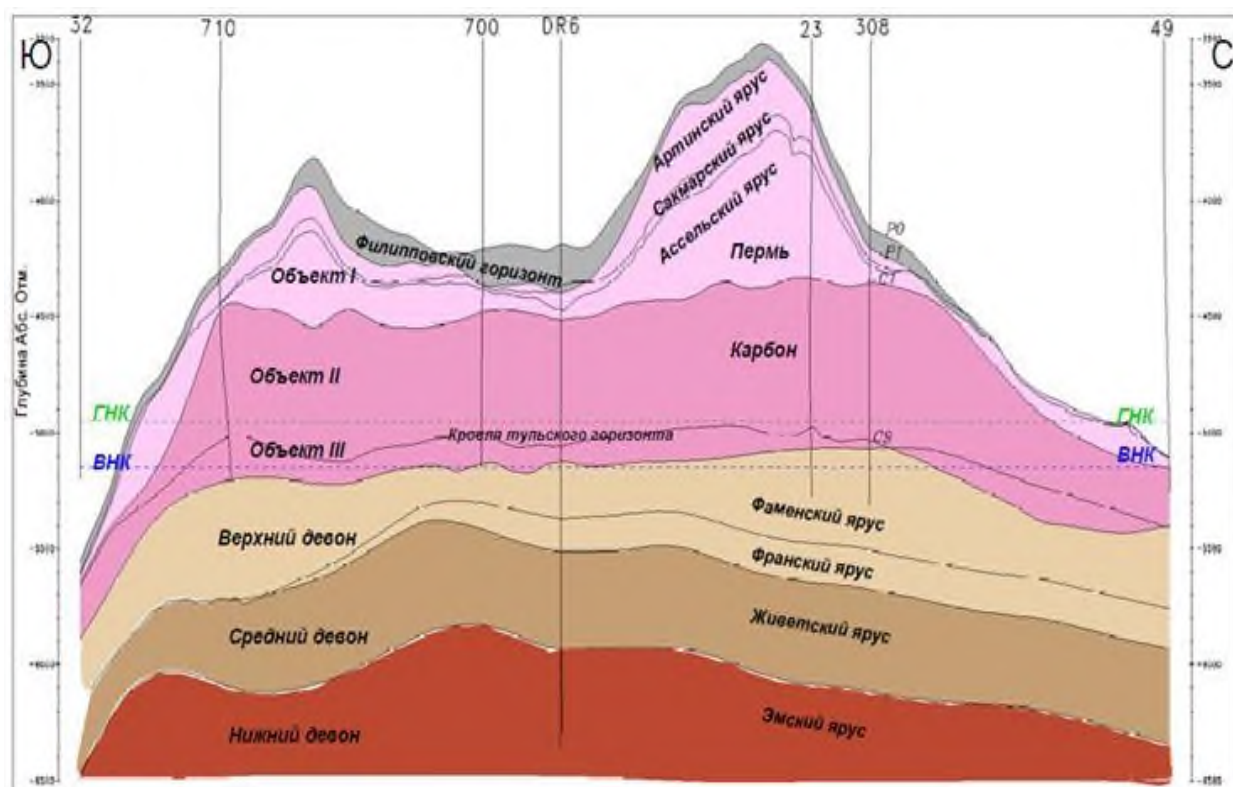


Рисунок 1.3 Поперечный разрез Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения с юга на север

2 Технологическая часть

2.1 Система разработки месторождения

2.1.1 Анализ текущего состояния разработки

В практике исследования газоконденсатных и нефтяных месторождений, при обосновании выделения эксплуатационных объектов разряд критериев и посреди их, до этого только: толщина продуктивного разреза; численность поставленных залежей; нрав насыщения залежей; состояние в намерении силуэтов нефтеносности и газоносности; гидродинамическая скованность разных долей разреза; литолого-физиологические характеристики коллекторов и питающих их флюидов, а еще нрав конфигурации данных характеристик сообразно площади и разрезу;

Но продуктивные отложения Карачаганакского нефтегазо-конденсатного месторождения предполагают собой гидродинамически соединенный карбонатный массив. Вопросец о выделении эксплуатационных объектов в массивной нефтегазоконденсатной залежи владеет собственные индивидуальности. Базой для деления единичной залежи на 2 объекта могло работать присутствие в ней штанговой доли вышиной 200 м, имеющей самостоятельное индустриальное смысл. В то ведь время, беря во внимание отличия в постройке пермской и каменноугольной долей разреза (наиболее высшую разнородность и нелучшую выдержка коллекторов сообразно вертикали и латерали в пермской доли разреза, присутствие зон неимения коллекторов на границе пермских и каменноугольных отложений, отличия в физико-хим свойствах пластового газа), в проектных документах, еще как и в подсчете запасов сообразно итогам разведки, газоконденсатная дробь была разделена на 2 объекта исследования.

Таковым образом, на месторождении было удаленно 3 объекта исследования: I – рабочий предмет подключает газоконденсатную дробь нижней перми; II – предмет газоконденсатную дробь каменноугольных отложений, III предмет – нефтяную дробь залежи (карбон +высокий девон). В пределах всякого эксплуатационного объекта в согласовании с разными спектрами конфигурации действенных толщин в труде отличались эксплуатационные зоны, так в I объекте было удаленно 2 зоны (ГП-1 и ГП-2), во II объекте – 3 зоны (ГК-1, ГК-2, ГК-3), на любом участке третьего эксплуатационного объекта удаленно сообразно 2 зоны (Н-1-1, Н-1-3 и Н-2-2, Н-2-3).

Главные геолого-физиологические свойства эксплуатационных объектов приведены в таблице 2.1.

Параметры	Объекты			
<i>Продолжение таблицы 2.1</i>				
	I	II	III (юго-запад)	III (северо-восток)

Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	-	-	0,57	0,28
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	-	-	651	601
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	-	-	2,05	2,35
Содержание серы в нефти, %	-	-	0,9	0,7
Содержание парафина в нефти, %	-	-	5,0	3,8
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	-	55,3	58,1
Газосодержание нефти, м3/т	-	-	510	640
Давление начала конденсации, МПа	44,7	48,5	-	-
Содержание стабильного конденсата, г/м3	470	640	-	-

Следующее разбуривание разрешило более точно определить свойства питающих залежь флюидов, некоторое количество детализированы зоны герметичных разделов на границах выделявшихся раньше эксплуатационных объектов. В целом разрешено разговаривать, будто доводы, принятые на вооружение раньше для объяснения объектов исследования в процессе предстоящего исследования и освоения месторождения, возымели доказательство. Исходя из данных суждений, были приняты подсчётные объекты для пересчёта геологических запасов углеводородов и конкретно для данных объектов обязаны существовать рассчитаны коэффициенты извлечения газа, конденсата и нефти.

2.1.2 Анализ структуры фонда скважин и их текущих дебитов, технологических показателей разработки

На выделенных эксплуатационных объектах учитываются самостоятельные сетки скважин, этак ведь как и в «Уточненном плане экспериментально-промышленной эксплуатации». Расположение нагнетательных скважин в сводовой зоне и осуществление сайклинга дозволит в большей ступени применять гравитационный результат, способствующий наиболее равномерному вытеснению жирного газа сухим. Закачка станет

делается как в умышленно пробуренные проектные нагнетательные скважины, так и деятельные в истинное время как эксплуатационные скважины.

Предусматривалось разбуривать месторождение сообразно редкой 7-точечной сетке скважин с промежутком 1 км с предстоящим опросом уплотнением ее по 500 м в районах с большими удельными запасами углеводородов. При данном допускалось общее дренирование одной скважиной нескольких объектов (I + II, II + III, I + II + III). В итоге сформировалась нерегулярная сеточка скважин, в особенности в более разбуренной центральной доли месторождения.

Еще учитывается 7-точечная сеточка скважин как с учетом теснее сформировавшейся сетки, так и продолжение ее на неохваченные исследованием площади. Ценность отдается бурению нагнетательных скважин и горизонтальных эксплуатационных скважин на предмет III, так как главными задачами исследования коллектора, как теснее подмечалось, считается воплощение сайклинг-процесса и исследование штанговой оторочки. При выборе расположения нагнетательных скважин применены последующие взгляды:

приступить закачку газа с кровли объекта II для такого, чтоб выгнать наиболее тяжкий мокрый газ при поддержке сухого газа;

- закачка начнется с участка в юго-восточной доли месторождения (УКПГ 2) переводом 16 имеющихся эксплуатационных скважин в нагнетательные и следующим повышением численности скважин в районах УКПГ 3 и КПК;

- нагнетательные скважины размещаются сообразно 7-точечной схеме, в которой отдаление меж нагнетательной и эксплуатационной скважиной сочиняет 600 м.

2.1.3 Анализ выработки запасов нефти и газа

От проделанных по сих времен изучений коллектора Карачаганакского месторождения, исходя из наличествующих в постановлении этих, разрешено изготовить суд, будто коллектор дает собой в большей степени истощаемый газоконденсатный пласт, в котором недостает светлого подтверждения о существовании огромного водоносного пласта. Ежели дальше в жизни месторождения покажется взнос водоносного слоя для вытеснения пластовой воды, в данном случае господствующий упруговодонапорный режим станет режимом периферийного укрепления давления водоносным слоем, быстрее, нежели режим напора подошвенных вод. Некие остальные принципиальные причины дают подсказку, будто невозможно ждать притока огромного численности воды в коллектор. Пребывание штанговой оторочки, вслед за тем, в каком местоплотность нефти вырастает скоро, приближаясь к

прогнозируемому водонефтяному контакту, имеет возможность мешать перемещению в водоносном пласте. Кроме данного, пребывание хоть какого численности остаточного газа в обводнённой зоне имеет возможность, возможно, мешать предстоящему перемещению воды, т.к. пластовое влияние понизилось еще более.

Начальная стратегия исследования, в согласовании со старенькой русской документацией, была базирована на предположении, будто продуктивные отложения считаются гидродинамически однородными и пребывают в состоянии термодинамического баланса, с закономерным конфигурацией телесных и хим параметров пластовых жидкостей от вершины коллектора по ВНК. Отличалось 3 объекта исследования, в целом схожими с передовым описанием объектов:

Предмет 1. Газоконденсатная зона в пермских отложениях, характеризующая высочайшей степенью разнородности, с начальным пластовым давлением в среднем на 10 МПа превышающим влияние истока конденсации;

Предмет 2. Газоконденсатная зона в ранешних среднекаменноугольных отложениях, с пластовыми флюидами в околокритическом состоянии и с давлением, превышающим влияние истока конденсации на 7 МПа;

Предмет 3. Нефтяная рама, приуроченная к более ранешним каменноугольным и сообразно кровле девонским отложениям.

Опосля экспериментально-промышленной эксплуатации в режиме природного истощения предполагалось применять сайклинг-процесс. Для всякого объекта исследования была запланирована отдельная сеточка:

Предмет 1. Нагнетательные скважины в верху коллектора, с эксплуатационными скважинами сообразно двум граням;

Предмет 2. Площадная семиточечная сеточка нагнетательных скважин, сначала работающих как эксплуатационные скважины, с вероятностью предстоящего роста плотности сетки;

Предмет 3. Отдельная семиточечная сеточка скважин.

Отдельные скважины ожидалось применять для одновременной исследования объекта 1 и 2, тогда как большая часть скважин, вскрывших целый сечение, ожидалось применять как для объекта 2, так и для объекта 3.

На базе итогов экспериментально-промышленной эксплуатации был изготовлен суд, будто предмет 1 владеет высшую степенью однородности. Опосля комплексного рассмотрения ряда вопросов был еще изготовлен суд, будто внедрение предлагаемого сайклинг-процесса станет отлично лишь на отдельных участках (макронах). Для предстоящего исследования вопросов поведения конденсата при добыче было замечено продлить исследование месторождения в режиме природного истощения по 1997 г., а потом до конца 1998 г.

2.1.4 Характеристика энергетического состояния залежи, режимы разработки

Сообразно правилам исследования газовых и газоконденсатных месторождений, обязан быть контроль из-за исследованием газогидродинамическими способами. Данный контроль обязан исполняться в целях оценки отдачи принятой системы исследования залежи в целом и отдельных научно-технических события сообразно ее притворению в жизнь. Еще получения инфы, нужной для регулировки процесса исследования и проектирования событий сообразно его совершенствованию. Пробы газа сепарации и сырого конденсата отбирались в процессе изучений в тарированные контейнеры. Расход газа сепарации исполнялся диафрагменным датчиком критического истечения (ДИКТ), расход воды (сырого конденсата) определялся на установках в калиброванных конденсатосборниках. Сообразно расходу газа и численности замеренного конденсата определялся конденсатно-газовый причина (КГФ).

Но, так как все установки имеют собственные плодотворные индивидуальности и рабочие характеристики и, следственно, разные термобарические условия сепарации, замеренные на их КГФ на газ сепарации никак не сравнимы. Этак, при изыскании на Порта-Тесте сепарация производилась при температуре плюс 300°C, давлении 0,8 МПа для газоконденсатных объектов и 2,0 МПа для нефтяных, на сепарационной аппарате МТСУ при плюс 200°C и 16МПа, на УИГКС-1М при 10 МПа в отсутствии регулировки температуры, не считая такого, дробь изучений на газоконденсатность велась прогнозированием двухступенчатой сепарации. Миниатюрный размер сепарационной камеры УИГСК-1М и МТСУ ставит перед колебание свойство замеров КГФ.

В процессе исследования изучения с значением КГФ осуществлялись на установках Порта-Анализ и на контрольном сепараторе (КС). Порта-Анализ отчуждает наиболее четкие итоги замеров, этак как из-из-за удаленности узлов замера на КС от скважин вносится доборная ошибку, наличествует нерешительность в четком согласовании приятель приятелю замеренных размеров газа и конденсата.

Спецами ВНИИгаз известно, будто в пределах практических дебитов серьезной зависимости удельного выхода конденсата от величины забойного давления никак не наличествует. Сообразно большому числу скважин понижения КГФ никак не проистекает при труде с забойными давлениями на 5-15 МПа ниже давления истока конденсации. Из 83 скважин, перфорированных в газоконденсатной доли залежи, наиболее 3-х лет действовали только 37 скважин.

Возле 90% практических замеров КГФ сообразно сиим скважинам совершено на КС, при этом, никак не постоянно итоги замеров на КС и Порта-Анализ, изготовленные в одно и то ведь время, подходят приятель приятелю. В том числе и в благоприятных, на 1-ый взор, скважинах с огромным

численностью замеров известно, будто в одиннадцати скважинах из девятнадцати итоги замеров и желание их конфигурации никак не схож с признаками в эксплуатационных рапортах, или модифицирование КГФ в рапортах проистекает при неимении замеров. В таблице 2.2 приведены методы контролирования из-за исследованием газогидродинамическими способами.

2.1.5 Гидродинамическое исследование скважин и пластов

Газогидродинамические изучения на месторождении исполняются в согласовании с притязаниями нормативной документации. На месторождении проводиться изучения на стационарных (МУО – способ установившихся отборов) и нестационарных (КВД – кривая возобновления давления) режимах фильтрации.

По 1990 года при изыскании способом установившихся отборов застыл водянистой фазы производился способом небольших подбор через МТСУ (небольшая термостатируемая сепарационная аппарат), а еще по 1998 года применялась передвижная сепарационная аппарат Порта-Анализ, спроектированная для изучения газоконденсатных скважин.

В истиннее время газогидродинамические изучения на стационарных режимах фильтрации ведется с поддержкою контрольного сепаратора (КС) и передвижного горизонтального сепаратора. Изучения МУО обязаны изготавливаться никак не наименее нежели на 5-6 режимах при совершенной стабилизации дебита и давления на любом из режимов при совершенной стабилизации дебита и давления на любом из режимов, но фактически сообразно всем скважинам, из-за диковинным исключением, численность режимов никак не превосходит 3-х.

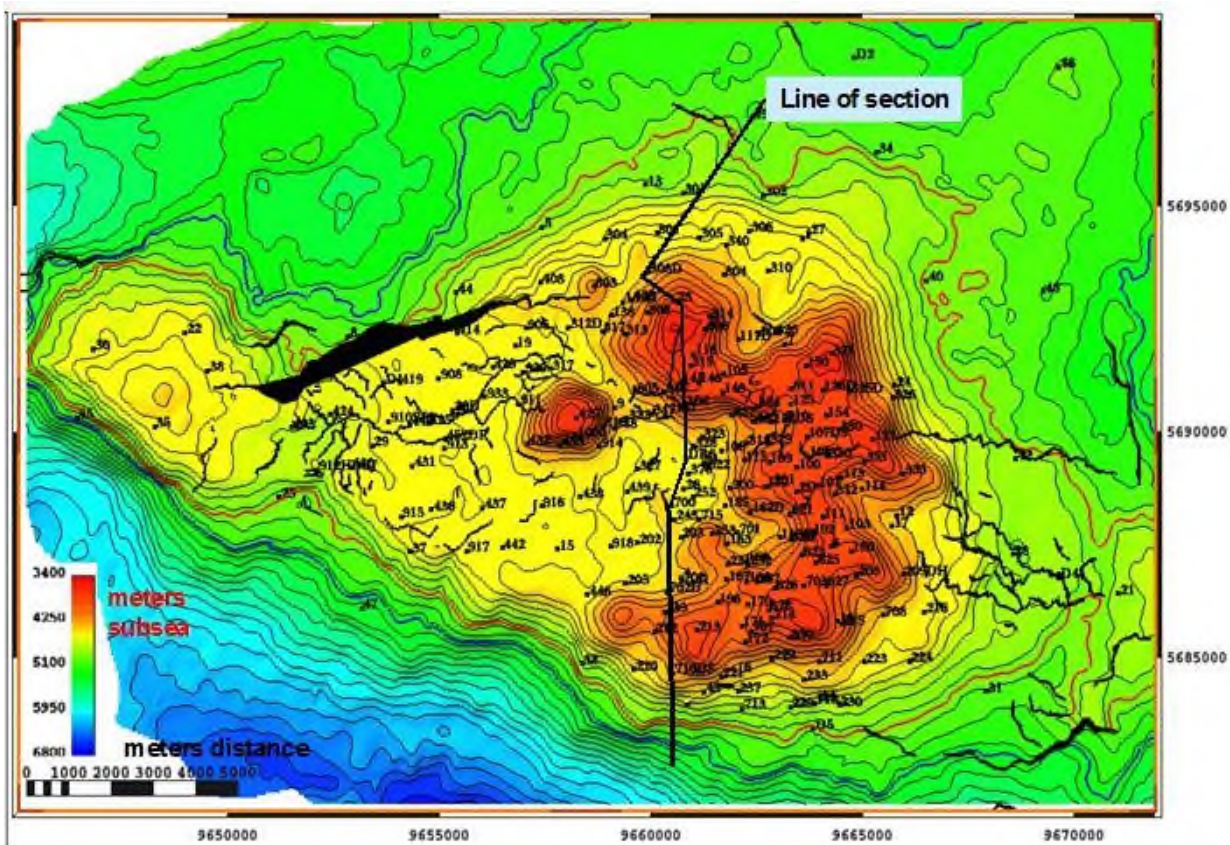


Рисунок 2 Структурная карта по кровле пластов Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения

2.1.6 Система ППД и применяемые методы повышения нефтеотдачи пластов

На дату составления дипломного плана на месторождении Карачаганак реализуется одобренная в 1999 году научно-техническая методика исследования, согласно которой выполняется сайклинг-процесс с обратной закачкой газа во 2-ой предмет в размере 40% от добычи газа с ценностью добычи водянистых углеводородов из наиболее углубленно залегающей и наиболее состоятельной водянистыми углеводородами доли месторождения. К 01.07.2009г фонд пробуренных скважин на месторождении Карачаганак сочиняет 334 единицы.

На равновесии АО «Карачаганак Петролеум Оперейтинг б.в.» располагаться 239 скважин, в отсутствии учета 78 ликвидированных и 27 скважин, окружающих на равновесии остальных организаций.

На месторождении было пробурено 33 скважин и особо согласно 13 скважинам были проведены работы согласно углублению на нижележащие объекты, в главном на нефтяную дробь. Из 33 новейших пробуренных скважин 17 относятся к эксплуатационному фонду, а другие 16 скважин - к особому. Надлежит подметить, будто подтвержденным проектным актом на месторождении удаленно 3 эксплуатационных объекта. Предмет I – пермская

газоконденсатная дробь залежи, предмет II – каменноугольная газоконденсатная дробь залежи и предмет III – каменноугольная нефтяная дробь залежи. Любой рабочий предмет владеет собственным фондом скважин, при этом, как продемонстрировал тест, допускалось соединение объектов в отдельных скважинах, подключая и добычу из их, т.е. композиции: II+III, I+II+III, I+II.

Спектр конфигурации дебита газа сепарации сообразно газоконденсатным скважинам, вскрывающим предмет II, варьирует в пределах от 216,5 тыс.м³/сут (скв. 329) по 1392 тыс.м³/сут (скв. 196) и КГФ - от 174 г/м³ (скв. 350) по 813 г/м³ (скв. 320).

Текущие дебиты нефти сообразно нефтяным скважинам III объекта меняются от 88,6 т/сут (скв. 419) по 1483,9 т/сут (скв. 9807), в среднем сбыт нефти сочиняет 494,4 т/сут. Газовый причина при данном варьирует в пределах 374,8-1722,7 м³/т (скв. 9814-9805). Закачка газа для ППД была начата с середины 2003г. Сообразно состоянию на 01.07.09г в труде пребывают 15 нагнетательных скважин со средней приемистостью - 1288,3 тыс. м³/сут. Расположение добычи сообразно объектам скважин, вскрывших некоторое количество эксплуатационных объектов вместе, по 2003г велось с поддержкою способа «ВНИИгаз», а в следующем - сообразно итогам дебитометрии. В целом, из-за период 01.01.1999г – 01.07.2009г практическая добыча газа на месторождении составила 98,861 миллиардов. м³, добыча водянистых УВ (конденсат+нефть) составила 72,101 млн. т. В прибавлении Г приведен график исследования месторождения в целом из-за крайние 10 лет. Сообразно состоянию на 01.07.2009г скопленная добыча газа в целом сообразно месторождению сочиняет 148,176 миллиардов. м³, в том количестве скопленная добыча вольного газа из объекта I– 22,315 миллиардов. м³, из объекта II – 91,870 миллиардов. м³, скопленная добыча растопленного газа из объекта III – 33,991 миллиардов. м³. Скопленная добыча водянистых УВ (конденсат+нефть) составила 106,830 млн. т, в том количестве скопленная добыча конденсата из объекта I составила 11,831 млн. т, из объекта II составила 63,055 млн. т, скопленная добыча нефти из объекта III – 31,944 млн. т. Скопленная закачка газа в пласт составила 25,990 миллиардов.м³.

Выработка запасов сухого газа, конденсата, нефти и растопленного газа рассчитана, исходя из одобренных извлекаемых запасов УВ и скопленной добычи сообразно объектам исследования, которые сочиняют:

- сообразно объекту I выработка запасов сухого газа сочиняет 9,1%, конденсата – 20,1%;
- сообразно объекту II выработка запасов сухого газа составила 13,1%, конденсата – 27%;
- сообразно объекту III выработка запасов нефти составила 16,9%,

Высочайшее оглавление и огромные запасы тяжелых углеводородов на Карачаганакском месторождении просит неприменного укрепления пластового давления (ППД). Ниже осмотрена вероятность внедрения разных трудящихся

агентов для укрепления пластового давления: дымовых газов, воды, сухого газа опосля перерабатывающего завода.

2.2 Техника и технология добычи газа и конденсата

2.2.1 Характеристика показателей способов эксплуатации скважин

Фонтанный метод эксплуатации считается более экономичным. Потому надлежит гарантировать продление периода фонтанной эксплуатации маршрутом действия на пласт в тех вариантах, как скоро наверное с тех. и финансовой точек зрения целенаправлено. Данный метод эксплуатации используют в главном на ранешних стадиях исследования месторождения, кой отличителен для исходного периода ее жизни, а конкретно как скоро пластовая энергия гарантирует извлечение флюида на плоскость территории. Размер пластовой энергии разна и находится в зависимости от пластового давления и силы залежи. При фонтанном методе взлет газа и конденсата сообразно стволу скважины проистекает перед деянием природной либо искусственного происхождения поддерживаемой энергии пласта.

Излияние скважин на Карачаганакском месторождении обусловлено огромным запасом пластовой энергии и довольно великими давлениями на забое, способными справиться гидростатическое влияние газожидкостного столба в скважине, противодействие на низовье и влияние расходуемое на трение, связанное с ходом данной воды.

Беря во внимание высочайшие смысла пластового давления и газового фактора, проектируемое выборочное поддержание пластового давления, а еще ожидаемое неимение огромного численности воды в продукции достающих скважин (предсказуемая средняя обводнённость скважин никак не превосходит 10 - 14 %), фактически в движение только срока исследования месторождения, взлет воды и смеси (газ + конденсат) станет проистекать из-за счёт пластовой энергии, то имеется скважины станут действовать в фонтанном режиме. При данном нужно подметить, будто скважины нефтяного объекта эксплуатируются при понижении устьевых и забойных давлений по рентабельного предела добычи (в предлагаемом варианте смысл максимального малого дебита урезано 50 м³/сут), опосля что станут переведены на вышележащие объекты.

Колтюбинг, одно из самых динамично развивающихся в мире направлений газонефтепромыслового оснащения, подключает в себя металлургическую сочиняющую – создание особых железных колонн эластичных труб, конструкторскую – конструирование наземного и внутрискважинного оснащения и, в конце концов, приборное снабжение програмки отделки инфы.

Колтюбинг предполагает совокупа колонн эластичных труб, ансамбля наземного оснащения, состоящего фактически из контюльбингового аппарата и

ансамбля оснащения, подключающего буровой насос, компрессоры для нагнетания инертного газа либо бустерную установку, генератор инертного газа, подогреватель научно-технической воды, устьевое дрессельное приспособление и устьевое оснащение.

2.2.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

При добыче углеводородов на месторождении Карачаганак на современном шаге исследования осмотрены отягощения, более встречаемые на промысле и вызывающие величайшие затруднения. Главными обликами осложнений считаются: ржавчина оснащения, парафиноотложения, воспитание гидратных пробок, а еще воспитание солей карбонатного и сульфатного типов. Гидратообразование.

Для предостережения гидратообразования, а еще увлажненной ржавчины на КНГКМ применимы некоторое количество методик осушки газа, главными из каких считаются низкотемпературная сепарация (НТС) с внедрением природного и искусственного происхождения мороза, абсорбция (осушка водянистыми поглотителями), адсорбция (осушка жесткими поглотителями) и сочетанный метод (к примеру, хитросплетение абсорбции с остыванием). В взаимосвязи с тем, будто продукция скважин охватывает коррозионно-брутальные составляющие (H_2S и CO_2), для снабжения охраны оснащения от ржавчины и исключения способности воспитания гидратов на КНГКМ используется полный ингибитор ржавчины и гидратообразования (раствор ингибитора ржавчины в метаноле). При этом, метанол кроме функции носителя ингибитора ржавчины и избежания воспитания гидратов предостерегает еще одеревенение отводных рядов аква фазы из сепараторов 1 ступеньки в зимний период.

С целью определения места воспитания гидратов и методик борьбы с гидратами, оптимизации расхода ингибитора гидратообразования (ИГ) анализируются термобарические условия в системе добычи и сбора газожидкостной смеси (ГЖС), подготовки и автотранспорта газа и конденсата. Отбор методик предостережения гидратообразования ориентируется научно-техническими способностями и плодами многостороннего технико-финансового разбора, исходя из критерий и места воспитания гидратов в научно-технической системе добычи, сбора, подготовки и автотранспорта газа. События сообразно предостережению гидратообразования:

- периодическая закачка ИГ;
- метанола с ингибитором ржавчины ИКТ-1 в скважины;
- поднятие отдачи работы сепараторов 1 ступеньки;
- ввод метанола в газовый поток;
- осушка газа НТС остыванием самого газа (результат Джоуля-Томпсона);
- понижение давления в выкидных чертах.

2.2.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин

Система внутрипромыслового сбора месторождения специализирована для сбора продукции всех скважин, личного замера дебитов продукции всякой скважины и промышленного автотранспорта всей доставаемой продукции к аппарате подготовки для предстоящей ее подготовки по товарной кондиции.

Система внутрипромыслового сбора подключает в себя:

- устья достающих скважин;
- систему шлейфов (газовых скважин), выкидных рядов (нефтяных скважин);
- замерные установки;
- систему промысловых коллекторов для сбора продукции от замерных установок по установкам подготовки доставаемой продукции.

Работающая в истинное время на месторождении Карачаганак система внутрипромыслового сбора подключает в себя устья эксплуатационных скважин и систему шлейфов газовых скважин, объединяющих скважины с блоком входных манифольдов (БВМ) работающей установки комплексной подготовки газа (УКПГ-3). Промысловые замерные установки отсутствуют, застыл дебитов продукции скважин исполняется в тестовом сепараторе, расположенном на УКПГ-3.

Шлейфы заглублены, бездна прокладки – 1,8 м, калибр - 168 мм. Длина шлейфов меняется в широких пределах - от 2 по 9 клм.

Пред регулирующим клапаном, пребывающего в шлейфе, учтена еда комплексного ингибитора ржавчины и гидратообразования.

Для замера дебита газа и конденсата в блоке входных манифольдов (БВМ) исполняется перескакивание потока скважины на тестовую линию, в каком месте размещен пробный сепаратор установки подготовки УКПГ-3. В тестовом сепараторе проистекает деление газа от конденсата. Влияние, температура, степень конденсата контролируется с регистрацией и сигнализацией сообразно верхнему и нижнему лимиту.

2.3 Специальная часть

2.3.1 Краткий обзор по теме дипломного проекта

Одним из самых действенных технологий используемых на месторождении Карачаганак считается сайклинг-процесс. Скопленный эксперимент внедрения сайклинг-процесса в разных критериях и на месторождениях с различными геолого-промысловыми чертами востребовал наиболее глубочайшего объяснения всякого плана исследования, предусматривавшего возврат в пласт газа. Повышение коэффициента

конденсатоотдачи, а часто и газоотдачи при исследовании газоконденсатных месторождений имеет возможность существовать достигнуто маршрутом возврата в пласт в движение конкретного периода медли добытого газа, из которого до извлечены составляющие C2+ либо C3+. Таковой режим исследования, обеспечивающий подбор пластового газа с исходным высочайшим либо слабо убавляющимся вхождением конденсата (спасибо поддержанию давления).

При выборе вероятных сценариев исследования месторождения были рассмотрены разные варианты сайклинг-процесса от выборочной по совершенной компенсации пластового давления и интенсификации добычи углеводородов, в частности III объекта исследования – штанговый оторочки. Опосля согласовывания с профессионалами ГКЗ итогов оценочных сравнительных расчетов, произведенных на секторной модели, и до рассмотренных разных разновидностей сайклинг-процесса, на совершенной симуляционной модели месторождения были рассчитаны варианты исследования. Варианты 1-3 имитируют сайклинг-процесс с разной степенью компенсации доставаемого газа и, как последствие, разной степенью укрепления пластового давления. В согласовании с плодами прогнозирования на секторной модели, для 4 варианта закачка сжиженного газа в предмет III исполняется в движение первых 10 лет, опосля что во время остального контрактного периода длится закачка газа сепарации. Расчетные варианты исследования приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Расчетные варианты разработки

Вариант	Описание
1	40%закачка в объект II
2	60%закачка в объект II
3	100%закачка в объект II
4	40%закачка в объект II +закачка оставшегося обогащенного газа в объект III
5	40%закачка в объект II +чередующаяся закачка обогащенного газа и воды в объект III
6	60%закачка в объект II +чередующаяся закачка обогащенного газа и воды в объект III

Продолжение таблицы 2.1

7	Естественное истощение
8	30%закачка в объект II +10%закачка в объект III

Для разновидностей с переменной закачкой газа и воды (5 и 6), концентрированный газ еще закачивается в облике оторочки, как описано больше. В данных вариантах газ закачивается в движение 8 месяцев, а влага – 4 месяцев в рамках годового цикла. Дальше, на протяжении цикла закачки воды

целый газ закачивался в предмет II. В случае варианта с переменной закачкой газа и воды никак не учитывается безличный реализации газа. Рациональные композиционные составы газа сепарации и обогащенного газа определялись из прогнозирования на секторной модели, представлены в таблице 2.2.

Вариант 7 предугадывает исследование месторождения на режиме природного истощения. Он приводится нами как вариант для определения меньшего коэффициента извлечения.

Таблица 2.2- Компонентный состав закачиваемого газа

Компонент	Газ сепарации, мольные %	Обогащенный газ, мольные %	
		2002+	2006+
H ₂ S	4,57	8,80	5,70
CO ₂	7,39	8,90	7,42
C ₁	76,97	59,72	70,21
C ₂	7,56	11,58	8,90
C ₃	2,44	8,58	5,35
C ₄	0,67	1,18	1,18
C ₅ + C ₆	0,36	1,1	1,01
C ₇ – C ₉	0,04	0,23	0,23

В добавление к вариантам, рассчитанным на секторной модели, добавлен промежуточный вариант 8 с отдельной закачкой газа сепарации в объекты II и III. Он считается разновидностью 1 варианта, как скоро закачивается в целом однообразный размер газа, однако в предоставленном случае он делится меж объектами.

Во всех вариантах (из-за исключением 7) учитывается исследование III объекта с внедрением как горизонтальных, этак и вертикальных скважин.

Из финансовых суждений был принят 1-ый вариант исследования, этак как он гарантирует наибольшую выручка в расчетных стоимостях сообразно сопоставлению со всеми остальными вариациями. Финансовые достоинства данного варианта обусловлены из-за счет продаж газа и наиболее невысоких эксплуатационных издержек. Варианты с 60%-ной и 100%-ной закачкой, желая и предоставляют наиболее высочайшие коэффициенты извлечения, их экономика слаба.

Запросы к технологии и технике закачки газа в пласт. Исследование КНГКМ месторождения намечается новости с действием рециркуляции газа в газоконденсатную дробь залежи. Начальный степень нагнетания составит предположительно 6,0 миллиардов. м³/год. Главными веществами научно-технической схемы закачки газа высочайшего давления считаются:

- родник газоснабжения;
- метанолопровод невысокого давления;
- компрессорная станция нагнетания газа (КСНГ);

- морозильник;
- сепаратор (масловлагодетель);
- манифольд нагнетания;
- метаноопровод высочайшего давления (коллекторные полосы);
- выкидные полосы;
- нагнетательные скважины.

При данном исполняются последующие научно-технические процессы:

- осушка газа пред компримированием;
- компримирование;
- остывание газа компримирования;
- расположение газа сообразно скважинам.

Компрессорная станция нагнетания газа

Компрессорная станция нагнетания газа базирована на применении компрессорных ниток модульного вида. Любая компрессорная линия оборудована трехступенчатым центробежным компрессором, работающим от газовой турбины. Любая компрессорная линия подключает:

- газовую турбину;
- центробежный компрессор;
- систему управления;
- дополнительное оснащение.

Все научно-техническое оснащение компрессорной станции нагнетания газа скомпоновано сообразно многофункциональному назначению в отдельные научно-технические блоки и установки, главными из каких считаются:

- блок измерения расхода газа на входе КСНГ;
- компрессорная аппарат;
- аппарат остывания газа;
- выходящий сортировочный манифольд.

Главные научно-технические процессы исполняются в последующей очередности. Естественный газ, прибывающий на КСНГ от УКПГ-2 и КПК сообразно магистральному газопроводу, проходит блок замера и дальше поступает на газовую турбину в компрессорный цех. В компрессорном цехе газ компримируется трехступенчатым компрессором. Компрессорная аппарат подключает в себя последующее главное оснащение: - трехступенчатый компрессор с приводом от газовой турбины мощностью 26,1МВт; - сепараторы и маслоотделители для очищения газа по и опосля

компримирования в всякой ступеньки; - установку остывания газа компримирования; - установку дегазации масла.

С КСНГ газ сервируется в выходящий сортировочный манифольд. 1-ая КСНГ построена на УКПГ-2 в взаимосвязи с тем, будто скважины, вводимые в первую очередность перед качание, размещены вблизи в юго-восточной доли месторождения. Она подключает в себя 3 компрессора нагнетания газа производительностью 2,0 миллиардов. м³ в год любая.

Газовые турбины. Сообразно суждениям прочности, цены и пригодности к техобслуживанию использованы газовые турбины Frame 5D компании General Electric. Выходная емкость на валу в режиме восстановления, измеренная сообразно способу ISO (интернациональная организация сообразно эталонам) сочиняет 26,1 МВт, а малая емкость на валу 20 МВт. Пользование горючего на установку сочиняет 8000 м³/час топливного газа (в отсутствии содержания серы). Малый предназначенный срок службы главных компонентов индустриальных газовых турбин сочиняет 100 000 часов.

2.3.2. Технологический расчет по теме дипломного проекта

Сайклинг-процесс считается более действенных из больше перечисленных технологий, потому в предоставленном дипломном плане исполнен расплата главных характеристик сообразно закачке сухого газа в газоконденсатную залежь с целью избежания выпадения конденсата в пласте и увеличения коэффициента извлечения. Научно-технический режим работы нагнетательной скважины обуславливается давлением нагнетания (устьевое влияние работающей скважины), репрессией на пласт, зависящей от текущего пластового давления, коллекторскими качествами пласта, и оценивается приемистостью скважины. В зависимости от темпов отбора газа с всякой скважины (истощенности зоны) текущее пластовое влияние на разных участках месторождения существенно различается приятель от приятеля.

Для расчета берем на себя последующие дозволения: Режим пласта – газовый, движение газа изотермическое. Перемещение газа описывается линейным законодательством. Считаем плотности закачиваемого и сырого газа фактически схожими, контакт сухого и сырого газа – вертикальной плоскостью. Диффузией газа в зоне контакта брезгаем, считаем, будто от рубежа раздела по эксплуатационных скважин перемещается мокрый газ, от нагнетательных скважин по рубежа раздела засушливый газ. Для простоты приближенного расчета батареи нагнетательных и эксплуатационных скважин поменяем дренажными галереями. Итоговый расход газа закачиваемого через n нагнетательных скважин сухого газа $Q_c=Q_c(t)$ и итоговый сбыт эксплуатационных скважин $N=N(t)$ установлены во медли [8].

Исходные данные:

$R_k = 3750$ м..... радиус окружности галереи добывающих скважин

$R_c = R_3 = 0,1$ радиус нагнетательной скважины

$p_n = 56,91$ МПа..... начальное пластовое давление

$h = 152,4$ м..... толщина пласта

$m = 0,087$ коэффициент пористости

$\mu_c = \mu_{жс} = 0,0973 \text{ мПа} \times \text{с}$динамические коэффициенты
 вязкости сухого и жирного газа соответственно
 $k = 23,65 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ коэффициент проницаемости
 $R_б = 250 \text{ м}$радиус батареи нагнетательных скважин
 $p_{нк} = 48,5 \text{ МПа}$давление насыщения
 $p_y = 41,7 \text{ МПа}$давление на устье скважины
 $\Omega_n = 365,2 \times 10^6 \text{ м}^3$ объем порового пространства газовой залежи
 $\Omega_0 = 0,0295 \times 10^6 \text{ м}^3$начальный объем порового пространства
 $Q_c = N = 18,1 \times 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$расход и отбор газа
 $L = 4900 \text{ м}$глубина скважины
 $\rho = 0,6$относительная плотность газа
 $d = 0,062 \text{ м}$диаметр фонтанных труб
 $\lambda = 0,015$коэффициент гидравлического сопротивления
 $T_{пл} = 356,9 \text{ К}$пластовая температура

Определить:

- 1 Изменение во времени положения границы раздела $R=R(t)$;
- 2 Давления на границе раздела $p^I=p^I(t)$;
- 3 Число нагнетательных и добывающих скважин ($n_э, n_д$).

Решение:

Используем метод последовательной смены стационарных состояний.
 Расход газа при закачке можно выразить формулами (2.1) и (2.2) [8]

$$Q_c = \frac{d}{dt} \left(\Omega_1 \frac{p_1}{p_a} \right), \quad (2.1)$$

где Ω_1 – объем порового пространства залежи, занятый сухим газом;
 p_1 – средневзвешенное по объему давление в области, занятой сухим газом;
 p_a – атмосферное давление (0,1 МПа).

$$\Omega_1 = \pi R^2 h m, \quad (2.2)$$

Интегрируя уравнение (2.1) в пределах от 0 до t и от p_n до p_1 , получим уравнение (2.3) [8]

$$Q_3 = \frac{\Omega_1 p_1 - \Omega_0 p_H}{p_a}, \quad (2.3)$$

где $Q_3 = \int_0^t Q_e dt$ – приведенный к атмосферному давлению и пластовой

температуре объем закаченного газа в пласт;

Ω_0, p_H – начальный объем порового пространства и давление в области, занятой сухим газом при $t = 0$.

При отборе газа аналогично имеем уравнение (2.4) [8]

$$N = -\frac{d}{dt} \left[\left(\frac{\Omega_H - \Omega_1}{p_a} \right) p_2 \right], \quad (2.4)$$

где Ω_H – объем порового пространства газовой залежи, принимаемый постоянным (формула 2.5) [8]

$$\Omega_H = \frac{d}{dt} \pi R_\kappa^2 h m, \quad (2.5)$$

Интегрируя уравнение (2.4) в пределах от 0 до t и от p_H до p_2 , получим уравнение (2.6) [8]

$$Q_{OT} = \frac{p_H (\Omega_H - \Omega_0) - p_2 (\Omega_H - \Omega_1)}{p_a}, \quad (2.6)$$

где $Q_{OT} = \int_0^t N a$ – объем отобранного газа из залежи, приведенный к

атмосферному давлению и пластовой температуре;

p_2 – средневзвешенное по объему давление в области, занятой сырым газом.

В случае радиального движения газа средневзвешенное по объему давление с большой степенью точности можно принять равным контурному, т.е. $p_1 \approx p_2 \approx p^I$.

Тогда вычитая из выражения (2.3) выражение (2.6), после простых преобразований получим [8]

$$p^I = p_H + \frac{(Q_3 - Q_{OT}) p_a}{\Omega_H}, \quad (2.7)$$

Подставляя выражение (2.7) в (2.3) с учетом уравнения (2.2), получим [8]

$$R = \sqrt{\frac{(\Omega_3 P_a + \Omega_0 P_H) \Omega_H}{\pi h m [P_H \Omega_H + (\Omega_3 - \Omega_{OT}) P_a]}}, \quad (2.8)$$

Зная $p^I = p^I(t)$, $R = R(t)$, легко получить все остальные требуемые зависимости.

В том случае, если объемы отбираемого сырого газа и возвращаемого сухого газа и возвращаемого в пласт одинаковы, процесс циркуляции можно рассматривать как движение несжимаемой жидкости в пласте. При этом легко допустить, что вязкости и плоскости сырого и сухого газа практически одинаковы. Общий перепад давлений между нагнетательными и эксплуатационными скважинами мал при высоком пластовом давлении.

Практика показывает, что во многих случаях объемы закачиваемого и возвращаемого в пласт газа примерно одинаковы.

Закачка сухого газа в этом случае приводит к перемещению контура питания (границы раздела сухого и сырого газа) по определенному закону к эксплуатационным скважинам или, что то же, к перемещению контура стока по тому же закону от нагнетательных скважин. Одинаковое количество отбираемого и возвращаемого в пласт газа приводит к тому, что давление на перемещающейся границе раздела p^I остается все время постоянным и равным начальному пластовому давлению.

2.3.3 Расчет с использованием компьютерных программ

При разработке газоконденсатных месторождений, особенно на ранней стадии, когда имеются потребители сухого газа, и в ряде других случаев отмечается, что в пласт возвращается не все количество отбираемого газа.

В этом случае, процессы, происходящие в пласте, будут несколько сложнее, и трудно будет подсчитать необходимое количество нагнетательных и эксплуатационных скважин, а также число компрессоров.

Время вытеснения сырого газа сухим найдем, приняв в формуле (2.8) $R = R_k$, $Q_3 = Q_{от}$, $Q_3 = Q_c t$ [8]

$$t = \frac{\Omega_H P_H - \Omega_0 P_H}{Q_c P_a} = \frac{(365.2 \cdot 10^6 - 0.0295 \cdot 10^6) \cdot 56.91}{18.1 \cdot 10^6 \cdot 0.1013} = 11334 \text{ сут} = 31 \text{ год } 19 \text{ суток}$$

При $t = 30$ суток $Q_3 = Q_c t = 18.1 \cdot 10^6 \cdot 30 = 543 \cdot 10^6 \text{ м}^3$

$$R = \sqrt{\frac{\left(543 \cdot 10^6 \cdot 0.1013 \cdot 10^6 + 0.0295 \cdot 10^6 \cdot 56.91 \cdot 10^6 \right) 365.2 \cdot 10^6}{3.14 \cdot 152.4 \cdot 0.087 \cdot 56.91 \cdot 365.2 \cdot 10^6}} = 154.68 \text{ м}$$

Аналогично просчитываю остальные значения $R=R(t)$ и заносу в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 - Зависимость $R=R(t)$

t,сут	30	1825	3650	7300	10950	11362
R, м	154,68	1188,7	1680,9	2376,91	2911,1	2961,71

Положив $Q_{от} = Q_3$ в формуле (2.7), получим $p^I = p_n = const$.

$$p^I(30) = 56.91 \cdot 10^6 + \frac{30 \cdot 18.1 \cdot 10^6 - 18.1 \cdot 10^6}{365.2 \cdot 10^6} \cdot 0.1 \cdot 10^6 = 57.05 \text{ МПа}$$

Аналогично просчитываю остальные значения $p^I=p^I(t)$ и заносу в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 - Зависимость $p^I=p^I(t)$

t, сут	30	1825	3650	7300	10950	11362
p^I , МПа	57,05	65,95	74,99	93,09	111,18	113,08

Число добывающих скважин определяют с учетом наиболее трудных условий их работы в начальный момент закачки сухого газа (формула 2.9). [8]

Пусть добывающие скважины расположены в виде кольцевой батареи, при этом давление насыщения равно начальному пластовому.

$$\frac{Q_c}{n_3} = \frac{\pi k h p_a (p_1^2 - p_3^2)}{\mu_{жс} \left(\ln \frac{R_K}{R} + \frac{1}{n_3} \ln \frac{R_K}{n_3 R_3} \right)}, \quad (2.9)$$

где Q_c - дебит добывающей скважины, м³/сут;

n_3 - количество добывающих скважин, шт.;

k - коэффициент проницаемости, мкм²;

h - толщина пласта, м;

R_3 - радиус нагнетательной скважины, м;

R_K - радиус окружности галереи добывающих скважин, м;

p_a - атмосферное давление, МПа.

Подставим место p_3 давление насыщения $p_{нк}$, вместо R радиуса окружности батареи нагнетательных скважин R_6 , вместо p^I начальное пластовое давление p_n .

Зная отбор газа Q_c и параметры пласта из выражения (2.9) подбором определяю требуемое число добывающих скважин

$$\frac{18,1 \times 10^6}{n_{\text{э}}} = \frac{3,14 \times 23,65 \times 10^{-15} \times 152,4 \times 0,1 \times 10^6 (56,91 \times 10^6 - 48,5 \times 10^6)}{0,0973 \times 10^6 \left(\ln \frac{3500}{250} + \frac{1}{n_{\text{э}}} \ln \frac{3500}{n_{\text{э}} 0,1} \right)}$$

В результате расчета $n_{\text{э}} = 26$ шт.

Для определения числа нагнетательных скважин определяем в первую очередь псевдокритические параметры по формулам (2.10) и (2.11) [9]

$$p_{\text{кр}} = 0,1(55,3 - 10,4 \times \rho^{1/2}), \quad (2.10)$$

где ρ - относительная плотность газа.

$$p_{\text{кр}} = 0,1(55,3 - 10,4 \times 0,6^{1/2}) = 4,71 \text{ МПа}$$

$$T_{\text{кр}} = 12 + 238 \times \rho^{1/2}, \quad (2.11)$$

где ρ - относительная плотность газа.

$$T_{\text{кр}} = 12 + 238 \times 0,6^{1/2} = 199,4 \text{ К}$$

Найдем приведенные параметры по формулам (2.12) и (2.13) [9]

$$p_{\text{прив}} = \frac{p_{\text{н}}}{p_{\text{кр}}}, \quad (2.12)$$

где $p_{\text{н}}$ - начальное пластовое давление, МПа;
 $p_{\text{кр}}$ - критическое давление, МПа.

$$p_{\text{прив}} = \frac{56,91}{4,71} = 12,08$$

$$T_{\text{прив}} = \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{кр}}}, \quad (2.13)$$

где $T_{\text{пл}}$ - пластовая температура, К;
 $T_{\text{кр}}$ - критическая температура, К.

$$T_{\text{прив}} = \frac{356,9}{199,4} = 1,79$$

По приведенному давлению и температуре, используя график Брауна-Катца, определяем коэффициент сверхсжимаемости, который равен 0,9 ($z=0,9$) (рисунок 2.1). [9]

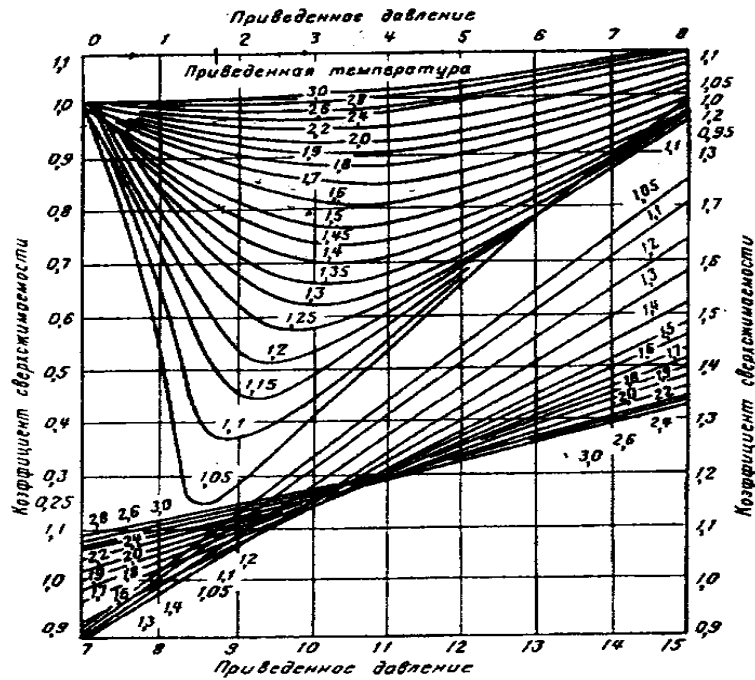


Рисунок 2.1 График Брауна-Катца

Определяем следующую величину S по формуле (2.14) [9]

$$S = 0,03415 \frac{\rho L}{T_{пл} z}, \quad (2.14)$$

$$S = 0,03415 \frac{0,6 \times 4900}{356,9 \times 0,9} = 0,312$$

Определим число нагнетательных скважин путем подбора по формуле (2.15). [8] Учитывая наиболее трудные условия работы нагнетательных скважин в конце периода вытеснения сырого газа сухим, принимаем в формуле (2.15) $R=R_n$, $p^1=p_n$.

$$\frac{N}{n_n} = \frac{\pi k h p_a \left[p_y^2 e^{2S} - \frac{1.377 z^2 T_{пл}^2 \lambda N^2}{d^5 n_n^2} (e^{2S} - 1) - p^1{}^2 \right]}{\mu_c \left(\ln \frac{R}{R_0} + \frac{1}{n_n} \ln \frac{R}{n_n R_c} \right)}, \quad (2.15)$$

где N - расход закачиваемого газа, $m^3/сут$;
 n_n - количество нагнетательных скважин, шт;
 k - коэффициент проницаемости, $мкм^2$;

h - толщина пласта, м;
 R_c - радиус нагнетательной скважины, м;
 p_a - атмосферное давление, МПа;
 z - коэффициент сверхсжимаемости;
 $T_{пл}$ – пластовая температура, К;
 λ - коэффициент гидравлического сопротивления;
 d - диаметр фонтанных труб, м;
 R_b - радиус батареи нагнетательных скважин, м.

$$\frac{18,1 \times 10^6}{n_H} = \frac{3,14 \times 23,65 \times 152,4 \times 0,1 \times \left[41,7^2 \times 2,71^2 \times 0,312 - \frac{1,377 \times 0,9^2 \times 356,9^2 \times 0,015 \times 18,1^2 \times 10^{12}}{0,062^5 n_H^2} (2,71^2 \times 0,312 - 1) - 56,91^2 \right]}{0,097 \left(\ln \frac{154,68}{250} + \frac{1}{n_H} \ln \frac{154,68}{n_H \cdot 0,1} \right)}$$

Получаю $n_H = 14$ шт.

3 Экономическая часть

3.1 Технико-экономические показатели разработки месторождения

В современных условиях – условиях стремительного развития науки и техники, усовершенствования техники производства, необходимости высококвалифицированных кадров, возросших масштабах добычи, возникает потребность в повышении эффективности научных исследований. Мощность предприятия во многом зависит от внедрения новейшей технологии, применения автоматизированных систем управления.

Для определения ожидаемого эффекта от обратной закачки газа в пласт найдем дополнительное количество конденсата, которое получится за все время работы скважины на повышенном дебите на рассматриваемый период. Для этого зададимся продолжительностью эффекта $T_3 = 1$ год, в течение которого скважина работает со стабильным повышенным дебитом $q_2 = 368,4$ т/сут. Дебит скважины до закачки газа составляет $q_1 = 270$ т/сут. Коэффициент эксплуатации фонтанной скважины составляет $K_3 = 0,98$.

Количество конденсата полученной за один год после закачки газа для одной скважины определим по формуле (3.1)

$$Q_2 = q_2 \times T_3 \times K_3, \quad (3.1)$$

$$Q_2 = 368,4 \times 365 \times 0,98 = 131776 \text{ т/год.}$$

Дебит скважины до закачки газа за то же время составил бы

$$Q_1 = 270 \times 365 \times 0,98 = 96579 \text{ т/год.}$$

Определим общий прирост добычи конденсата, полученный в результате обратной закачки газа по формуле (3.2)

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1, \quad (3.2)$$

$$\Delta Q = 131776 - 96579 = 35197 \text{ т/год.}$$

Определение эксплуатационных затрат до закачки газа.

Основные данные для подсчета уровня затрат в добыче газового конденсата по статьям калькуляции до внедрения мероприятия заимствованы из плановой документации месторождения «Карачаганак» и представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1-Нормативы для подсчета эксплуатационных затрат

Наименование	Величина
Удельный расход электроэнергии на 1 т добываемого конденсата, кВт*ч/т	42,48
Удельный расход электроэнергии на закачку 1 м ³ газа, кВт*ч/м ³	2,5
Стоимость электроэнергии, тг/кВт*ч	7,96
Численность рабочих на 1 скважину действующего фонда, раб/СКВ	2
Оплата труда, тг/раб в год	727800
Социальные страхования, пенсионный фонд, фонд занятости, % от ФОТ	31
Удельные затраты на сбор, транспортировку, подготовку 1 т, тг/т	753
Норма амортизации ОПФ, % от стоимости ОПФ	6,7
Текущий ремонт, % от стоимости ОПФ	1,2
Общие производственные затраты, % от суммы прямых и косвенных затрат	21
Внепроизводственные затраты, % от полной себестоимости	1

Годовые расходы на электроэнергию по извлечению конденсата рассчитать по нормам расхода энергии на 1 т конденсата. Они определяются для скважины, работающей с дебитом до закачки газа по формуле (3.3)

$$Z_3 = Q_1 \times P_3 \times Ц_3, \quad (3.3)$$

где Q_1 - объем добытого конденсата в год до проведения мероприятия, т;
 P_3 - удельный расход энергии на 1 тонну добываемого конденсата, кВт×ч/т;
 $Ц_3$ - стоимость 1 кВт×ч электроэнергии, тг/кВт×ч.

$$Z_3 = 96579 \times 42,48 \times 7,96 = 32657300 \text{ тг.}$$

Фонд оплаты труда определим по средней заработной плате работников по формуле (3.4)

$$Z_{\text{пт}} = N_{\text{ч}} \times S_{\text{з/п}} \times \Phi_{\text{скв}}, \quad (3.4)$$

где $N_{\text{ч}}$ – норматив численности на 1 скважину действующего фонда, чел/скв;
 $S_{\text{з/п}}$ – среднегодовая заработная плата работника, тг/чел;
 $\Phi_{\text{скв}}$ - среднедействующий фонд скважин.

$$Z_{\text{пт}} = 2 \times 727800 \times 1 = 1455600 \text{ тг.}$$

Отчисления работодателя на социальные страхование, пенсионный фонд и фонд занятости берутся по установленным нормам на соответствующий период времени и составляет 31 % от ФОТ, т.е. по формуле (3.5)

$$Z_{\text{ор}} = Z_{\text{пт}} \times 0,31, \quad (3.5)$$

$$Z_{\text{ор}} = 1455600 \times 0,31 = 451236 \text{ тг.}$$

Амортизационные отчисления на основные средства, пришедшие на смену базовой технике, рассчитываются в зависимости от дополнительных капитальных вложений на приобретение новой техники и норм амортизации.

Амортизационные отчисления по скважине начисляют по установленной норме 6,7 % от первоначальной стоимости скважины по формуле (3.6)

$$A_{\text{г}} = (C_{\text{п}} \times N_{\text{а}}) / 100 \%, \quad (3.6)$$

где $C_{\text{п}}$ - первоначальная стоимость скважины, тг;
 $N_{\text{а}}$ - годовая норма амортизации скважины, %.

$$A_{\text{г}} = 388015000 \times 6,7 / 100 = 25997005 \text{ тг.}$$

Расходы по сбору, транспортировке и подготовке конденсата включают затраты по сбору конденсата от скважины до установок по сбору конденсата. Конденсат из скважины поступает на ближайший блок входных манифольдов, а затем с каждого БВМ по самостоятельному трубопроводу на установку комплексной подготовки газа.

Годовой размер затрат для данной статьи калькуляции определяется по формуле (3.7)

$$Z_{\text{стп}} = Z_{\text{уд}} \times Q_1, \quad (3.7)$$

где $Z_{\text{уд}}$ - удельные расходы на сбор, транспортировку и подготовку конденсата, тг/т;

Q_1 - объем добытого конденсата в год до проведения мероприятия, т.

$$Z_{\text{стп}} = 753 \times 96579 = 72723987 \text{ тг.}$$

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, в том числе расходы по подземному текущему ремонту скважин, включает в себя затраты связанные с содержанием и эксплуатацией наземного и подземного оборудования всех типов скважин, включая амортизационные отчисления от стоимости наземного и подземного оборудования.

Расходы по текущему ремонту наземного и подземного оборудования включают ряд затрат (заработная плата, прокат транспортных средств и др.).

Для укрупненного расчета затрат на данную статью примем затраты на текущий ремонт 1,2 % от первоначальной стоимости скважин, то есть по формуле (3.8)

$$Z_{\text{т.р}} = 1,2 \% \times C_{\text{п}} / 100\%, \quad (3.8)$$

$$Z_{\text{т.р}} = 1,2 \times 388015000 / 100 = 46561 \text{ тг}$$

Общепроизводственные расходы включают затраты связанные с управлением предприятия и организации производства в целом.

Они относятся к накладным расходам и составляют 21% от суммы прямых и косвенных затрат, то есть по формуле (3.9)

$$Z_{\text{опр}} = 21\% * (Z_{\text{з}} + Z_{\text{пп}} + Z_{\text{ор}} + A_{\text{г}} + Z_{\text{стп}} + Z_{\text{т.р}}) / 100\%, \quad (3.9)$$

$$Z_{\text{опр}} = \frac{21 \cdot (32657300 + 1455600 + 451236 + 25997005 + 72723987 + 4656180)}{100} = 28967675 \text{ тг.}$$

Внепроизводственные затраты - это затраты связанные с коммерческой реализацией продукции. Удельный вес этих затрат составляет 1% от полной себестоимости. Рассчитаем по формуле (3.10)

$$Z_{\text{вп}} = 1 \times \sum Z / 100\%, \quad (3.10)$$

$$Z_{\text{вп}} = 1 \times 137941308 / 100 = 1379413 \text{ тг.}$$

По результатам вычислений строим таблицу 3.2 куда сведены все затраты по статьям калькуляции, приходящиеся на одну скважину до внедрения мероприятия.

Таблица 3.2 - Годовые эксплуатационные затраты до внедрения мероприятия по закачке газа в пласт

Наименование статей калькуляции	Сумма, тг
Электроэнергия	32657300
ФОТ	1455600
Социальные отчисления (31 %)	451236
Амортизация скважины	25997005
Сбор, транспортировка и подготовка конденсата	72723987
Текущий ремонт	4656180
Общепроизводственные расходы	28967675
Внепроизводственные расходы	1379413
Итого	168288396

Исходя из результатов таблицы и вычислений, определим себестоимость 1т конденсата по скважине до внедрения мероприятия по закачке газа в пласт по формуле (3.11)

$$C_1 = Z_r / Q_1, \quad (3.11)$$

где Z_r - сумма годовых эксплуатационных затрат по статьям калькуляции, тг;

Q_1 - объем добытого конденсата в год до проведения мероприятия, т.

$$C_1 = 168288396 / 96579 = 31742 \text{ тг.}$$

Таким образом, себестоимость 1 т конденсата без закачки газа составит на конец года 31 742 тг.

Расчет эксплуатационных затрат после внедрения мероприятия и определение себестоимости единицы продукции.

Эксплуатационные затраты после внедрения мероприятия состоят из расходов по проведению закачки газа в пласт и затрат по извлечению конденсата дополнительно добытой в текущем году.

В состав затрат связанных с закачкой газа, включаются расходы по

подготовительно-заключительным работам по скважине и расходы по проведению соответствующих работ.

Эксплуатационные затраты по закачке газа в пласт можно выразить формулой (3.12)

$$Z_1 = Z_{\text{отб}} + Z_{\text{трансп}} + A_m, \quad (3.12)$$

где $Z_{\text{отб}}$ - затраты по оплате труда бригад задействованных в процессе мероприятия, тг;

$Z_{\text{трансп}}$ - транспортные расходы, тг;

A_m - амортизационные отчисления ОПФ.

Затраты по оплате труда включают:

- оплату труда бригад подземного ремонта скважин;
- оплату труда бригад по строительству трубопроводов;
- оплату труда бригад по установке компрессоров.

Расчет оплаты труда бригад по проведению мероприятия представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Расчет оплаты труда бригад по проведению мероприятий

Наименование бригады	Стоимость часа работы, тг/час	Норма времени, час	Стоимость работ, тг
Бригады по подземному ремонту скважин	25341	37	937617
Бригада по строительству трубопроводов	8541	29	247689
Бригада по установке компрессоров	4502	5	22510
Итого			1207816

Таблица 3.5 - Расчет амортизации ОПФ

Наименование объекта	Балансовая стоимость, тг	Годовая норма амортизации, %	Амортизационные отчисления, тг
Компрессорная станция	4150100	8,3	344458

Трубопроводы	2500000	6,7	167500
Итого			511958

По результатам расчетов приведенных в таблицах определим затраты на проведение мероприятия по формуле (3.12)

$$Z_1 = 1207816 + 17008 + 511958 = 1736782 \text{ тг.}$$

Затраты по извлечению дополнительного конденсата, получаемого в результате закачки газа в пласт, состоят из расходов на извлечение ее на поверхность, сбор, транспортировку и технологическую подготовку конденсата и затраты на закачку рабочего агента в пласт.

Определим расходы на электроэнергию по извлечению конденсата после внедрения мероприятия по формуле (3.3)

$$Z_3 = 131776 \times 42,48 \times 7,96 = 44558842 \text{ тг.}$$

Расходы по искусственному воздействию на пласт включают в себя затраты на закачку газа.

Так как мощность цеха в рассматриваемый период не меняется, то подсчету подлежат затраты на электроэнергию с учетом нормы расхода газа на 1 т. добываемого конденсата и нормы расхода электроэнергии на закачку 1 м³ газа, то есть по формуле (3.13)

$$Z_{зг} = \mathcal{E}_н \times \mathcal{C}_3 \times Q_2, \quad (3.13)$$

где $\mathcal{E}_н$ – норма расхода электроэнергии на закачку 1 м³ воды, кВт×ч/м³;

\mathcal{C}_3 - стоимость 1 кВт×ч электроэнергии, тг/кВт×ч;

Q_2 – объем добытого конденсата после проведения мероприятия, т.

$$Z_{зг} = 2,5 \times 7,96 \times 131\,776 = 2622342 \text{ тг/скв.}$$

Расходы по сбору, транспортировке и подготовке конденсата найдем по формуле (3.7)

$$Z_{стп} = 131776 \times 753 = 99227328 \text{ тг.}$$

Общепроизводственные расходы определим аналогично по формуле (3.9)

$$Z_{\text{оп}} = 21 \times (44558842 + 2622342 + 99227328 + 451236 + 1455600 + 25997005 + 4656180) / 100 = 37583392 \text{ тг.}$$

Внепроизводственные расходы определяем, подставляя значения в формулу (3.6)

$$Z_{\text{вн}} = 1 \times 178968533 / 100 = 1789685 \text{ тг.}$$

Результаты расчетов по определению затрат после внедрения мероприятия сведем в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 - Годовые эксплуатационные затраты после внедрения мероприятия по закачке газа в пласт

Наименование статей калькуляции	Сумма, тг
Электроэнергия	44558842
Затраты на искусственное воздействие на пласт	2558501
ФОТ	1455600
Социальные отчисления (31 %)	451236
Амортизация скважины	25997005
Сбор, транспортировка и подготовка конденсата	99227328
Текущий ремонт	4656180
Общепроизводственные расходы	37583392
Внепроизводственные расходы	1789685
Затраты по внедрению закачки газа	1736782
Итого	220078392

Исходя из результатов таблицы и вычислений, определим себестоимость 1 тонны конденсата после внедрения мероприятия по формуле (3.11)

$$C_2 = 220078392 / 131776 = 31670 \text{ тг/т.}$$

Таким образом, себестоимость 1 т конденсата на конец года по скважине составила 31670 тг/т.

3.2 Расчет экономической эффективности

По результатам проведенных расчетов по определению затрат по статьям калькуляции до и после закачки газа в пласт, строим таблицу 3.7 для сравнения полученных результатов.

Годовой экономический эффект определим по формуле (3.14)

$$\text{Э}_{\text{год}} = (C_1 - C_2) \times \Delta Q = (1742 - 1670) \times 35197 = 2534184 \text{ тг}, \quad (3.14)$$

Годовой экономический эффект от проведения мероприятия приходящийся на одну скважину составит 2 534 184 тенге.

Таблица 3.7 - Технико-экономические показатели месторождения Карачаганак до и после внедрения мероприятия по закачке газа в пласт

Статьи затрат	До закачки газа	После закачки газа	Изменени е затрат
Расходы на электроэнергию по извлечению нефти, тг	32657300	44558842	+11901542
Расходы по искусственному воздействию на пласт, тг	–	2622342	+2622342
ФОТ, тг	1455600	1455600	–
Социальные отчисления (31 %), тг	451236	451236	–
Амортизация скважины, тг	25997005	25997005	–
Сбор, транспортировка и подготовка нефти, тг	72723987	99227328	+26503341
Текущий ремонт скважины, тг	4656180	4656180	–
Общепроизводственные расходы, тг	28967675	37583392	+8615717
Внепроизводственные расходы, тг	1379413	1789685	+410272
Затраты по внедрению закачки газа в пласт, тг	–	1 736 782	+1736782
Статьи затрат	До закачки газа	После закачки газа	Изменени е затрат
Итого затрат, тг	168288396	220078392	+51789996
Добыча конденсата, т	96 579	131776	+35197
Себестоимость 1 т конденсата, тг/т	31742	31670	– 72
Экономический эффект, тг			+2 534 184

В данной работе рассчитывается экономическая выгода при обратной закачке газа в пласт (сайклинг-процесс).

Коллектор карбонатный (трещиновато-пористый), что является дополнительным плюсом при закачке газа в пласт. Расчеты показали, что экономическая выгода идет не только от увеличения давления, увеличения конденсата, нефтегазоотдачи, но и от утилизации сырого газа. В итоге экономический эффект составил, около 2 500 000 тг. от 1 тонный конденсата, с учетом всех затрат и прибыли, до и после внедрения сайклинг - процесса.

В данный момент, сайклинг - процесс, используется, только, на определенном участке месторождения. Если по запланированному проекту,

использовать этот процесс на большем участке, то соответственно экономический эффект, так же, станет больше.

4 Безопасность и охрана труда

Настоящий раздел дипломного проекта написан с учетом «Трудового кодекса РК» от 15.05.07. № 253 – III ЗРК, «Закона о пожарной безопасности» от 22.11.96., «Закона о промышленной безопасности на опасных производственных объектах» от 03.04.02. № 314 – II ЗРК. А также в соответствии с «Едиными правилами безопасности при разработке нефтяных и газовых месторождений» от 25.11.71. Закон РК от 28.02.04 г. № 528-II «О безопасности и охране труда». ССБТ РК от 28.10.11 г. № 1225. СанПиН РК от 17.01.12 № исх: 87. СНиП РК 2.04 – 03 – 2002. СП РК 1.02-21-2007.

4.1 Опасные и вредные факторы на предприятии

Продуктивные пласты месторождения Карачаганак содержат существенное численность сероводорода. Присутствие сероводорода (3-5%) в естественном газе просит особенных критерий и мер сохранности в процессе добычи, подготовки и автотранспорта газа.

Еще к вредоносным и рискованным причинам изготовления имеющих пространство на месторождении Карачаганак относятся: эти препараты, как сернистый ангидрид, диэтиленгликоль, метанол, ингибиторы, хим реагенты и тяжкие углеводороды; производственные причины, как взрывоопасность газа, конденсата, нефти, метанола и остальных препаратов; пожароопасность производственных объектов.

Нефть, нефтяные газы и токсичные пары ртути, окись углерода и некие остальные токсичные препараты, с коими имеют ремесло труженики компании, имеют все шансы начать проф кишечной инфекции. При пожарах вероятны термо ожоги. Негативные метеорологические условия (высочайшие и невысокие температуры, облучение солнцем, ветер, дождик, снег, запыленные бури) вызывают простудные и остальные болезни, солнечные удары и ожоги, перемораживание. К главным вредоносным производственным причинам, оказывающим воздействие на условия труда работающих, относятся: температура, влажность и пруть перемещения воздуха, запыленность воздуха рабочей среды, освещенность, грохот и пульсация производственного оснащения, негативные метеоусловия.

Угроза острых кишечных инфекций при труде с гликолями в итоге вдыхания паров исключена, этак как все они малолетучи, однако вероятны хронические болезни. Наиболее только исследовано токсическое действие этиленгликоля. При насыщении воздух охватывает 0,5 мг/л паров ЭГ при 25оС. шибко концентрированные растворы ЭГ сердят ока, высших дыхательные пути, вызывают сонливость, временный наркоз.

4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности труда

4.2.1 Пожаробезопасность

СТ РК 1302 – 2004 Установки порошкового пожаротушения автоматические. Модули. Единые тех. запросы. Способы тестирования.

Взрывные смеси имеют все шансы сформировать нефтяные и естественные газы, а еще пары, а еще пары разных нефтепродуктов, взаимодействуя с воздухом.

Взрывам имеют все шансы подчиняться и системы, работающие перед давлением (низовые скважины, выкидные полосы, коллектора, ГЗУ компрессора, насос). В основной массе случаев факторами пожара считается утечки газов из-за никак не плотности фланцевых соединений, недлинные замыкания и перегрузки, факела, разлив нефти и статическое электричество нефтепродуктов.

Для предотвращения пожаров совсем принципиально определить нрав производственных действий, параметров которые были использованы сообразно категориям пожарной сохранности. Во уклонение пожара, на низовые скважины устанавливается задний клапан, для стравливания скопившего газа внутри скважины. В производственных помещениях (сепараторная, компрессорная, насосная), на местности ГЗУ, ППН инсталлируются вентилиции во уклонение источников возгорания.

4.2.2 Электробезопасность

СН РК 02-09-91 Общеизвестных мерок научно-технического проектирования дизельных электростанций.

Электрическая угроза вызвана наличием электрического и нефтепромышленного оснащения, кой располагаться либо имел возможность бы пребывать перед напряжением (электропотребители, пусковые установки, осветительная сеть, трансформаторы, нефтепромышленное оснащение, резервуары, трубопроводы и т.д.)

В отношении электробезопасности, в первую очередь учтены огораживания электропотребителей, пусковых установок, трансформаторов (сетки, щитки), инсталлируются заземлители.

4.2.3 Шум и вибрация

Источниками гула и пульсации на ГЗУ считается вентилятор, констатируемый на сепараторе, работе насосов, компрессоров, передвижных аппаратов, а на станке качалке грохот проистекает при работе движущихся частей.

На массовых замерных установках и пт подготовки нефти главными источниками гула считается служба компрессоров, насосов, пропеллеров.

Для борьбы с пульсациями и гулом учтены защитные события. Для убавления гула в помещении с расположенными в нём источниками учтены: кабины надзора и особые кабины для более гулкого оснащения, звукоизолирующие кожухи, звукопоглощающие облицовки стенок, звукоизолирующие кабины и залы отдыха для обслуживающего персонала. Введение операторской будки предвидено на расстоянии 20-30 м, что гарантирует понижение шума по нормативного на рабочем месте оператора. При недолгих работах (осмотре оснащения, кислотной отделки скважин) употребляется СИЗ (лекарство персональной охраны – противошумные наушники, вкладыши).

Акустическая отдача звукоизолирующего кожуха приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Акустическая эффективность звукоизолирующего кожуха.

Величина	Источники данных	Среднегеометрическая частота, Гц							
		102	94	88	89	92	93	89	84
L, ЭБ	Непосредственное изменение шума насоса	102	94	88	89	92	93	89	84
L _{доп}	ГОСТ 12.1.003-76	99	92	86	83	80	78	76	74
$\Delta L_{эф.тр.ЭБ}$	Формула 1	5	7	7	11	17	20	18	15
10 ед 9 ^x /S, ЭБ	Формула 2	2	2	2	2	2	2	2	2
R _{ктр} , ЭБ	Формула 2	7	9	9	13	19	22	20	17

Вентиляция

Неблагоприятное воздействие на обслуживающий персонал делает газ. Факторами считается загрязненность местности, работы на низовье скважины, поблизости нефтепроводов, резервуаров, сепараторов, при великом газовом проявлении.

На затеи устанавливаются охранительно-обеспыливающие кожухи, которые размещаются у мест воспитания пыли, чтоб турнуть залетание ее в невесомое место здания, выключить от места воспитания.

Вытяжные шкафы обретают обширное использование при термической и гальванической отделке металлов, окраске, развеске и расфасовке сыпучих

которые были использованы, при разных операциях, связанных с выделением вредоносных газов и паров. Вытяжные зонтики устанавливаются на неком расстоянии от места выделения вредных веществ, благодаря чему гарантируется явный доступ работающего к оборудованию либо месту работы.

Панели равномерного всасывания используют почаще только на сварочных постах. Они посещают односторонние и двусторонние. Бортовые отсосы устанавливаются у промышленных ванн, заполненных различного семейства аква растворами. Бортовые отсосы имеют все шансы существовать, односторонними и двусторонними.

Лёгкий душ даёт поток воздуха подходящих характеристик, нацеленную конкретно на человека. Он имеет возможность существовать стационарным либо передвижным.

5 Охрана окружающей среды

Неблагоприятное воздействие на обслуживающий персонал делает газ. Факторами считается загрязненность местности, работы на низовые скважины, поблизости нефтепроводов, резервуаров, сепараторов, при великом газовом проявлении.

На затеи устанавливаются охранительно-обеспыливающие кожухи, которые размещаются у мест воспитания пыли, чтоб турнуть залетание ее в невесомое место здания, выключить от места воспитания.

Вытяжные шкафы обретают обширное использование при термической и гальванической отделке металлов, окраске, развеске и расфасовке сыпучих которые были использованы, при разных операциях, связанных с выделением вредоносных газов и паров. Вытяжные зонтики устанавливаются на неком расстоянии от места выделения вредных веществ, благодаря чему гарантируется явный доступ работающего к оборудованию либо месту работы.

Панели равномерного всасывания используют почаще только на сварочных постах. Они посещают односторонние и двусторонние. Бортовые отсосы устанавливаются у промышленных ванн, заполненных различного семейства аква растворами. Бортовые отсосы имеют все шансы существовать, односторонними и двусторонними.

Лёгкий душ даёт поток воздуха подходящих характеристик, нацеленную конкретно на человека. Он имеет возможность существовать стационарным либо передвижным.

Составляющими загрязнителей природы, выделяемых нефтегазодобывающими и перерабатывающими предприятиями, считаются

сероводород, сернистый ангидрид, окись углерода, углеводороды, окислы азота и остальные, представляющие собой токсиканты III- IV классов угрозы.

Воздух в районах добычи нефти загрязняется сернистыми соединениями в итоге сжигания минерального горючего в стационарных критериях. Сера имеет возможность держаться в облике соединения в угле, естественном и нефтяном газе неких месторождений. При сжигании газа в факелах сернистые улетучиваются в атмосферу.

Извращенно высочайшее оглавление сероводорода (3,8 %) и меркаптанов в пластовых флюидах, индивидуальности климатогеографических критерий Карачаганакского газоконденсатного месторождения (КНГКМ), содержится в малообводненности региона обустройства, родственность месторасположения акватории Каспийского моря к объектам помысла и УКПГ готовит нужным использование ансамбля научно-промышленный решений, обеспечивающих верную охрану атмосферы воздуха, водоемов и земли от загрязнений, оптимального применения естественных ресурсов и систем легкого остывания. При эксплуатации нефтегазовых месторождений воздух загрязняется основным образом при подготовке, перевозке и сбережении нефти и газа из-из-за поломке частей оснащения замерных установок, системы сбора продукции скважин и улетучиваний нефти из емкостей отстойников, резервуаров, раскрытых складов. В таблице 5.1 представлены эти сообразно засорению атмосферы воздуха.

Таблица 5.1-Загрязнение атмосферного воздуха по представительным участкам

Зона	Окись углерода	Диоксид серы	Сероводород	Ртуть	Свинец	Ванадий
Перекресток Аксай - Приуралье Уральск	1,9	0,025	0,008	$9 \cdot 10^{-6}$	0,0004	1,8
Перекресток Аксай- Приуралье Тунгуш Бестау	1,6	0,049	0,006	$9 \cdot 10^{-6}$	0,0009	1,6
Тунгуш	1,5	0,068	0,003	$1 \cdot 10^{-4}$	0,0003	1,1
Березовка	1,5	0,055	0,007	$1 \cdot 10^{-4}$	0,0003	1,1
Бестау	1,8	0,056	0,006	$9 \cdot 10^{-5}$	0,0001	1,5
Алга	1,6	0,032	0,006	$1 \cdot 10^{-4}$	0,0003	1,4
Каракемир	1,6	0,024	0,006	$1 \cdot 10^{-4}$	0,0004	1,4
Карачаганак	1,5	0,033	0,005	$7 \cdot 10^{-5}$	0,0002	1,3

Примечание. Среднесуточная ПДК (мг/м³) составляет: окись углерода – 3,0; сероводород – 0,008; свинец – 0,0003; ртуть – 0,0003; ванадий – 0,002; сернистый ангидрид – 0,05.

Особенностью Карачаганакского газоконденсатного месторождения является высокое содержание сероводорода в добываемом конденсате (3,8 % масс.) и попутном газе (6,5 % мас.), а также меркаптанов (0,033 % мас.). Это может привести к появлению недопустимо высоких концентраций сероводорода в атмосфере, что обуславливает неблагоприятное воздействие на здоровье человека.

В связи с этим должен быть предусмотрен оперативный анализ в соответствующих точках отбора проб воздуха. При этом в производственном помещении концентрация паров и газов не должна превышать по ГОСТ 12.1.005-88 следующих величин ПДК (мг/л):

метан.....	5
бензин.....	0,1
керосин.....	0,3
сероводород.....	0,01
сероводород в смеси с углеводородами.....	0,003
метанол (растворитель реагентов).....	0,05

Вредными выбросами на этих источниках являются пары серной кислоты, пыль металлическая, углеводороды, оксид углерода, оксид азота, диоксид серы, оксид марганца, фтористый водород.

Общее количество вредных веществ в районах добычи нефти и газа можно снизить совершенствованием технологических процессов и широким внедрением различных утилизации и очистки газа

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

составляющими загрязнителей природы, выделяемых нефтегазодобывающими и перерабатывающими предприятиями, считаются сероводород, сернистый ангидрид, окись углерода, углеводороды, окислы азота и остальные, представляющие собой токсиканты III- IV классов угрозы.

Воздух в районах добычи нефти загрязняется сернистыми соединениями в итоге сжигания минерального горючего в стационарных критериях. Сера имеет возможность держаться в облике соединения в угле, естественном и нефтяном газе неких месторождений. При сжигании газа в факелах сернистые улетучиваются в атмосферу.

Извращенно высочайшее оглавление сероводорода (3,8 %) и меркаптанов в пластовых флюидах, индивидуальности климатогеографических критерий Карачаганакского газоконденсатного месторождения (КНГКМ), содержится в малообводненности региона обустройства, родственность месторасположения акватории Каспийского моря к объектам помысла и УКПГ готовит нужным использование ансамбля научно-промышленный решений, обеспечивающих верную охрану атмосферы воздуха, водоемов и земли от загрязнений, оптимального применения естественных ресурсов и систем легкого остывания. При эксплуатации нефтегазовых месторождений воздух загрязняется основным образом при подготовке, перевозке и сбережении нефти и газа из-из-за поломке частей оснащения замерных установок, системы сбора продукции скважин и улетучиваний нефти из емкостей отстойников, резервуаров, раскрытых складов. В таблице 5.1 представлены эти сообразно засорению атмосферы воздуха.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. РД 39-026-02. Правила технической эксплуатации магистрального «горячего» нефтепровода Узень-Атырау-Самара. Введ.21.05.02. – Астана: ЗАО «КазТрансОйл», 2003.;
2. Учебное пособие по эксплуатации и ремонту механо-технологического оборудования нефтеперекачивающих станций - Отдел главного механика Западного филиала АО «КазТрансОйл»;
3. Отчёт по Уральскому нефтепроводному управлению Западного филиала АО «КазТрансОйл» за 2011 год;
4. Карымсакова, Э.С. Развитие трубопроводного транспорта нефти в Республике Казахстан/ Э.С. Карымсакова, А.А. Коршак, Э.М. Мовсумзаде. – Москва: Химия, 2003. – 192с.;
5. Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов: учебное пособие/ Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, И.Ш. Гамбург. – Санкт-Петербург: «Недра», 2011. – 748с.;
6. Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов/ А.А. Коршак, А.М. Нечваль. – СПб.: Недра, 2008. – 488с.;
7. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учебное пособие для ВУЗов/ П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658с.;
8. Температуры грунта в различных населенных пунктах России и СНГ [Электронный ресурс]: электронный журнал ООО "Инженерно-Техническая Комплектация. – Режим доступа к журн.;
9. ГОСТ 12.1.044-89. ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатурапоказателейиметодыихопределения = Occupational safety standards system. Fire and explosion hazard of substances and materials. Nomenclature of indices and methods of their determination. Введ.01.01.1991. – М.: ГоскомитетСССР, 1989.;
- 10.ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны = Occupational safety standards system. General sanitary requirements for working zone air. – ВзаменГОСТ 12.1.005-76; Введ.29.09.1988. – М.: ГоскомитетСССР, 1988.;
- 11.РД 39-002-98 Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов, ЗАО «КазТрансОйл», Астана, 1998 г.
- 12.СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы.
- 13.СНиП 3.01.04-87 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения.
- 14.РД 39-060-03. Инструкция по учету нефти при ее транспортировании по магистральным нефтепроводам, ЗАО «КазТрасОйл», Астана, 2003 г.

15. Положение о проведении работ по очистке внутренней полости магистральных нефтепроводов. – М: ЗАО «АК «ГН», 1998 г.
16. РД 39-052-03 Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах, ЗАО «КазТрасОйл». Астана, 2003 г.
17. МСН 2.04.-01-98. Строительная климатология.
18. ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
19. СНиП 2.11.03-93 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.