

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН



Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра ««Нефтяная инженерия»»

Асанов Замир
Жұбатқанова Толғанай
Илесов Дармен

Рациональные системы сбора и промысловой подготовки нефти, газа и пластовой
ВОДЫ

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

5В070800 – Нефтегазовое дело

Алматы 2021



Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра ««Нефтяная инженерия»»

ДОПУЩЕНА К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

Нефтяная инженерия

Дайров Ж.К., магистр

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

На тему: «Рациональные системы сбора и промысловой подготовки нефти, газа и
пластовой воды»

по специальности 5В070800 – «Нефтегазовое дело»

Выполнили:

Асанов Замир
Жұбатқанова Толғанай
Илесов Дармен

Научный руководитель:

Доктор технических наук,
профессор

Абдели Д.Ж

20.05. 2021 г.

Алматы 2021

Метаданные

Название

Рациональные системы сбора и промысловой подготовки нефти, газа и пластовой воды

Автор

Жұбатқанова Толғанай, Асанов Замир, Илесов Дармен

Научный руководитель

Дайрабай Абдели

Подразделение

ИГНИГД

Список возможных попыток манипуляций с текстом

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся манипуляций в тексте, с целью изменить результаты проверки. Для того, кто оценивает работу на бумажном носителе или в электронном формате, манипуляции могут быть невидимы (может быть также целенаправленное вписывание ошибок). Следует оценить, являются ли изменения преднамеренными или нет.

Замена букв		3
Интервалы		0
Микропробелы		1
Белые знаки		0
Парафразы (SmartMarks)		66

Объем найденных подобиий

Обратите внимание! Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.



КП1

25

Длина фразы для коэффициента подобия 2



КП2

9219

Количество слов



КЦИ

72822

Количество символов

Подобия по списку источников

Просмотрите список и проанализируйте, в особенности, те фрагменты, которые превышают КП №2 (выделенные жирным шрифтом). Используйте ссылку «Обозначить фрагмент» и обратите внимание на то, являются ли выделенные фрагменты повторяющимися короткими фразами, разбросанными в документе (совпадающие сходства), многочисленными короткими фразами расположенные рядом друг с другом (парафразирование) или обширными фрагментами без указания источника ("цитировать").

10 самых длинных фраз

Цвет текста

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	http://elilib.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2015/07/Zemerkov2.pdf	83	0.90 %
2	http://elilib.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2015/07/Zemerkov2.pdf	65	0.71 %
3	Умбетов Арнур.docx Арнур Умбетов 6/21/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	36	0.39 %
4	https://zakonbase.ru/content/part/49308?print=1	28	0.30 %
5	http://www.diplomikaz.kz/wp-content/uploads/2013/02/Дип.-Эффективность-системы-сбора-и-подготовки-нефти-на-месторождении-Тенгиз.doc	27	0.29 %
6	http://www.diplomikaz.kz/wp-content/uploads/2013/02/Дип.-Эффективность-системы-сбора-и-подготовки-нефти-на-месторождении-Тенгиз.doc	25	0.27 %
7	https://gpc.bud.ru/ekonomika/izderzhki-proizvodstva-i-sabestaimost-produktsii-uslug	25	0.27 %
8	http://www.diplomikaz.kz/wp-content/uploads/2013/02/Дип.-Эффективность-системы-сбора-и-подготовки-нефти-на-месторождении-Тенгиз.doc	24	0.26 %
9	https://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65625b2ac78a4d43b89521206d26_0.html	23	0.25 %
10	http://elilib.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2015/07/Zemerkov2.pdf	23	0.25 %

из базы данных RefBooks (0.00 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
------------------	----------	---

из домашней базы данных (0.00 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
------------------	----------	---

из программы обмена базами данных (2.02 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Гомырьков.docx Александр Гомырьков 5/15/2019 M.Auezov South Kazakhstan State University (Факультет Механика и нефтегазовое дело)	81 (7)	0.88 %
2	Жаксылыков Алдияр.doc Алдияр Жаксылыков 5/22/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	49 (5)	0.53 %
3	Умбетов Арнур.docx Арнур Умбетов 6/21/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	41 (2)	0.44 %
4	Əzizov İlqar Nizami _ Основные методы повышения нефтеотдачи пластов_bur.ishi_2016_kaf-22.doc Əzizov İlqar Nizami 11/16/2016 Azerbaijan State University of Oil and Industry (ASUOI) (Neft yataqlarının işlənməsi və istismarı_21)	15 (1)	0.16 %

из интернета (9.68 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	http://elih.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2015/07/Zemenkov2.pdf	395 (26)	4.28 %
2	http://www.diplomkaz.kz/wp-content/uploads/2013/02/Дип.-Эффективность-системы-сбора-и-подготовки-нефти-на-месторождении-Тангиз.doc	295 (25)	3.20 %
3	https://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65625b2ac78a4d43b89521206d26_0.html	45 (3)	0.49 %
4	https://referat.com/76/4129-1-analiz-raboty-ustanovki-gredvaritel-nogo-shimsa-otng-9-ngdu-mamontovneft.html	37 (3)	0.40 %
5	https://zakonbase.ru/content/part/49308?nint=1	37 (2)	0.40 %
6	https://gpccloud.ru/ekonomika/izdervzhi-proizvodstva-i-sebestimost-produktsii-uslug	25 (1)	0.27 %
7	https://evolution.allbest.ru/geology/00735655_0.html	24 (2)	0.26 %
8	https://neftegaz.ru/science/booty/332381-deemulgatory-dlya-razusheniya-neftyanykh-emulsiy	21 (1)	0.23 %
9	https://dnagp.com/html/43811_16.html	7 (1)	0.08 %
10	https://knowledge.allbest.ru/chemistry/2c0a65625b2bd78b5d43a88421316d27_0.html	6 (1)	0.07 %



Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5B070800 – Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Нефтяная инженерия

Дайров Ж.К, магистр

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающимся: Асанову Замиру, Жубаткановой Толганай, Илесову Дармену

Тема: «Рациональные системы сбора и промысловой подготовки нефти, газа и пластовой воды»

Утверждена приказом об утверждении руководителей и тем ДР(ДП): №2131-б от 24.11.2020г.

Срок сдачи законченной работы «18» мая 2021 года

Исходные данные к дипломному проекту:

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

- а) Сведения о месторождении
- б) Современное состояние разработки и эксплуатации месторождения
- в) Специальная часть
- г) Экономическая часть
- д) Охрана и безопасность труда
- е) Охрана окружающей среды

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- а) Структурная карта
- б) Геологическая модель Тенгизского месторождения в профиль
- в) Карта изобар

г) Карта суточных отборов по месторождению Тенгиз
Рекомендуемая основная литература: из 10 наименований.




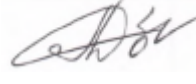


ГРАФИК

подготовки дипломного проекта


Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Сведения о месторождении	27.03.21	Выполнено
Современное состояние разработки и эксплуатации месторождения	28.04.21	Выполнено
Специальная часть	15.04.21	Выполнено
Экономическая часть	18.04.21	Выполнено
Охрана и безопасность труда	23.05.21	Выполнено
Охрана окружающей среды	26.05.21	Выполнено

ПОДПИСИ

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу

Наименование разделов	Консультанты, Ф.И.О. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Сведения о месторождении	Абдели Д.Ж., (доктор технических наук, профессор)	27.03.21	
Современное состояние разработки и эксплуатации месторождения	Абдели Д.Ж., (доктор технических наук, профессор)	28.04.21	
Специальная часть	Абдели Д.Ж., (доктор технических наук, профессор)	15.04.21	
Экономическая часть	Абдели Д.Ж., (доктор технических наук, профессор)	18.04.21	
Охрана и безопасность труда	Абдели Д.Ж., (доктор технических наук, профессор)	23.05.21	
Охрана окружающей среды	Абдели Д.Ж., (доктор технических наук, профессор)	26.05.21	

Научный руководитель: _____


(подпись)

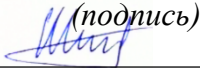
Абдели Д.Ж., доктор
технических наук,
профессор

Задание приняли к исполнению обучающиеся: _____



(подпись)

Асанов З.Э



(подпись)

Жұбатқанова Т.Ж



(подпись)

Илесов Д.А.

Дата:

«20» мая 2021г.

СОДЕРЖАНИЕ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

АННОТАЦИЯ	5
ВВЕДЕНИЕ	11
1. Сведения о Тенгизском месторождении	11
1.1 Общие сведения	11
1.2 Нефтегазоносность	16
1.3 Геолого-промысловая характеристика продуктивных горизонтов	17
2. Современное состояние разработки и эксплуатации Тенгизского месторождения	18
2.1 Анализ текущего состояния разработки, технологических показателей разработки	18
2.2 Техника и технология добычи нефти и газа	24
2.3 Система сбора и промысловая подготовка продукции скважин	26
2.4 Выводы по главе	31
3. Анализ системы сбора и промысловой подготовки нефти, газа и воды Тенгизского месторождения	33
3.1 Краткий литературный обзор по теме дипломного проекта	33
3.1.1 Общие положения	33
3.2 Рекомендации по совершенствованию системы сбора и промысловой подготовки нефти, газа и воды	46
3.3 Технологические расчеты системы сбора и промысловой подготовки нефти, газа и воды	46
3.4 Выводы по главе	50
4. Экономическая часть	51
4.1 Техничко-экономические показатели разработки месторождения	51
4.2 Расчет экономической эффективности	54
5. Охрана и безопасность труда	62
5.1 Опасные и вредные факторы на предприятии	62
5.2 Мероприятия по обеспечению безопасности труда	62
6. Охрана окружающей среды	67
6.1 Охрана атмосферного воздуха	67
6.2 Охрана водных ресурсов	68
6.3 Охрана земельных ресурсов	71
ПРИЛОЖЕНИЕ	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	79

АННОТАЦИЯ

Бұл дипломдық жобада «Мұнай, газ және қабаттық суды жинау мен дайындаудың ұтымды жүйелері» тақырыбы қарастырылды

Геологиялық, техникалық-технологиялық, экономикалық бөліктердің, еңбекті және қоршаған ортаны қорғаудың мысалы ретінде Теңіз кен орны ұсынылды.

Кен орны туралы мәліметтер бөлімінде жалпы мәліметтер, геологиялық құрылымы, стратиграфиясы, тектоникасы, мұнай-газдылығы сипатталған.

Теңіз кен орнын игерудің және пайдаланудың қазіргі жай-күйі бөлімінде игерудің ағымдағы жай-күйін талдау, игерудің технологиялық көрсеткіштері сипатталған, мұнай мен газ өндірудің техникасы мен технологиясы, ұңғымалар өнімін жинау және кәсіпшілік дайындау жүйесі қарастырылған.

Теңіз кен орнындағы мұнай, газ және суды жинау және кәсіпшілік дайындау жүйесін талдау бөлімінде дипломдық жоба тақырыбы бойынша әдеби шолу

ұсынылды, мұнай, газ және суды жинау және кәсіпшілік дайындау жүйесін жетілдіру бойынша ұсыныстар берілді, технологиялық есептеулер жүргізілді.

Экономикалық бөлімде кен орнының техникалық-экономикалық көрсеткіштері сипатталған және экономикалық тиімділік есебі жүргізілген.

Еңбекті қорғау және қауіпсіздік бөлімінде өндірістегі қауіпті және зиянды факторлар және еңбек қауіпсіздігін қамтамасыз ету шаралары сипатталған.

Қоршаған ортаны қорғау бөлімінде атмосфералық ауаны, су және жер ресурстарын қорғау қарастырылған.

АННОТАЦИЯ

В данном дипломном проекте рассматривается тема: Рациональные системы сбора и подготовки нефти, газа и пластовой воды.

В качестве примера геологической, технико-технологической, экономической частей, охраны труда и окружающей среды представлено месторождение Тенгиз.

В разделе сведений о месторождении описаны общие сведения, геологическое строение, стратиграфия, тектоника, нефтегазоносность.

В разделе современного состояния разработки и эксплуатации Тенгизского месторождения описаны анализ текущего состояния разработки, технологические показатели разработки, рассмотрена техника и технология добычи нефти и газа, система сбора и промысловая подготовка продукции скважин.

В разделе анализа системы сбора и промысловой подготовки нефти, газа и воды Тенгизского месторождения представлен литературный обзор по теме дипломного

проекта, даны рекомендации по совершенствованию системы сбора и промышленной подготовки нефти, газа и воды, проведены технологические расчёты.

В экономическом разделе описаны технико-экономические показатели месторождения и проведён расчёт экономической эффективности.

В разделе охраны и безопасности труда описаны опасные и вредные факторы на производстве и мероприятия по обеспечению безопасности труда.

В разделе охраны окружающей среды рассмотрена охрана атмосферного воздуха, водных и земельных ресурсов.

ANNOTATION

In this diploma project, the topic is rational systems for the collection and treatment of oil, gas and formation water.

Tengiz field is presented as an example of geological, technical, technological, economic parts, labor and environmental protection.

In the section of information about the wells field, general information, geological structure, stratigraphy, tectonics, oil and gas potential.

In the section of the study of the state of development and operation of the Tengiz field, analysis of the state of development, technological indicators of development, the technology and technology of oil and gas production, the collection system and field preparation of well products are considered.

In the section on the analysis of the oil, gas and water gathering and field treatment system of the Tengiz field, a literature review on the topic of the diploma project is presented, recommendations for improving the oil, gas and water gathering and field treatment system are given, and technological calculations are carried out.

In the economic study of the results of the technical and economic indicators of the field and the calculation of the economic efficiency.

In the section on occupational safety and health, hazardous and harmful factors at work and measures to ensure occupational safety.

The environmental protection section deals with the protection of atmospheric air and water land resources.

ВВЕДЕНИЕ

1. Сведения о Тенгизском месторождении

1.1 Общие сведения

Рассматриваемое месторождение Тенгиз располагается в области города Атырау РК. На рисунке 1.1 представлена карта района. Месторождение относится к Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Открыто в 1979 г.

Тенгизское месторождение в орографическом отношении располагается на территории прикаспийского бассейна. Прикаспийский бассейн является одним из самых больших по запасам нефти среди бассейнов, расположенных на территории республики. Большой объем нефти и газа находится в подсолевом объеме пород разреза палеозоя вдоль периферии бассейна.

Помимо Тенгизского месторождения в этом районе находятся другие месторождения, которые тоже находятся в подсолевой части пород.

В географическом отношении поверхность, на которой располагается месторождение, описывается как полупустынная поверхность с небольшим отрицательным уклоном к Каспийскому морю.

Наиболее близкие населенные пункты: поселок Сарыкамыс и Каратон. В 150 км от месторождения Тенгиз находится город Атырау.

Связь между месторождением и городом осуществляется автодорогами, ЖД и по воздуху.

Снабжение водой производится через населённые пункты либо из реки Волга через очистные пункты воды.

Электричество на месторождении вырабатывается с помощью газотурбинной электростанции.

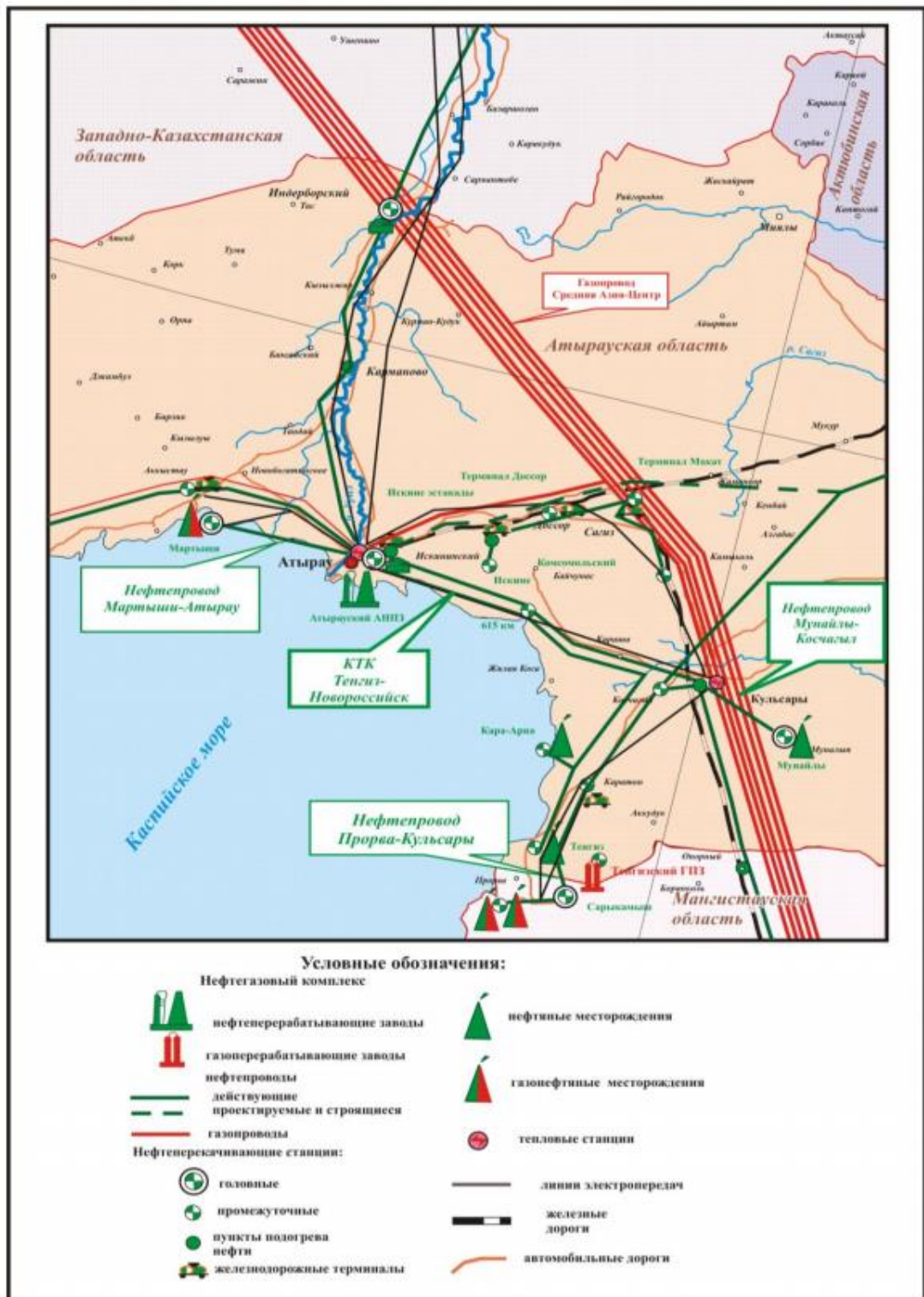


Рисунок 1.1 Карта района

Геологическое строение месторождения

Стратиграфия

Месторождение Тенгиз, приурочено к карбонатным отложениям верхнего девона-среднего карбона.

Осадочная толща, вскрыта скважинами, и представлена породами от верхнего девона до четвертичных отложений. В разрезе земной коры выделены три комплекса горных пород: надсолевой, соленосный и подсолевой.

Тенгизская карбонатная постройка, в которой находится залежь нефти, по форме представляет трапециевидную форму: крутые крылья и плоскую кровлю. Её размеры составляют: 22.5*23.5 км, нефтеносный этаж достаточно большой и составляет около 1425 метров.

В роли покрышки, которая ограничивает нефть выступает толща пород нижнепермского возраста и включает в себя карбонатные и глинистые отложения артинского московского возраста и сульфатно–галогенные породы кунгурского яруса толщиной 465-1655 метров.

Область простираения карбонатного резервуара ограничена глубоководными глинисто-карбонатными отложения бассейна, которые не являются коллекторами и играющими роль надежного латерального флюидоупора.

В результате сейсмо-исследований весь массив поделился на 3 объекта. На платформенный, бортовой и крыльевой объекты.

В свою очередь нефтеколлектор разделился на три стратиграфических объекта. На первый, второй и третий.

Из-за большой мощности, изолирующих отложений, разными физическими свойствами объектов в разных промежутках пластов, коллектор разделился на три стратиграфические единицы: объекты I, II, III. Это было обусловлено следующими факторами:

На рисунке 1.1 представлена сейсмо-стратиграфическая схема платформы месторождения Тенгиз и соответственно флангов.

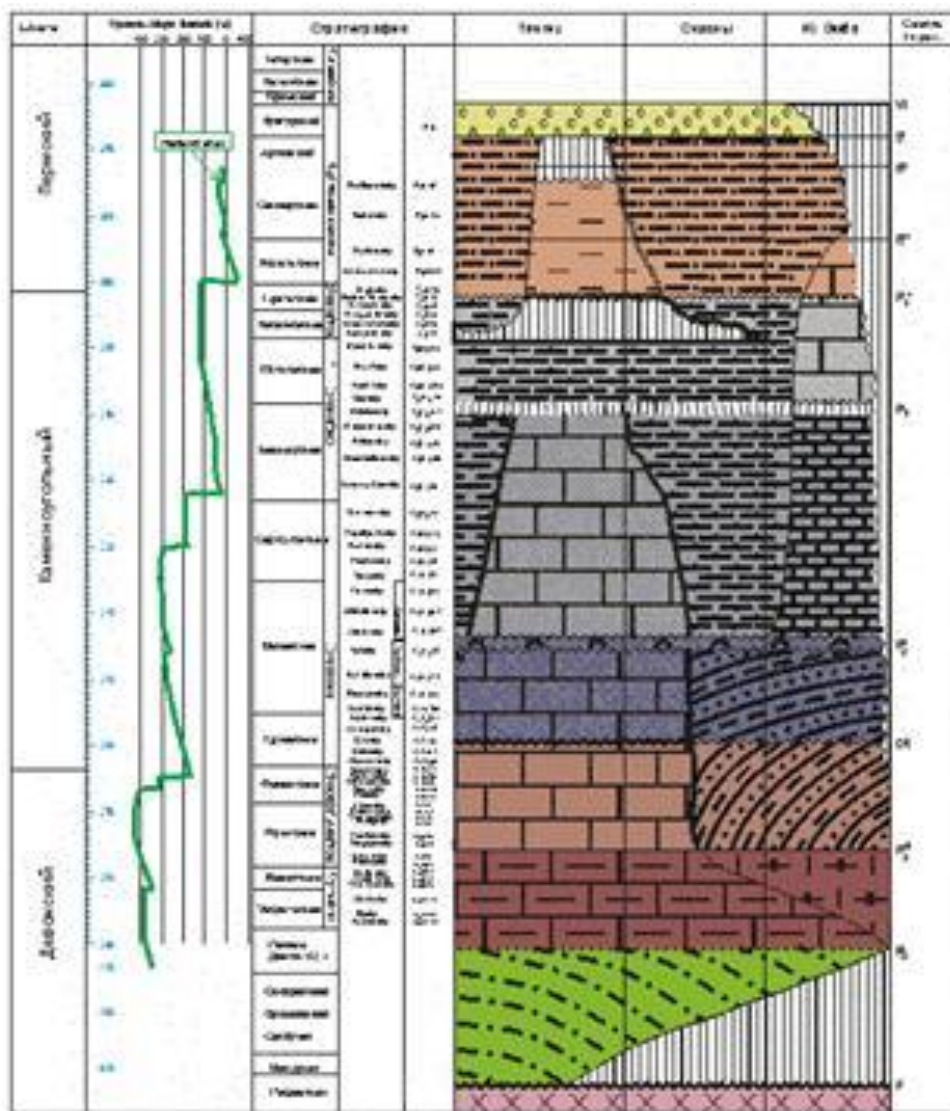


Рисунок 1.1 Сейсмо-стратиграфическая схема платформы

Тектоника

В тектоническом отношении месторождение приурочено к южному борту Прикаспийской впадины и относится к Каратон-Тенгизской зоне поднятий.

Структура Тенгизского месторождения по кровле первого объекта изображает высокоамплитудную изометричную структуру размерами 22.5x23.5 км. Своды поднятий плоские, крылья структуры довольно крутые, угол наклона доходит до 21-26°. Вблизи начала крутого склона свод поднятия осложнен цепочкой локальных поднятий, амплитудой 100-200 м, образующих рим. Римские поднятия охватывают северную и западную, и северную и восточную части свода, а на южной и южно-западной части римские отложения отсутствуют. Наибольшее поднятие по кровле башкирского яруса достигает 1150 м. Строение структуры месторождения Тенгиз по II и III объектам показано на уточнённых по результатам бурения новых скважин структурных картах по кровле вулканика и кровле фаменского яруса. Структурная карта по кровле резервуара изображена в приложении А.

За три года, прошедшие после предыдущего анализа разработки месторождения пробурено пятнадцать скважин, причём в 2007 г. скважины не бурились, результаты бурения скважин в 2005-2006 гг. достаточно детально отражены в работе. Данные, полученные по этим скважинам позволили уточнить литолого-стратиграфическую характеристику, эффективные нефтенасыщенные толщины, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов в пределах изученной части месторождения, и не внесли заметных изменений в представления о строении резервуара и диапазон толщин отдельных стратиграфических подразделений или эксплуатационных объектов.

Как было сказано выше, осадочная толща, вскрытая скважинами, представлена породами от верхнего девона до четвертичных. В разрезе выделяются 3 комплекса – надсолевой, соленосный и подсолевой. Геологическая модель Тенгизского месторождения с указанием объектов залегания представлена в приложении Б.

Надсолевой комплекс включает разрез от уфимского и казанского ярусов верхней перми до четвертичных. Литологически представлен 17 континентальными отложениями, пестроцветными глинами, песками, прослоями гипса и ангидрита. Соленосный комплекс представлен сульфатно-галогенными породами кунгурского яруса нижней Перми, толщиной от 460 до 1660 метров. В кровле подсолевого комплекса залегают глинисто-карбонатные породы артинско-московского возраста, которые вместе с соленосной толщей служат крышкой для нижезалегающего нефтеносного комплекса. Каменноугольно-девонские карбонатные отложения представляют собой биогермный массив, который развивался в условиях открытого моря. В строении его выделяются 3 основные части, обусловленные характером роста структуры: Бортовая, крыльевая и платформенная. Литологически продуктивные отложения представлены карбонатами. По содержанию кальцита (79-100%) породы относятся к известнякам.

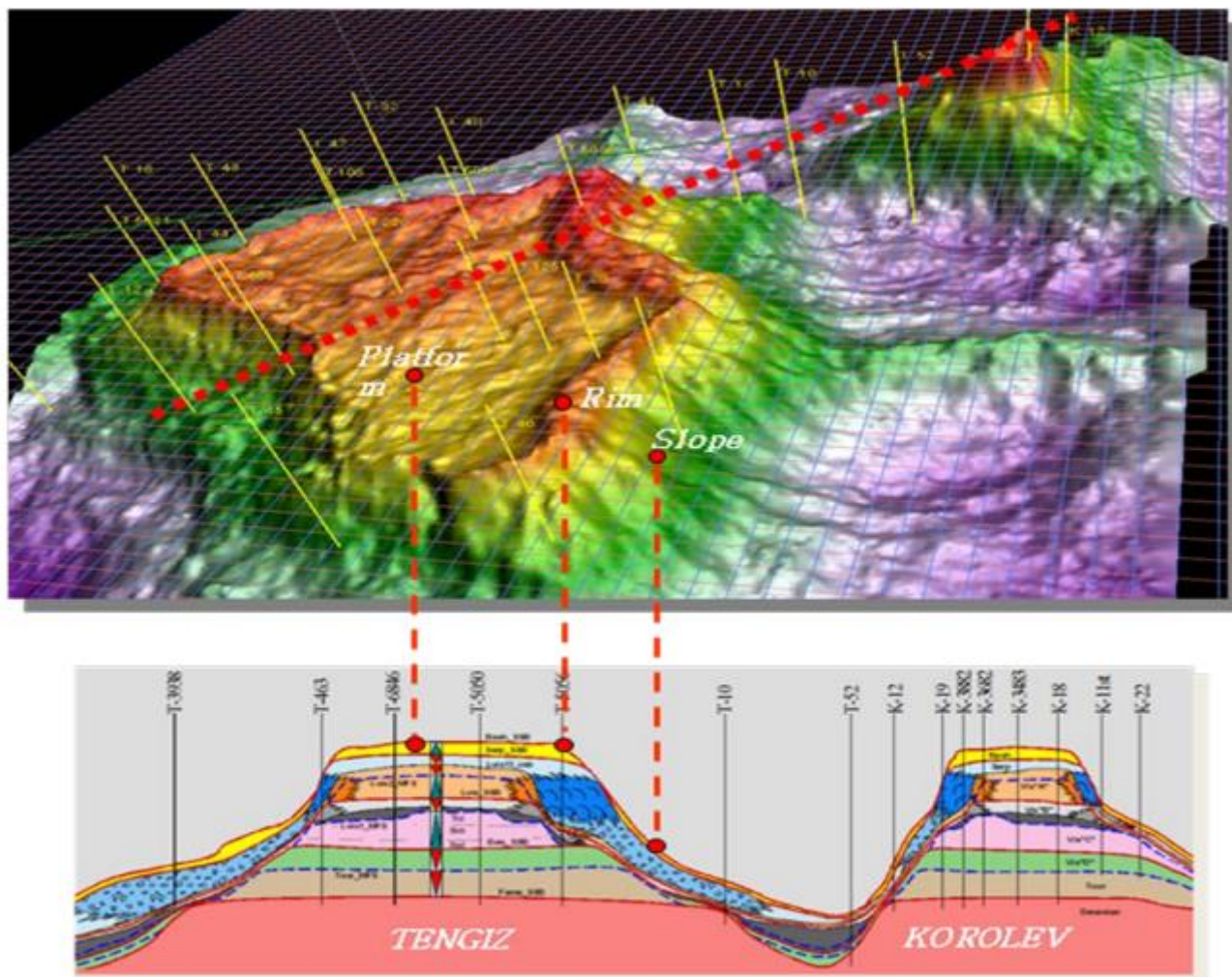


Рисунок 1.2 Характеристика геологического строения месторождения Тенгиз

1.2 Нефтегазоносность

T1 была первой скважиной, которой пробурили Тенгизское месторождение и в 1981 году с интервала 4055-4096 метров был приток продукции скважины объёмом более 100 м³/сут.

Коллекторские свойства

Месторождение Тенгиз предрасположено к залегающему на большой глубине карбонатному комплексу подсолевых пород. Месторождение представляет преимущественно известняк неглинистый с прослойками аргиллитов туфогенных, также содержатся небольшие слои доломитов.

У пород наблюдаются сложные структуры межпорового пространства, это объясняется начальными условиями образования осадков. Выщелачивание, кристаллизация и образование трещин обусловили нюансы формирования пористости пород, слагающих месторождение.

Результаты исследований керна показали пористость от 0.15-24.5%. Проницаемость пород так же непостоянная и составляет 0.0012-810 мд.

Выявлены три вида коллекторов: поровые, трещинно-каверново-поровые и трещинные. Каждому участку месторождения соответствуют определенные коллектора. Некоторые породы, в частности рифогенные и биогермные постройки

имеют низкую пористость, но в связи с большой трещиноватостью имеют высокую проницаемость.

Состав нефти

Большой объем исследований нефти связан с контролем за составом компонентов пластовых флюидов. После составления Технологической схемы разработки компонентные составы пластовой нефти определены по скважинам: 23, 1100, 5857, 6846, 43, 124 и 5853, при чем, по скважине 6846 пробы исследовались дважды в 2003 и 2007 годах. Как видно, состав пластовой нефти довольно однородный. Содержание сероводорода колеблется в диапазоне 12.29-14.33% мол., в Технологической схеме принято 12.7% мол. Содержание метана колеблется в диапазоне 41.2-45.8% мол, составляя в среднем по 8 скважинам 43.6% мол, в Технологической схеме принято 43.6% мол. Содержание C5+ колеблется в диапазоне 20.6-24% мол. в Технологической схеме принято 22.6 % мол.

1.3 Геолого-промысловая характеристика продуктивных горизонтов

Согласно информации от 01.07.1986 года, запасы нефти по сумме категорий C1+C2 (1,2,3 объекты) составили 2648041 тысяч тонн (геологические) и 1043900 тысяч тонн (извлекаемые). При этом, запасы нефти промышленной категории C1 составили немногим более половины (51.7%).

Подсчет геологических запасов нефти, растворенного газа производился по 3 объектам подсчета – I, II, III, соответствующих стратиграфическим объектам. По I стратиграфическому объекту подсчет запасов выполнен отдельно по каждому подобъекту – башкирскому, серпуховскому, окскому горизонтам с учетом выделенных фациальных зон (платформа, баундстон, склон).

По II, III стратиграфическим объектам запасы подсчитаны отдельно для платформенной и склоновой частей без выделения подобъектов. Категорийность геологических запасов обоснована в соответствии со степенью изученности: данными опробования и эксплуатации, лабораторными исследованиями фильтрационно-ёмкостных свойств пород и пластовых флюидов, промыслово-геофизическими исследованиями скважин и положением ВНК.

Характеристика энергетического состояния залежи

Тенгизское месторождение характеризуется аномально высоким пластовым давлением, в связи с чем по настоящее время на месторождение действует фонтанный способ добычи нефти. Для недопущения снижения пластового давления проводится закачка сырого газа, которая показала наибольшие показатели эффективности.

Нач. пластовое давление на глубине 4.5 км составило 83 Мпа, а давление насыщения – 26 Мпа.

2. Современное состояние разработки и эксплуатации месторождения

2.1 Анализ текущего состояния разработки, технологических показателей разработки

Карбонатные отложения были разделены на три объекта: 1й, 2й и 3й объекты.

Первый объект занял от кровельной части до туффитовых отложений. Данная часть является более изученной и характеризуется высоким качеством фильтрационно-ёмкостных свойств.

Под первым объектом находится второй объект, который по нижней части ограничивается кровлей отложений девона. Данный объект характеризуется наиболее низким качеством коллекторских свойств, и, кроме этого изучен не полностью. В третьем объекте находятся девонские отложения, нижняя граница данного объекта пока еще неизвестна. Между II и III объектами нет непроницаемых границ.

Таблица 2.1

Параметры	Продуктивные объекты		
	I объект	II объект	III объект
Средняя глубина залегания, м	4213	4676	5219
Тип залежи	Массивная		
Тип коллектора	Карбонатный		
Площадь нефтегазоносности, тыс м ²	413850	238500	249500
Средняя общая толщина, м	125,5	259	235,58
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	119,1	248,97	156,52
Пористость, доли ед.	0,06	0,029	0,026
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,843	0,589	0,456
Проницаемость, мкм ²	0,00347	0,00127	0,00052
Пластовая температура, °С	109,4	109,4	109,4
Пластовое давление, МПа	81,18	81,18	81,18
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,232	0,232	0,232
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,6206	0,6206	0,6206
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,936	1,936	1,936
Содержание серы в нефти, %	0,95	0,95	0,95
Давление насыщения нефти газом, МПа	25,26	25,26	25,26
Газосодержание нефти, м ³ /т	514,5	514,5	514,5
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,282	0,282	0,282
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,165	1,165	1,165
Начальные балансовые запасы нефти, утвержденные ГКЗ РК, млн т в том числе: по категории C ₁ /C ₂	1936964/ 256394	316275/ 510953	7726/ 267297
Начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные ГКЗ РК, млн т в том числе: по категории C ₁ /C ₂	1077246/ 98616	63580/ 104342	1553/ 54582
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. в том числе: по категории C ₁ /C ₂	0,5562/ 0,3846	0,2010/ 0,2042	0,2010/ 0,2042

Геолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождения

Сейчас на месторождении в эксплуатации долгое время находится I объект, из которого уже было добыто 64 млн. тонн нефти. Добыча нефти из II и III объектов производится некоторыми другими скважинами, и объем добываемой нефти очень мал, так как между этими объектами имеется переток флюидов в I объект.

Только I объект соответствует требованиям по степени изученности, которые предъявляются к объектам, согласно которым производится проектирование технологи разработки нефтяных залежей. II и III объекты изучены недостаточно, разработка и эксплуатация этих объектов – дело будущего времени.

I объект поделён на часть платформы, закрывающую центр структуры месторождения, и на крыльевую и бортовую части, окружающие платформу.

Платформа представлена в виде лишенного трещиноватости низкопроницаемого порового коллектора. Динамика изменений пластового давлений говорит о том, что в пределах платформы залежь имеет гидродинамическую связь. Эта связь нарушена поперек напластования в связи с наличием непроницаемых слоёв вулкаников.

Коллекторы трещинно-порового типа, находящиеся в крыльевой и бортовой частях, имеют высокую проницаемость в связи с большой трещиноватостью. У матрицы пористость более низкая относительно платформы.

В таблице 2.2 представлены начальные дебиты по скважинам, находящимся в разных фациальных зонах и добывающие флюид с объекта I

Таблица 2.2

Горизонты	Зоны		
	Платформа	Борт	Склон
	дебиты скважин, т/сут		
Башкирский	458	1246	256
Серпуховский	128	1203	619
Окский	533		
Башкирский и Серпуховский	653	1178	454
Башкирский, Серпуховский и Окский	731	1496	

Сравнительная характеристика фациальных зон по начальным дебитам скважин

В связи с перетоком эксплуатация флюидов из нескольких горизонтов не приводит к большому увеличению добычи, хотя наблюдается небольшое увеличение добычи.

В таблице 2.3 представлено содержание проекта разработки нефтяного или газового месторождения.

Наименование раздела	Содержание раздела
1. Общие сведения о месторождении	Местоположение, природно-климатические условия, развитие инфраструктуры района, обеспеченность рабочей силой и т.д.
2. Геологофизическая характеристика месторождения	Геологическое строение, физико-химические свойства и состав пластовых жидкостей и газа, результаты гидродинамических исследований, продуктивная и энергетическая характеристики скважин и пластов, запасы углеводородов по категориям
3. Технологическая основа для проектирования	Результаты опытно-промышленной эксплуатации скважин, выделение эксплуатационных объектов по геологофизическим параметрам пластов, выбор расчетных вариантов разработки
4. Моделирование процесса разработки	Обоснование математических моделей, исходные данные для моделирования процесса разработки, адаптация моделей к реальным условиям месторождения
5. Уточненная технологическая характеристика вариантов разработки	Технологические показатели разработки с учетом уточнения исходной информации, обоснование конечного коэффициента нефтегазоизвлечения, перечень мероприятий по контролю за процессом разработки
6. Организация и производство буровых работ	Порядок разбуривания месторождения, выбор варианта буровой техники, режимов бурения и т.д.
7. Техника и технология добычи нефти и газа	Способы эксплуатации скважин, обоснование перевода скважин с одного способа эксплуатации на другой, подбор оборудования для добычи нефти и газа и т.д.
8. Охрана недр, окружающей среды	Мероприятия по предупреждению преждевременной обводненности залежей, сокращению потерь нефти и газа, предупреждению открытых фонтанов при бурении скважин, мероприятия по охране водного и воздушного бассейнов и т.д.
9. Социальная значимость проекта	Число создаваемых рабочих мест, стоимость создания одного рабочего места, отдача одного рабочего места, перечень объектов социальной инфраструктуры, строительство которых предусмотрено в проекте, и т.д.
10. Эффективность проекта с позиций предприятия, его реализующего, и с позиций национальной экономики	Динамика выгод и затрат по годам реализации проекта, чистая текущая стоимость проекта, внутренняя норма рентабельности, индекс доходности, срок возмещения начального капитала, динамика добавленной стоимости, коэффициент капитала и т.д.
11. Оценка риска проекта	Построение диаграммы чувствительности, графика достижения безубыточности, сценариев развития проекта и т.д.

Содержание проекта разработки нефтяного или газового месторождения

Проект ЗСГ

Сейчас на Тенгизском месторождении реализуется вариант разработку, который включает в себя обратную закачку части добываемого сырого газа.

За время разработки была реализована ЗСГ, получены данные по ГИС, по динамике изменения пластового давления, а также расхода и объема закачки газа

Данные подтвердили возможность и целесообразность использования закачки газа в качестве воздействия на пласт, что позволило производить более высокие показатели темпов отбора нефти и увеличить нефтеотдачу пластов.

Результаты ЗСГ показали, что продуктивные характеристики пластов-коллекторов в северной части являются достаточными для проведения процесса закачки газа.

Также появились положительные признаки того, что коэффициент вертикального замещения нефти газом соответствует данным прогнозам. Раннего прорыва газа так же не наблюдалось. После 6 месяцев использования ЗСГ в добывающей скважине под номером 318 отметились увеличение содержания газа в нефти, что соответствует гидродинамическому моделированию

На скважине под номером 220, которая расположена в 100 метрах от газонагнетательной скважины 5646, проводился каротаж в обсаженной скважине для определения насыщенности газа. Каротажная диаграмма показала, что газ, который

нагнетался присутствовал в большей части исследуемого интервала, а не концентрировался в малых интервалах с высокой газопроницаемостью. Данное наблюдение соответствует прогнозу эффективности вытеснения, который был сделан на основе результатов гидродинамического моделирования.

Схема процессов закачки газа показана на рис. 2.1

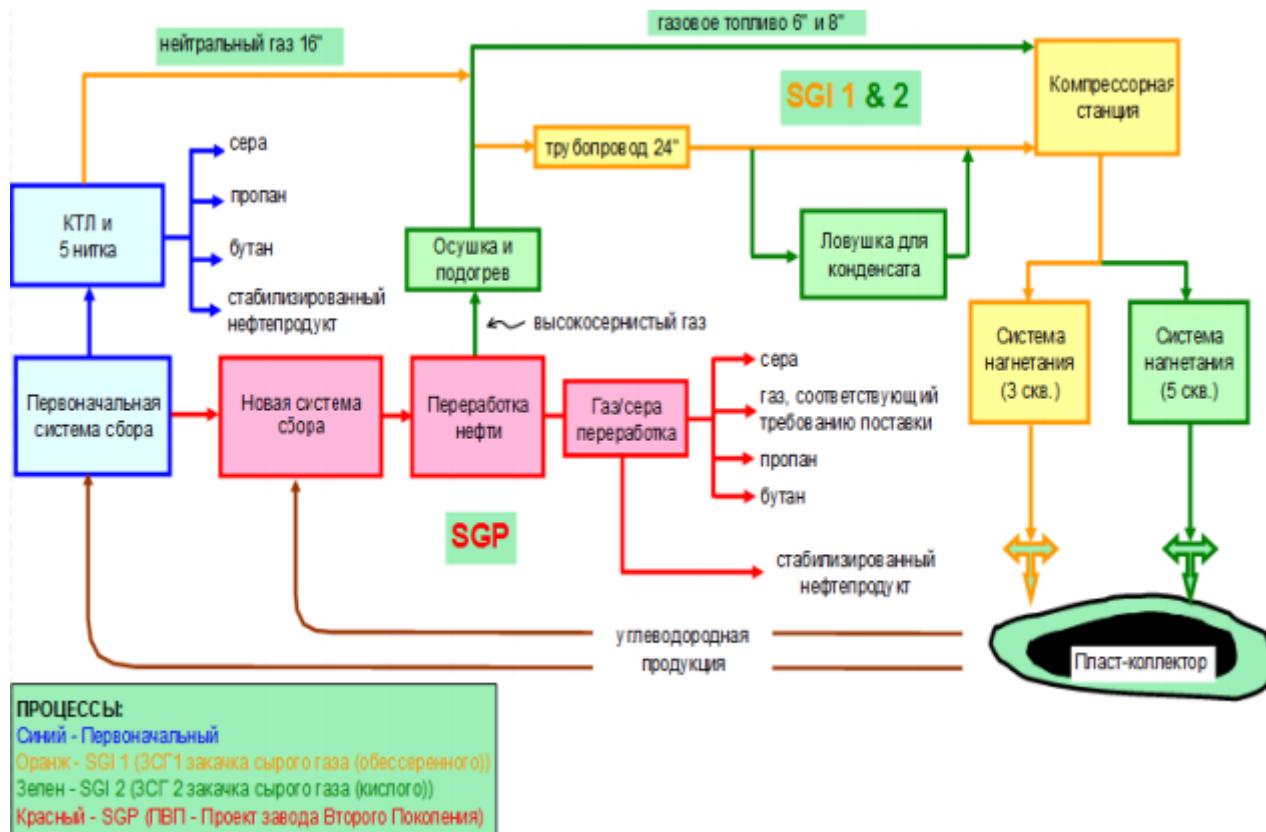


Рисунок 2.1 – Схема процессов закачки газа

На данном рисунке видно, как углеводородная продукция из пласта-коллектора попадает на две системы сбора: первоначальную и новую. На новой системе сбора продукция отправляется на газо-серо переработку, где отделяется сера, газ, пропан, бутан и остается стабилизированный нефтепродукт. Газ отправляется на осушку и подогрев, а затем проходя через ловушку для конденсата поступает в компрессорную станцию и обратно в пласт. Углеводородная продукция, попадая на первоначальную систему сбора отправляется на КТЛ, где разделяется на серу, пропан, бутан и на стабилизированный нефтепродукт. Далее газ отправляется на компрессорную станцию и обратно в пласт.

Объемы добычи нефти и газа

На рисунке 2.2 показан рост объемов добычи за период с 2000 по 2005 годы.

На рисунке 2.3 показано сравнение проектных данных по добыче нефти с фактическими показателями.

На рисунке 2.4 показано сравнение проектных данных по добыче нефти с фактическими показателями.



Рисунок 2.2 Объёмы добычи с 2000 по 2005 годы

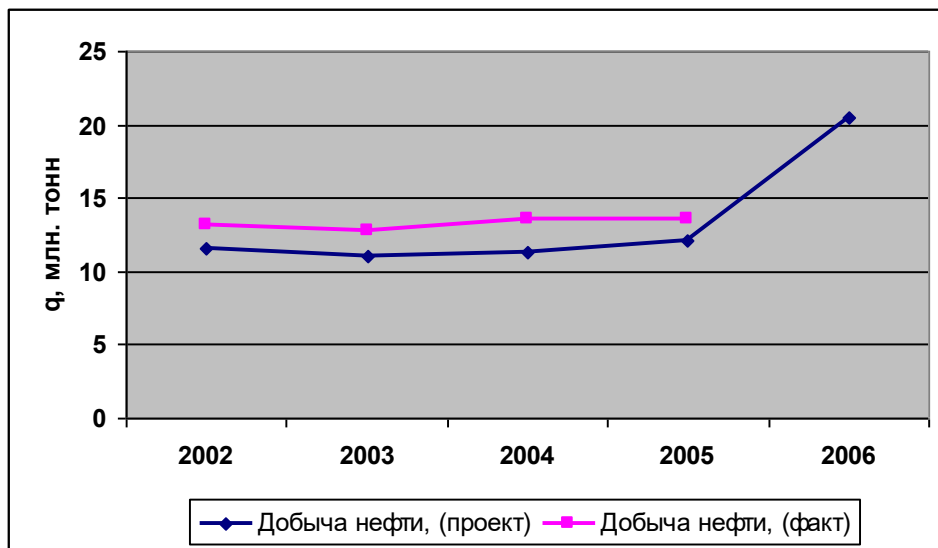


Рисунок 2.3 Объёмы добычи с 2002 по 2005 годы (Фактические и предусмотренные проектом)

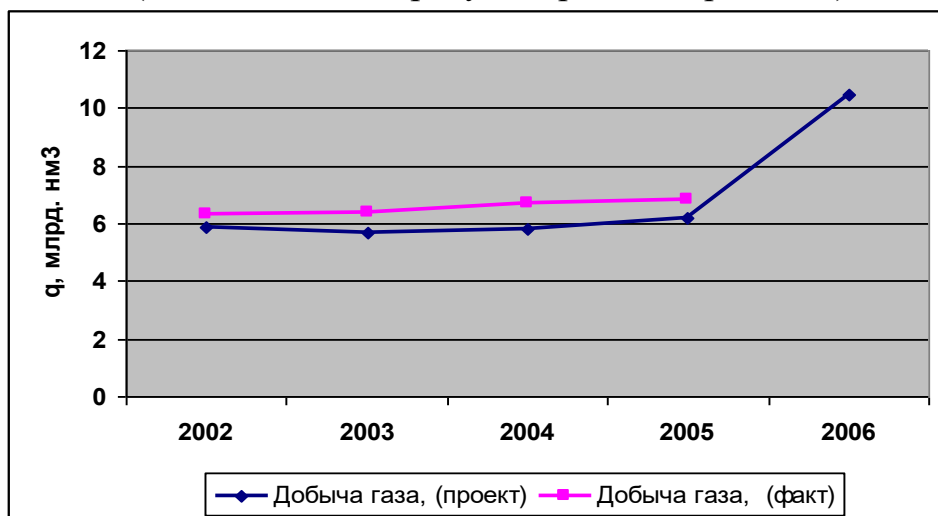


Рисунок 2.4 Объёмы добычи газа с 2002 по 2005 годы (Фактические и предусмотренные проектом)

По данным графикам видно, что фактический объем превышал проектный.

Состояние фонда скважин месторождения

Исходя из полученной информации на 01.01.2011г., имеем на Тенгизском месторождении 133 пробуренных скважин, из них: 92 скважины эксплуатационные, из них 72 скважины действующие, 9 скважин бездействующие, 4 скважины во временном простое добывающих, 6 скважин действующих нагнетательных, 1 скважина во временном простое нагнетательная, кроме этого 21 скважина в консервации, 18 скважин ликвидированных

Причинами бездействующих скважин являются: Т-114, Т-317: замена выкидной линии, Т-42, Т-115, Т-118, Т-5034: тех. обслуживание фонтанной арматуры, скважины Т-123, Т-1101 и Т-6846 по причине проведения гидродинамических исследований методом гидропрослушивания были остановлены

В 2007 году 7 скважин (Т-17, Т-41, Т-4556, Т-5059, Т-5442, Т-5454, Т-5850) были введены в действующий добывающий фонд скважин из консервации со среднесуточными дебитами нефти 846 т/сут, 533 т/сут, 996 т/сут, 952.3 т/сут, 680 т/сут, 1091.2 т/сут и 520.7 т/сут соответственно.

Все добывающие скважины на 01.01.2011 эксплуатировались фонтанным способом и добывали безводную нефть.

Фонд газонагнетательных скважин составил 6 единиц (Т-5242, Т-5246, Т-5444, Т-5447, Т-5646, Т-5848), в том числе во временном простое 1 единица Т-5044. Скважина Т-220, через которую в ноябре 2006 года осуществили пробную закачку газа, в декабре 2007 года была введена в консервацию.

В графическом приложении В представлена схема расположения пробуренных скважин, разрабатывающих Тенгизское месторождение, по состоянию на 01.01.2011

64 скважины из 72 скважин действующего добывающего фонда эксплуатировали I стратиграфический объект, 4 скважины (Т-43, Т-4346, Т-5853, Т-5857) - I+II объект, 2 скважины (Т-5059, Т-7252) II объект и 2 скважины (Т-10 и Т-17) - III стратиграфический объект.

В графическом приложении Г представлена карта текущих отборов нефти и закачки газа по состоянию на 01.01.2011г.

Все скважины добывали безводную нефть. В таблице 2.4 представлено распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти.

Таблица 2.4

Интервал измерения, тыс. т	Количество скважин	% от общего количества
0-50	1	1,8
50-100	2	3,6
100-500	19	25,6
500-1000	33	45,0
1000-1500	13	18,0
1500-2000	4	6,0
Всего	72	100

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти, т/сут по состоянию на 01.01.2011 г.

Исходя из данных таблицы 2.4 видно, что на 01.01.2011г. 45% от общего фонда действующих добывающих скважин показывали дебит от 501 т/сут до 1000т/сут, 31% - до 500 т/сут, и 18% скважин - от 1000 25 т/сут до 1500 т/сут.. Так же 3 скважины (Т-1К, Т-320 и Т-5454) показывали еще более высокие показатели среднего дебита – 1732.6 т/сут, 1700.4 т/сут и 1569 т/сут, соответственно.

Таким образом, стоит отметить, что большая часть скважин из 17 скважин с дебитами нефти более 1000 т/сут, расположены на бортовой части залежи Тенгизского месторождения. Что подтверждает высокие показатели нефтеотдачи именно на бортовой части залежи.

Тенгизское месторождение разбурено по всей части площади. Плотностью размещения сетки скважин на Тенгизском месторождении принимается 200 га/скв.

Из 72 действующих по состоянию на 01.01.2011 г. добывающих скважин, 31 расположена на платформе, 28 – на бортовой и 13 - на склоновых частях залежи.

2.2 Техника и технология добычи нефти и газа

Условия успешного применения методов повышения нефтеотдачи

Большая часть процессов современных методов на данный момент недостаточно изучены и требуют специальных фундаментальных лабораторных исследований для более точного понимания. Кроме этого есть влияние как техническое, так и финансовое.

Для применения современных методов необходимы знания в особенностях геолого-физических характеристиках объектов, необходимы знания механизмов процессов, которые происходят в пласте при использовании современных методов увеличения нефтеотдачи, а также роли процессов, задействованных в нефтеизвлечении.

Внедрение современных методов повышения нефтеотдачи пластов проходят ряд специфических этапов:

1. Изучение деталей геологического строения пород: трещиноватости, фильтрационно-ёмкостных физико-химических свойств, распределение нефтеводонасыщенностей пласта.

2. Точный анализ физических показателей пластов.

3. Лабораторные исследования физических процессов, которые происходят в пластах.

4. Создание геологической фильтрационной модели пласта и компьютерное моделирование при разных вариантах разработки залежей.

5. Правильный и обоснованный выбор применяемых технологий, основанный на максимальном учете геолого-промысловой характеристики пластов и использования максимально плодотворных факторов, которые увеличивают нефтеотдачу.

6. Проведение испытаний разных технологий разработки на опытных участках.

7. Максимально точное составление технологической схемы опытно-промышленных работ по испытанию и оценке технико-экономической эффективности технологий.

8. Анализ результатов проведения мероприятий.

9. Формирование технологической схемы разработки.

Обоснование выбора способа эксплуатации

На данный момент, в связи с АВПД и высокого газового фактора все скважины Тенгизского месторождения эксплуатируются с помощью фонтанирования.

В том случае, если динамическое забойное давление, получаемое в результате ГДИС процессов фильтрации в пластах, превышает рассчитанное минимальное необходимое, то в штуцере редуцируется избыток энергии. В обратном случае фонтанный способ добычи невозможен и необходима механизированная добыча флюидов из пласта.

Система поддержания пластового давления

Гидродинамическая связь по вертикали пласта имеет главное значение в случае выбора варианта разработки массивной нефтяной залежи. Таким образом из-за характера гидродинамической связи по вертикали изменяется подход к организации, и к закачке газа, и к закачке воды.

На данный момент давление в пласте в 1-м стратиграфическом объекте разработки понизилось примерно на 20 МПа.

В технологической схеме приведены 4 варианта разработки.

В случае разработки Тенгизского месторождения упруго-замкнутым режимом соответствующие скважины размещаются равномерной квадратной сеткой на расстоянии между скважинами в 1 км., таким образом плотность квадратной сетки составляет 100 га. на скважину.

В случае разработки Тенгизского месторождения естественном упруго-замкнутом режимом скважины размещаются равномерной квадратной сеткой на расстоянии между скважинами в 1 км., таким образом плотность квадратной сетки составляет 100 га. на скважину. Данная сетка скважин успешно обоснована в 1986 году в первом варианте технологической схемы разработки месторождения.

В случае закачки газа (2-й вариант) имеют место две разновидности размещения.

Остальные варианты рассматривают закачку воды в пласт, закачка воды производится на всю толщину пластов 1го объекта, а в 4м варианте разработки – в часть подошвы 1го объекта. В обоих вариантах разработки месторождения вариант размещения и количества скважин одинаковое.

Тенгизское месторождение обусловлено сложным геолого-физическим строением, в связи с данным фактом любой метод по воздействию на пласт нуждается в опытном испытании на специальных отдельных участках. Выводы об эффективности закачки газа или воды можно делать только после получения точных данных испытаний.

2.3 Система сбора и промысловая подготовка продукции скважин

Сбор и подготовка скважинной продукции

Система сбора и подготовки продукции Тенгизского месторождения для надежной эксплуатации должна учитывать некоторые нюансы условий разработки пласта, физико-химические свойства добываемой продукции, а также: высокое пластовое давление, большое количество содержания сероводорода, меркаптана, которые создают коррозионное воздействие на оборудование и трубопроводы, содержание хлористых солей в добываемой воде и пр.

Система сбора должна учитывать условия РД 39-0148311-605-86 и должна производить:

- замеры дебитов скважин;
- герметичность процессов;
- однотрубную транспортировку;
- использование пластового давления.

Выполнение этих требований сможет обеспечить наиболее безопасные условия работы и эксплуатации объектов сбора и подготовки и, наиболее важное, обеспечить полное сохранение окружающей среды, так как является недопустимым её загрязнения продуктами скважин.

Одними из самых существенных факторов, которые определяют параметры процессов подготовки скважинной продукции, являются: физико-химические

свойства, фракционный и компонентный состав. Данные факторы определяют дальнейшую последовательность и выбор технологических параметров.

Сейчас на месторождении функционируют 9 ЗУ, имеющих сепараторы. Все замерные установки подключены к ЦПМ (центральный промысловый пункт) и далее к ЦПС (центральный пункт сбора)

На рисунке 2.5 показано как к ЗУ-5 подключаются выкидные линии.

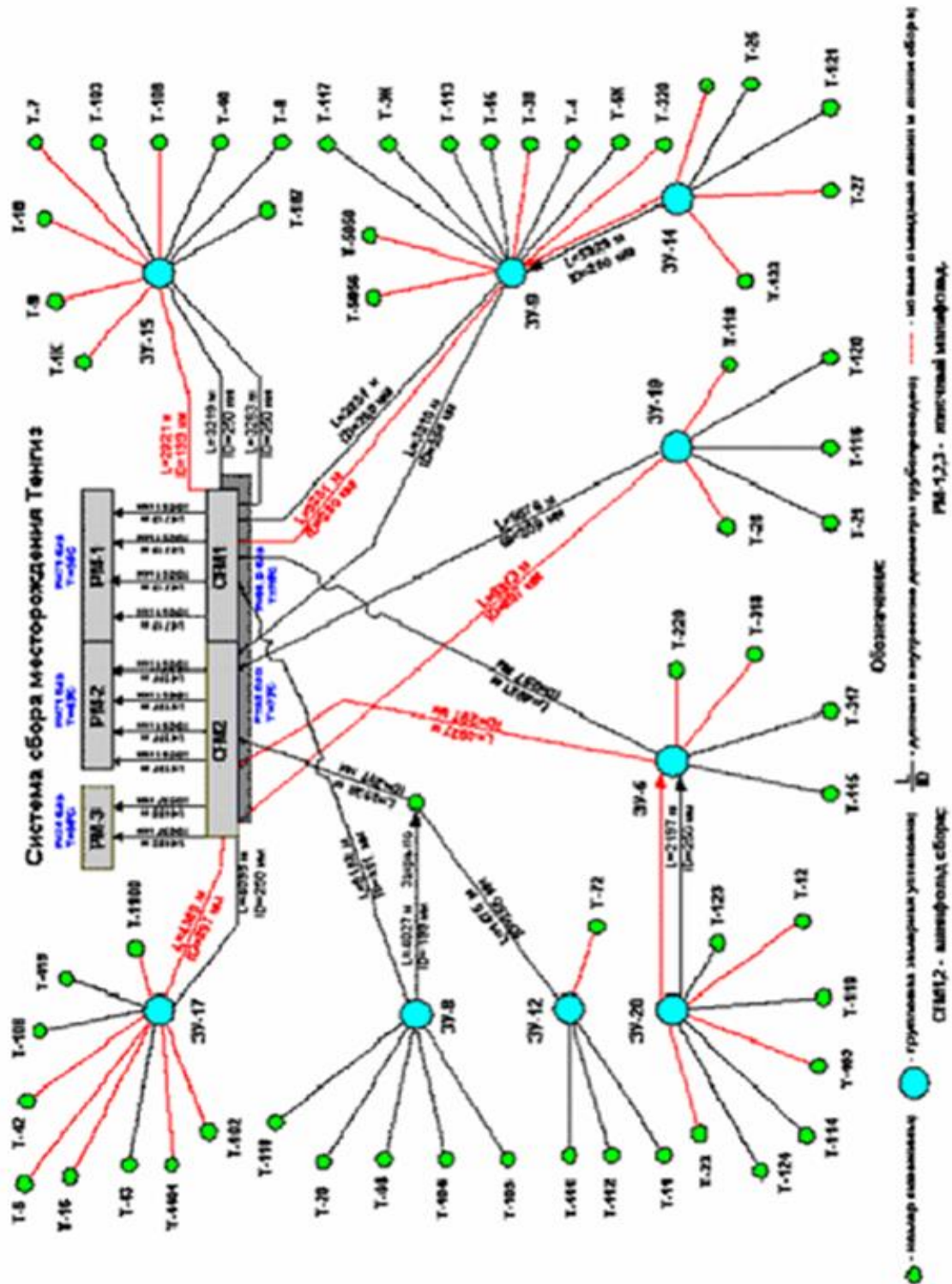


Рисунок 2.5 Система сбора месторождения Тенгиз

Определяющими факторами параметров и количества ступеней подготовки товарной нефти являются:

- высокое давление в система сбора и большое количества содержания газа, что требует отдельной линии газосепарации;
- наличие H_2S в нефти до 17%, что требует стабилизацию;
- содержание в продукции воды из пластов и наличием минералов от 110 до 180 г/л, что требует процесса электрообессоливания сырья с последующей промывкой пресной водой.
- стабилизация нефти производится в отпарной колонне при условиях,

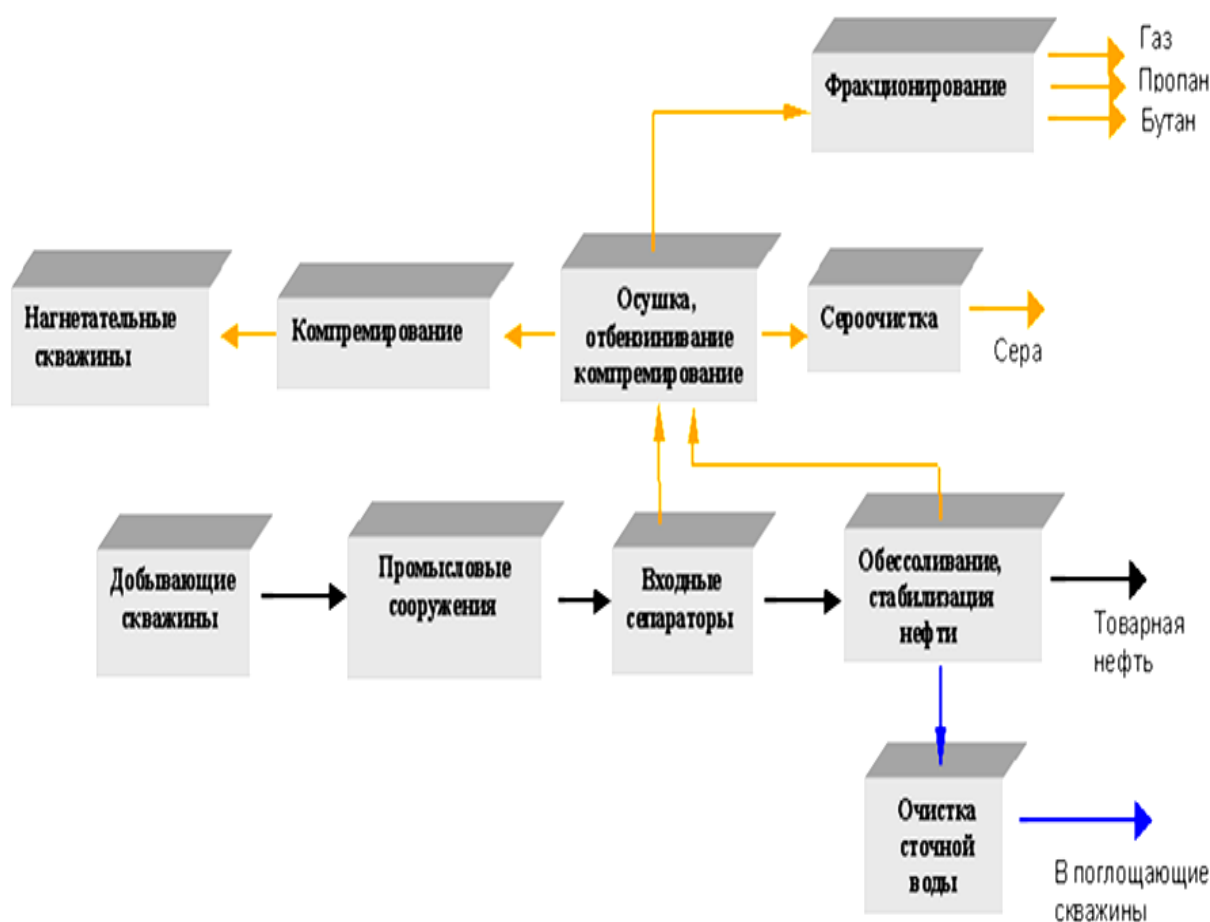


Рисунок 2.6 Схема технологической структуры с поддержанием пластового давления методом закачки газа

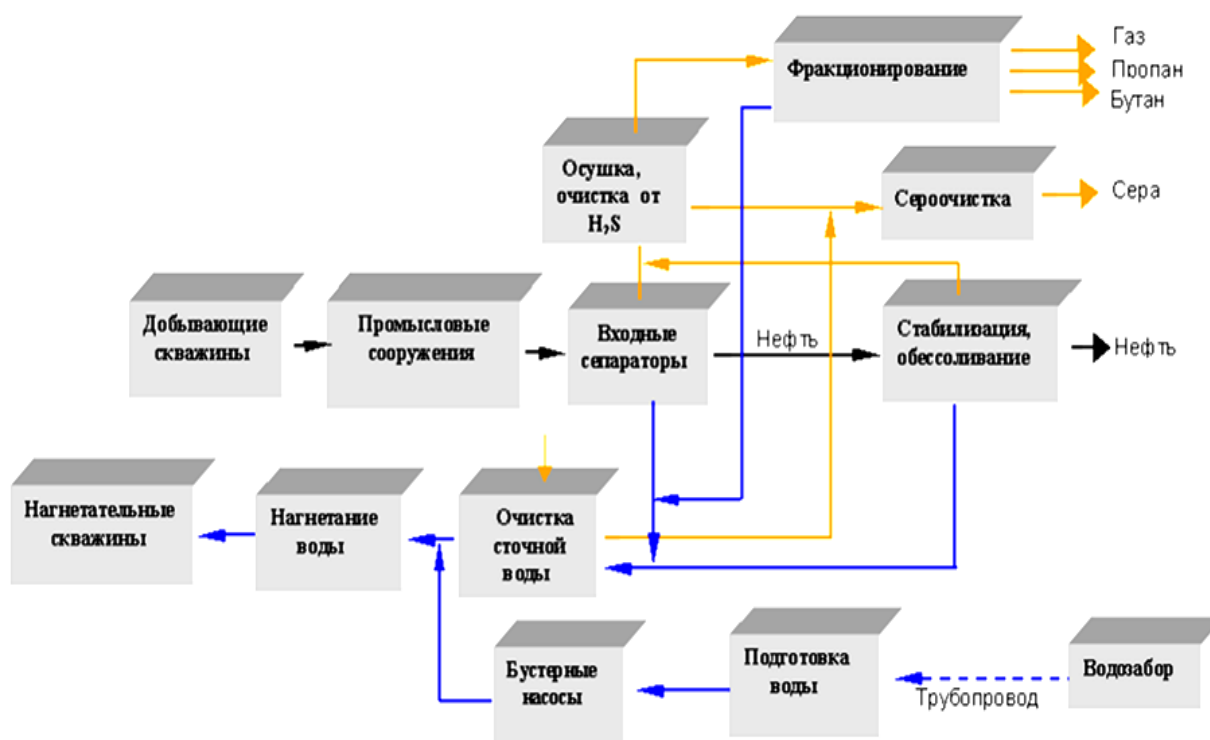


Рисунок 2.7 Схема технологической структуры с поддержанием пластового давления заводнением

Нефть месторождения сернистая – 0.96%, малосмолистая – 1.03%, парафиновая – 3.93%.

В наиболее общем виде процесс подготовки нефти Тенгизского месторождения можно схематически представить на рисунках 2.6, 2.7.

Реологические исследования показывают, что Тенгизская нефть не образует стойкой эмульсии в системе сбора.

Исходя из этого возрастания перепада давления в сборных трубопроводах не ожидается. У безводной нефти вязкость будет не меньше вязкости водонефтяных эмульсий.

Требования к системе сбора, подготовки продукции до товарной кондиции, транспорта

Системой внутрипромыслового сбора и транспорта газо-нефтяной смеси должны учитываться специфические свойства продукции, а также должна обеспечиваться безопасная и надежная эксплуатация объекта.

Сбор и транспорт нефти к НПЗ производится по следующему плану:

С устья продукция поступает на выкидные линии, далее на манифольд, далее на трубопровод магистральный, далее на заводской манифольд, далее на slug catcher, далее на КТЛ-1 и КТЛ-2, где производится сепарация продукции.

КТЛ-1 и КТЛ-2 способны обеспечить переработку 6.5 млн тонн/год нефти Тенгизского месторождения, добыча которой ведется на 47 скважинах. Дальнейшее расширение пр-ва согласно бизнес-плану, увеличит производительность до 5-9 млн. тонн/год.

Возникла острая необходимость в строительстве КТЛ-3 (пятая линия) из-за бурения и ввода новых скважин. КТЛ-3 позволит увеличить производительность до 12.4 млн тонн/год. В будущем планируется построить завод нового поколения, который сможем обрабатывать до 16 млн тонн/год продукции и выше.

Для реализации вариантов разработки Тенгизского месторождения количество и соотношение добываемой продукции будет определяться выбранным методом ППД, а именно методами закачки высокосернистого газа в пласт либо заводнением.

В зависимости от способа разработки схемы технологических структур сооружений подготовки продукции будут соответствовать видам, приведённым на рисунках 2.6 и 2.7.

Максимальные уровни по двум вариантам разработки очень близки, причем достижение данных максимумов практически одновременно. (Таблица 2.5)

Объем нефти, добываемой на Тенгизском месторождении в 2002 году, прогнозировался на уровне в 11.5 млн. тонн. Исходя из этой информации в период максимальной добычи продукции необходимо иметь дополнительные мощности по подготовке нефти.

Таблица 2.5

	Вариант (2) с закачкой газа	Вариант (3) с закачкой воды
2002 г.	11,5	11,5
2006 г.	20,5	15,9
2009 г.	23,9	20,8
2010 г.	28,5	21,4
2011 г.	28,5	28,3
2016 г.	28,5	28,4
2020 г.	29,8	29,7
2022 г.	27,6	29,9

Динамика роста объемов добычи продукции (тыс. тонн/год)

В зависимости от способа увеличения нефтеотдачи пластов различие свойств продукции будет заключаться в том, что при небольшой обводненности от 0.3-2% с 2002-2025г. при закачке высокосернистого газа начнёт содержаться возрастающее кол-во газа.

В тот момент, как в варианте закачки воды при практически одинаковом газовом факторе продукция будет содержать возрастающее кол-во воды с 0.3-2.6% с 2002-2010г., и достигающее 4.1% в 2021 году, и дальше 9.8% в 2025 году.

Относительно длинный период времени разработки Тенгизского месторождения в обоих вариантах закачек сопровождается добычей малообводненной продукции с большим газовым фактором. Данное обстоятельство может вызвать образование кристаллических солей в нефти, что в сочетании с высокой температурой с высокой вероятностью вызовет достаточные трудности при её подготовке.

Нефть Тенгизского месторождения не образует водо-нефтяных эмульсий, таким образом в системах сбора месторождения, примерно с 3-4% стоит ожидать появления «свободной воды».

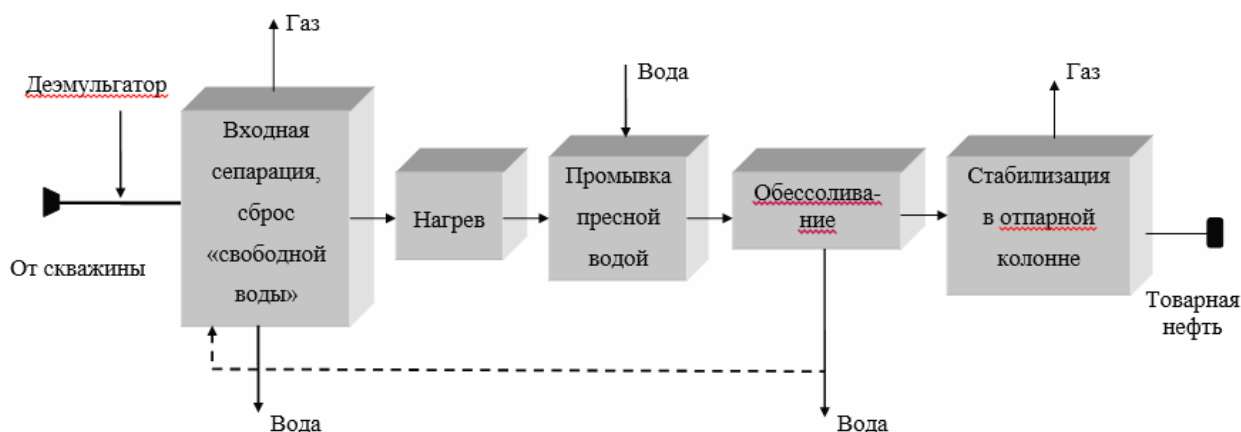


Рисунок 2.8 Общий вид подготовки нефти Тенгизского месторождения

2.4 Выводы по главе

Месторождение Тенгиз характеризуется достаточно уникальным геологическим строением. Тенгизское поднятие было открыто и подготовлено к поисково-разведывательному бурению в 1975 году. Согласно данным сейсмической разведки и разведочного бурения Тенгизское поднятие характеризуется как антиклинальная складка с размерами 17.5x26.5 км при амплитуде до 1100 метров.

Режим эксплуатации на Тенгизском месторождении происходит фонтанным методом в связи с высоким пластовым давлением. Так же в скважинной продукции содержится большое кол-во сероводорода и углекислого газа, что предъявляет высокие требования к используемым нефтепромысловым сооружениям.

Система сбора и подготовки продукции Тенгизского месторождения для надежной эксплуатации должна учитывать некоторые нюансы условий разработки пласта, физико-химические свойства добываемой продукции, а также: высокое пластовое давление, большое количество содержания сероводорода, меркаптана, которые создают коррозионное воздействие на оборудование и трубопроводы, содержание хлористых солей в добываемой воде и пр.

3. Анализ системы сбора и промысловой подготовки нефти, газа и воды Тенгизского месторождения

3.1 Краткий литературный обзор по теме дипломного проекта

1. Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа: Учебник. / Земенков Ю.Д., Александров М.А., Маркова Л.М., Дудин С.М., Подорожников С.Ю., Никитина А.В./ — Тюмень: Издательство, 2015 — 160 с. - Рассмотрены системы внутрипромыслового сбора нефти, газа и воды на нефтяных и газовых месторождениях; техника и технология подготовки нефти и газа к транспорту. Освещены вопросы обезвоживания, обессоливания и стабилизации нефти.

2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Е.А. Малов, Ю.А. Дадонов, А.А. Шестаков, В.И. Ефименко, М.С. Глухов, А.Б. Доценко, И.Е. Журавлев, В.Ф. Мартынюк, Р.А. Стандрик, А.И. Соваренко и др. НПО ОБТ, Москва, 1999г. – Рассмотрены общие правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

3. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1985- Рассмотрены фундаментальные представления разработки нефтяных месторождений и происходящие в них процессы при разработке и эксплуатации.

4. Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355. Утверждены правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности.

5. Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Тенгиз. СП "ТШО", 2005- В статье описывается обратная закачка газа в качестве эффективного способа воздействия на пласт, которая обеспечит высокие темпы отбора нефти и увеличить коэффициент нефтеотдачи.

6. Джиембаева К.И., Лалазарян Н.В. Сбор и подготовка скважинной продукции на нефтяных месторождениях. Алматы, 2000- В книге содержатся основные сведения о составе и свойствах нефти, газа, пластовой воды и нефтяных эмульсий. Описаны основные технологические схемы сбора и подготовки скважинной продукции. Широко рассмотрены вопросы учета продукции скважин, транспортировка, сепарация и разрушение нефтяных эмульсий.

7. Основы нефтегазопромыслового дела. В.Д.Гребнев, Д.А. Мартюшев, Г.П. Хижняк: Перм. нац. иссл. полит. ун-т. Пермь, 2013.- Представлен минимум содержания основных образовательных программ по направлению подготовки дипломированного специалиста (инженера) «Нефтегазовое дело» по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

3.1.1 Общие положения

Система сбора и подготовки обуславливается стадийным изменением состояния нефти, газа и воды. Процесс предназначен для получения товарной продукции, пригодной для дальнейшего использования.

Процесс заключается в разделении, сборе и доведении до товарных свойств продукции скважин.

Технологическая схема служит для графического представления процессов, из которых состоит система сбора и подготовки. Система сбора состоит из определённых аппаратов и механизмов, служащих для выполнения условий технологической схемы.

- Технологическая схема предназначается для:
- Использования в хозяйстве газа и товарной нефти
- Доведения продукции до товарной кондиции
- Контроля производительности скважин
- Учёта сырья и готовой продукции

Предпочтение отдается той схеме, у которой ТЭП выше.

Система сбора и подготовки

Сбор и подготовка продукции осуществляется с помощью трёх основных систем:

1. Самотечная двухтрубная система, осуществляет разделение продукции скважин при небольшом давлении. Газ поступает на компрессоры, а нефть в свою очередь, перемешанная с водой поступает в резервуары. Самотечная система имеет ряд недостатков, несмотря на сравнительно небольшие затраты на электроэнергию и перемещение продукции: невысокая скорость движения среды вызывает запарафинивание трубопроводов, в свою очередь негерметичные резервуары вызывают потери углеводородного сырья до 3 %. На данный момент такие системы сбора и подготовки скважинной продукции остались только на старых месторождениях.

2. Высоконапорная однетрубная система сбора. Осуществляется только на месторождениях с высокими показателями пластового давления. За счёт высокого давления перемещение продукции по трубопроводам происходит на расстояние десятков километров. Такая система не нуждается в создании напора с помощью вспомогательных устройств. Данная система концентрирует технологическое оборудование, так как работает централизованно, а так же экономит средства на строительстве насосных и компрессорных станциях, так как не нуждается в них. Но большое количество циклов работы оборудования негативно сказывается на трубопроводах, сепараторах и КИП.

3. Напорная система сбора. Отличается однетрубным транспортом сырья на участковые сепарационные установки, которые могут располагаться на расстоянии 7 км от месторождения, и последующим транспортом нефтегазовой эмульсии в однофазном состоянии до ЦСП на расстояния более чем 100 км. Данная система сбора позволяет не только сконцентрировать производственные мощности и снизить затраты на постройку доп. станций и перекачку, а так же увеличивает пропускную

способность транспортной системы. Это происходит из-за снижения вязкости энергоресурса. Существенным недостатком данной системы сбора является необходимость использования пластовой воды для ППД, а обратная транспортировка воды занимает некоторое количество ресурсов.

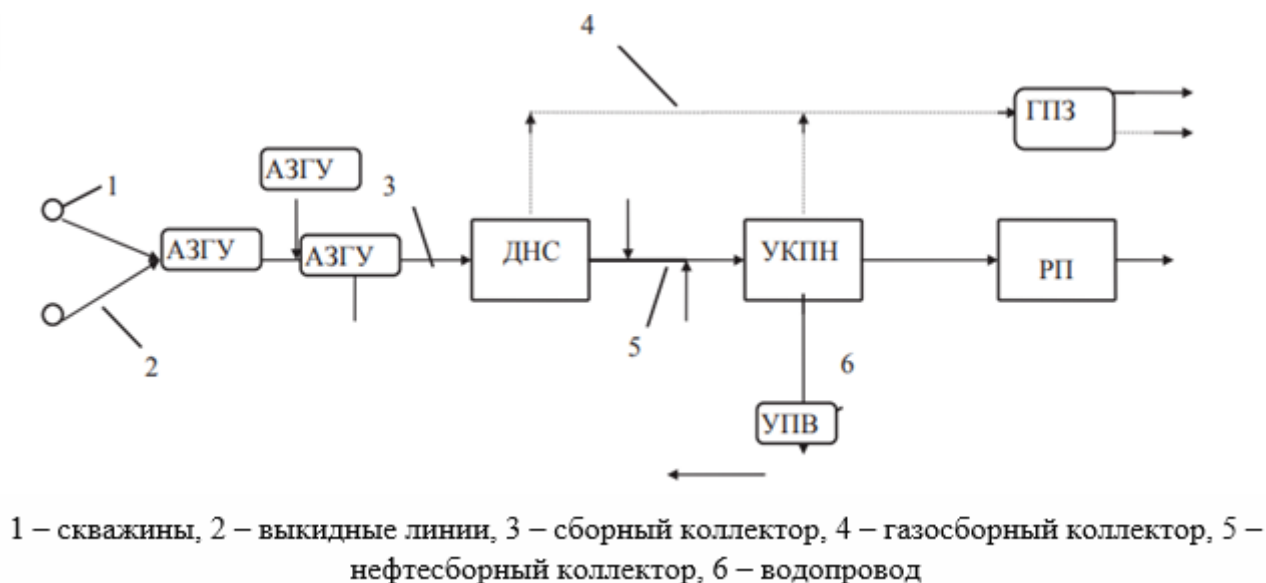


Рисунок 3.1 Схема сбора и транспорта нефти:

Сепарация нефти

Сепарация газа заключается в разделении нефти от газа. Данный процесс осуществляется вследствие снижения давления, повышения температуры головных углеводородов, а также вследствие молекулярных смещений нефти и других компонентов, которые содержатся в продукции.

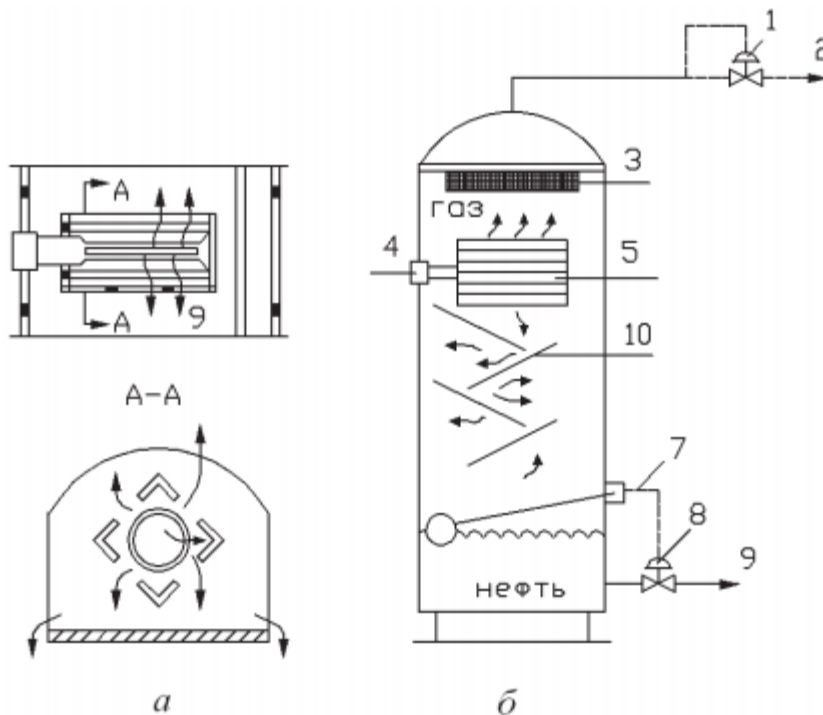
Сепарация нефти производится по всему пути движения потока: в скважине, в сепараторах, в шлейфе, в нефтяном коллекторе, в РВС на месторождении и за пределами, а также при её перемещении водным либо ЖД путём.

Сепараторы, которые применяются на нефтяных промыслах, условно делятся на следующие виды:

- 1) по применению: для замеров/сепарации
- 2) по положению в пространстве и внешней форме: в виде цилиндров, сфер, горизонтальные, вертикальные либо наклонные
- 3) по принципу работы: с помощью гравитации, инерции либо с помощью центробежных сил
- 4) по рабочему давлению: вакуумные, низкого, среднего либо высокого давления
- 5) по числу ступеней сепарации – первой, второй, третьей и т. д.;

б) по разделению фаз – двухфазный (нефть + газ), трехфазный (нефть + газ + вода).

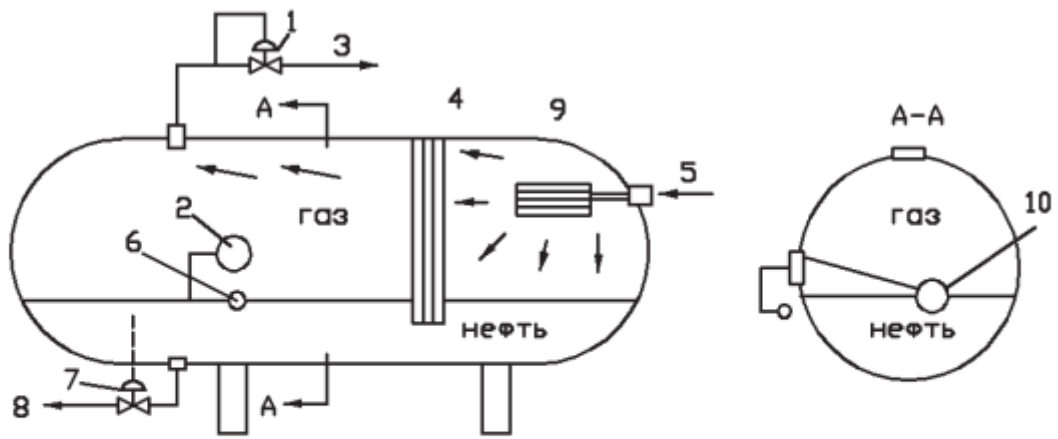
На рисунке 3.2 представлен вертикальный сепаратор.



а – выход продукции скважины в сепаратор; б – газоотделитель для пенной нефти; 1 – регулятор давления; 2 – вывод газа; 3 – насадка для пленочной сепарации; 4 – ввод продукции скважины; 5 – отбойник газа; 6 – конструктивный узел отбойника газа; 7 – регулятор уровня нефти; 8 – диафрагменный исполнительный клапан; 9 – нефть; 10 – дефлекторы для улучшения отделения газа

Рисунок 3.2 Вертикальный сепаратор:

На первой ступени сепарации нефти от газа положительно себя зарекомендовал горизонтальный сепаратор, который представлен на рисунке 3.3



1 – регулятор давления газа; 2 – поплавок; 3 – вывод газа; 4 – поверхность пленочной сепарации лопастного типа; 5 – ввод продукции скважины; 6 – регулятор уровня; 7 – диафрагменный исполнительный клапан; 8 – вывод нефти; 9 – отбойник газа; 10 – поплавок

Рисунок 3.3 Горизонтальный газосепаратор

Кроме этого имеются конструкции вертикальных сепараторов, в которых кроме сепарации происходит замер поступившей продукции, поэтому такие системы называют мерниками. Отличие их от обычных сепараторов заключается в том, что в секцию сбора жидкости вмонтирована соответствующая аппаратура (счетчик с интегратором). В мерниках, а также в нефте-газо-водосепараторах иногда предусматривается увеличение температуры жидкости за счёт её подогрева, соответственно для ускорения разделения и уменьшения высоты образующейся пены. Подогрев происходит в печи, которая вмонтирована в газовый сепаратор, топливом для печи выступает газ.

Замерно-сепарационные установки

Замерно-сепарационными называют установки, в которых происходит замер объёма продукции скважины, а также сепарация газа, и в некоторых случаях нефти и пластовой воды, с твёрдыми механическими примесями. Данные установки являются одними из основных элементов систем сбора нефти. В том случае, если ЗСУ обслуживает только одну скважину, её называют индивидуальной, если более одной – групповой замерно-сепарационной установкой.

Индивидуальная установка может состоять из газосепаратора и мерника, в некоторых случаях мерник размещается в газосепараторе. Групповая ЗСУ в своём составе имеет распределительную батарею, к которой подключаются скважины, мерник, газосепаратор и в некоторых случаях подогреватель, в котором происходит разделение газа, воды и нефти.

На рисунке 3.4 представлена совмещённая индивидуальная замерно-сепарационная установка, в которой происходит замер воды и нефти.

На данный момент известно несколько конструкций ЗСУ.

К плюсам индивидуальных ЗСУ относятся возможность более точного измерения объема поступающей продукции скважины. Так как исключается влияние других скважин на измерение при негерметической запорной арматуре групповых установок. К минусам можно отнести высокий удельный расход металла, а также территориальную трудность их обслуживания.

К плюсам групповых ГЗУ перед индивидуальными можно отнести:

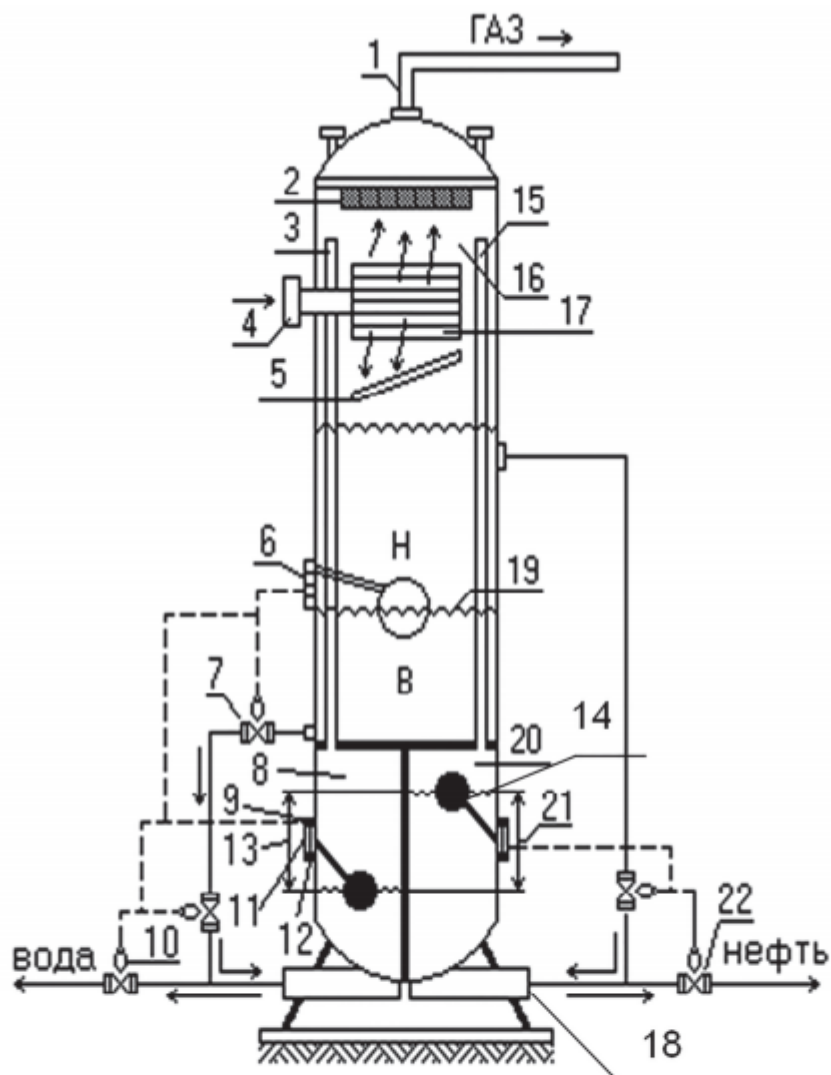
1. сокращение удельного расхода металла;
2. сокращение штата рабочих, обслуживающих установку;
3. система сбора нефти более компактна.

Недостатки у групповых замерно-сепарационных установок следующие:

1. При совместном движении нефти и газа по трубопроводам дополнительно образуется нефтяная эмульсия в достаточно большом объеме по длинному участку трубы, чем при использовании индивидуальных установок, которые соединяют скважины с установкой. Данный нюанс имеет большое значение при использовании фонтанного и компрессорного способа добычи нефти.

2. Вода, проходящая через запорную арматуру и через места с резким изменением направления движения в распределительной батарее, подвергается дополнительному диспергированию.

3. В случае, если при отсутствии герметичности вода попадает в мерник, результаты замеров производительности скважин могут быть неверными.



1 – вывод газа; 2 – насадка; 3, 15 – трубка для газа; 4 – ввод продукции скважины; 5 – дефлектор; 6 – регулятор уровня с поплавком, плавающим на водоразделе; 7 – вывод воды; 8 – секция для замера воды; 9 – сервоклапан; 10 – вывод замера воды; 11 – счетчик; 12 – привод счетчика; 13 – секция для воды калиброванная; 14 – поплавок; 16 – секция для газа; 17 – отбойник газа; 18 – вывод нефти; 19 – водораздел; 20 – секция для замера нефти; 21 – секция для нефти калиброванная; 22 – вывод замеренного объема нефти

Рисунок 3.4 Совмещенная вертикальная индивидуальная замерно-сепарационная установка

Обезвоживание и обессоливание нефтей

Теоретические основы обезвоживания нефти

Принцип разделения нефти от воды заключается в разнице плотностей, таким образом при отстаивании эмульсии нефть поднимается вверх, а капли воды опускаются на дно резервуара. Эффективность данной операции зависит от вязкости нефти. Гравитационное разделение нефти от воды наиболее простой вариант, но не самый эффективный. Кроме этого существуют более эффективные методы:

термохимическое обезвоживание с применением давления и без, а также электрообезвоживание.

Седиментация капель воды является первым направлением. Простыми словами под действием силы тяжести в процессе отстоя эмульсии капли воды осаждаются и скапливаются на дне резервуара.

Зарядка и организация перемещения частиц воды в электрическом поле является вторым направлением. Суть заключается в том, чтобы капли воды перемещались за пределы объёма нефти.

Под действием электрического поля капли воды способны собираться на электродах либо специальных пористых перегородках и стекать на дно резервуаров.

С целью избежания образования, а так же для разрушения уже образовавшейся нефтяной эмульсии часто используют деэмульгаторы – ПАВ, которые, в сравнении с природными эмульгаторами способствуют более качественному снижению стойкости эмульсии. Действие деэмульгаторов заключается в адсорбации на поверхности раздела фаз, вытеснения и замещения менее активных природных поверхностно-активных природных эмульгаторов.

У деэмульгаторов есть свойство обволакивать механические примеси и способствовать их выведению из нефти.

Ниже приведён список свойств, которыми должен обладать деэмульгатор, используемый для разрушения эмульсий:

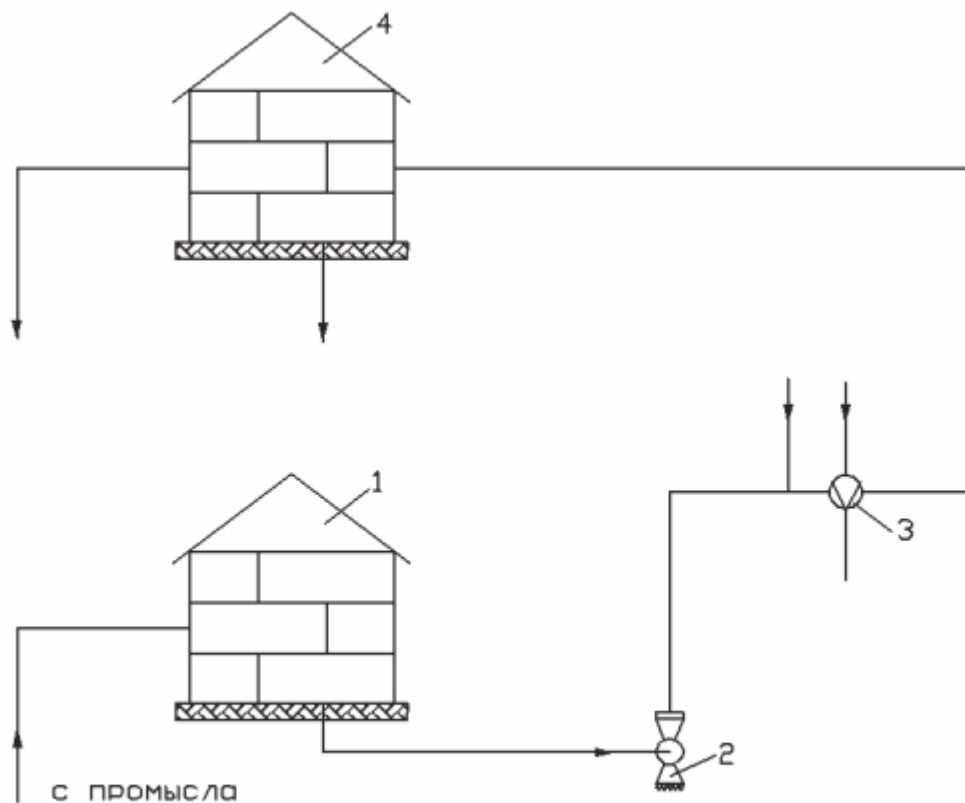
- способностью проникать на поверхность раздела фаз нефть–вода,
- вызывать флокуляцию и коалесценцию глобул воды,
- хорошо смачивать поверхность механических примесей.

Термохимическое обезвоживание

Термохимические установки делятся на установки, работающие под избыточным давлением и атмосферным.

Самыми распространёнными установками в нефтяной промышленности являются установки, работающие под атмосферным давлением.

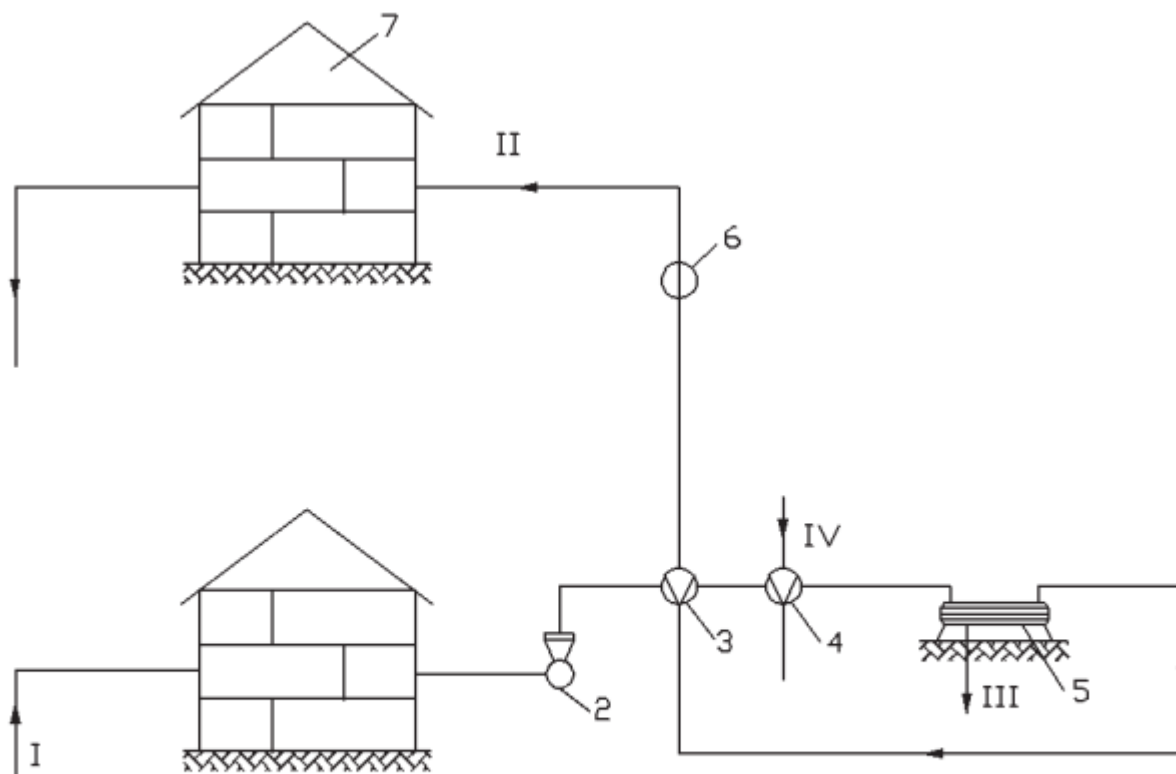
Свободная от газа нефтяная эмульсия через сборные коллекторы поступает в приёмные резервуары, откуда при помощи насосов подаётся через паровые подогреватели и затем в отстойные резервуары. На рисунке 3.6 показана принципиальная технологическая схема термохимической установки, работающей под атмосферным давлением.



1 – сырьевой резервуар; 2 – насос; 3 – паровой подогреватель; 4 – товарный резервуар.

Рисунок 3.6 Схема термохимической установки (без давления):

При использовании установки под повышенном давлении сокращаются расходы на топливо для подогрева нефтяной эмульсии.



1 – сырьевой резервуар; 2 – насос; 3 – теплообменник; 4 – пароподогреватель; 5 – отстойник; 6 – холодильник; 7 – товарный резервуар; I – сырая нефть; II – обезвоженная нефть; III – пластовая вода; IV – водяной пар

Рисунок 3.7 Принципиальная технологическая схема термохимической установки (под давлением):

Сами по себе термохимические методы не получили большого применения при эксплуатации и переработке нефти. Но при сочетании с установкой электрического обессоливания их применение осуществляют практически на всех заводских электрообессоливающих установках.

Электрическое обезвоживание и обессоливание

Достаточно широкое применение в заводской и промышленной практике нашёл электрический способ демульсации. Верно подобранные режимы оказывают положительное влияние практически на любую нефтяную эмульсию.

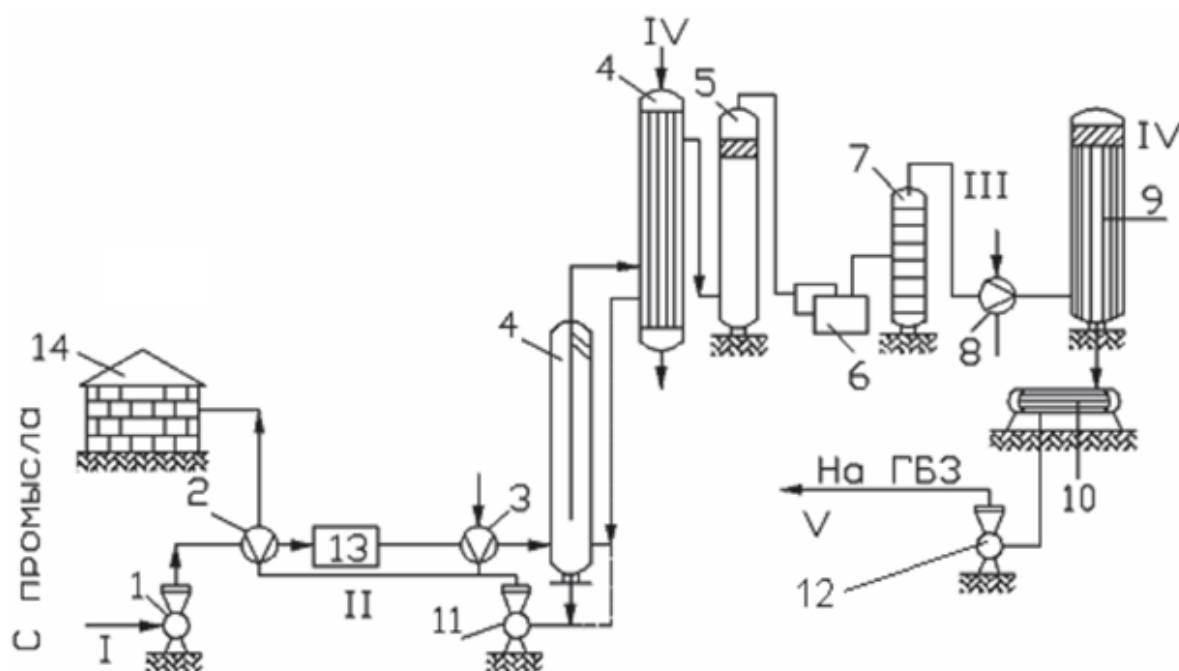
Наличие солёной воды повышает проводимость нефти, соответственно эмульсии типа вода в нефти достаточно эффективно подвергаются электрическому воздействию.

По характеру электрического поля электрические методы делятся на применение переменного и постоянного напряжения промышленной и высокой частоты.

Капли воды стремятся расположиться вдоль силовых линий электрического поля при прохождении через него.

Стабилизация нефти. Фракционированная конденсация газообразных фракций

На рисунке 3.8 представлен процесс стабилизации на стабилизированных установках.



1, 11, 12 – насосы; 2 – теплообменники; 3 – подогреватели; 4 – трапы – стабилизаторы, фракционированный конденсатор; 5 – газосепаратор; 6 – компрессор; 7 – маслоотделители; 8 – конденсаторы-холодильники; 9 – бензосепараторы; 10 – емкость бензина; 13 – блок обезвоживания и обессоливания; 14 – товарные резервуары; I – сырая нефть; II – стабильная нефть; III – парогазовая смесь; IV – газ; V – нестабильный бензин; VI – вода

Рисунок 3.8 Принципиальная технологическая схема установки по подготовке нефти при стабилизации однократным испарением и фракционированной конденсацией:

Основу установки составляют теплообменники, подогреватели, холодильники, бензо-сепараторы и др.

Требования к качеству товарной нефти

Свойства, обеспечивающие их пригодность для использования по назначению, понимают под качеством нефти. Данные свойства разделяются на две группы: физико-химическую и эксплуатационную группы.

На практике нефть характеризуется уровнем качества. Оптимальным считается такой, при котором удовлетворяются требования потребителей. К физико-химическим относятся свойства, которые характеризуют состояние нефти и нефтепродуктов и их состав.

К примеру, качество нефти, удовлетворяющее требованиям НПЗ, должно соответствовать ГОСТ Р 51858-2002. В таблице 3.1 представлены показатели качества согласно ГОСТ Р 51858-2002.

Таблица 3.1

№ п.п	Наименование показателя	Нормы для групп нефти		
		1	2	3
1	Массовая доля воды, в % не более	0,5	0,5	1,0
2	Содержание хлористых солей, мг/дм ³	100	300	900
3	Массовая доля мех. примесей, в % н/б	0,05	0,05	0,05
4	Давление насыщенных паров, кПа / мм.рт.ст. не более	66,7 / 500	66,7 / 500	66,7 / 500

Показатели качества товарной нефти

Требования к качеству газа

Показатели качества товарного газа основаны на следующих требованиях:

- а) при транспортировке газ не должен вызывать процессы коррозии
- б) при транспортировке не должно образоваться соединений воды
- в) газ не должен вызывать затруднения при использовании

Для удовлетворения требований по газу необходимо определение точки росы по воде, содержание углеводорода, содержание сернистых соединений, а также содержание механических примесей и кислорода.

Содержание кислорода достаточно важный показатель, так как при содержании кислорода более 1% газ становится взрывоопасным. Помимо этого, повышается риск развития коррозии.

Система сбора газа

Нефтяной газ содержит меркаптаны, сероводород, конденсирующиеся углеводороды, механические примеси

Данные компоненты могут привести к отравлению людей и к закупорке оборудования, а так же к выходу из строя оборудования и прочих технологических цепочек.

С целью предотвращения данных негативных факторов газ подвергается тщательной подготовке.

Подготовка газа состоит из следующих мероприятий:

- Осушка газа
- Очистка газа от сероводорода и двуокиси углерода
- Отбензинивание газа

На установке осушки газа (УОГ) в основном производят осушку газа с целью предотвращения образования в нём гидратов.

Предварительный сброс пластовой воды из скважинной продукции

Нефтегазовые сепараторы не предназначены для отделения воды из скважинной продукции.

Поэтому на месторождениях широко распространены установки предварительного сброса воды (УПСВ), на которых применяются горизонтальные сепараторы, у которых имеются преимущества по сравнению с вертикальными. К ним относятся: высокая пропускная способность, лучшее качество сепарации и простота обслуживания.

На данный момент широкое применение нашли сепараторы типа ОГ-200. Предназначены они для разделения воды от нефти в промежутках между первой и последней ступенях сепарации.

Перед тем, как закачать в пласт подтоварную воду подготавливают. Цель подготовки заключается в доведении эксплуатационных свойств до необходимых до распределения воды в систему ППД. Процесс фильтрования применяется для отстаивания воды. Кроме этого применяется следующее оборудование: отстойники пластовой воды, резервуары отстойники, нефтеловушки, пескоотделители, и пруды отстойники.

Продукция скважин имеет высокую обводнённость (70 – 88 %), и высокую естественную температуру (30 – 42 С). Сочетание этих двух благоприятных факторов позволяет организовать достаточно глубокий (до 10-15 %) предварительный сброс воды на месторождении без дополнительного нагрева продукции скважин, при естественной температуре, при невысоком расходе деэмульгатора и с минимальным объёмом отстойного оборудования.

Требования, предъявляемые к нагнетаемой в продуктивный пласт воде следующие:

- недопустимо высокое содержание мех. примесей и железа (до 20 мг/л)
- недопустимо высокое содержание эмульгированной нефти (до 35 мг/л);
- недопустимо высокое содержание в воде сероводорода, диоксида углерода, водорослей и микроорганизмов.

3.2 Рекомендации по совершенствованию системы сбора и промышленной подготовки нефти, газа и воды

В соответствии с условиями и специфическими особенностями добываемой продукции, а именно высокими пластовыми давлениями, значительным содержанием сероводорода, меркаптанов, создающих коррозионную опасность для оборудования и трубопроводной системы, наличием воды, обуславливающим возможность гидратообразования, высоким содержанием хлористых солей в попутно добываемой воде мы рекомендуем использовать высоконапорную одноструйную систему сбора и подготовки промышленной нефти, газа и пластовой воды. Так же рекомендуем дополнительно использовать сепараторы для разделения продукции, установки обессоливания и сероотделения, так как продукция Тенгизского месторождения высокосернистая и с большим содержанием солей, УОГ и станций компримирования газа для закачки в пласт, так как ППД производится закачкой газа.

3.3 Технологические расчеты системы сбора и промышленной подготовки нефти, газа и пластовой воды

Расчёт вертикального газового гравитационного сепаратора

В гравитационных сепараторах осаждение происходит под действием силы тяжести.

Качественная очистка газа от механических примесей и жидкой производится в случае, если расчетная скорость движения газового потока в сепараторе меньше скорости осаждения жидких и твердых частиц, движущихся под действием силы тяжести в потоке газа, т.е:

$$w_r < w,$$

где w_r – скорость перемещения восходящего газового потока в установке, м/с.

w - средняя скорость оседания капельной жидкости или твердой взвеси в газовом потоке, м/с.

Скорость восходящего потока газа в вертикальном сепараторе с учетом давления и температуры сепарации можно вычислить, зная величину объемного расхода газа и диаметра установки:

где V_0 - объёмный расход газа при нормальных условиях ($P_0 = 0,10135$ Мпа и $T_0 = 273,3$ К), м³/сут;

$$w_z = \frac{V_0 P_0 T_z}{86400 F P T_0}, \quad (3.1)$$

$$F = \frac{\pi \cdot D^2}{4}, \quad (3.2)$$

Сделав численные расчёты получим:

$$w_2 = 5,47 \cdot 10^{-3} \frac{V_0 T_z}{D^2 P} \quad (3.3)$$

$$V_0 = \frac{0,013 \cdot 0,9 \cdot 2 \cdot 10^6}{5,47 \cdot 10^{-3} \cdot 343 \cdot 0,99} = 12597 \text{ м}^3 / \text{сут} \quad (3.4)$$

Скорость оседания частицы шарообразной формы можно определить по формуле Стокса:

$$w_y = \frac{d^2 (\rho_{жс} - \rho_z) g}{18 \mu_z}, \quad (3.5)$$

$$w_2 = \frac{(25 \cdot 10^{-6})^2 (800 - 20,15) \cdot 9,81}{18 \cdot 16 \cdot 10^{-6}} = 0,0166 \text{ м/с} \quad (3.6)$$

Иногда есть необходимость применять кинематическую вязкость газа:

где ν , - кинематическая вязкость газа при давлении и температуре сепарации, $\text{м}^2/\text{с}$.

$$w = \frac{d^2 (\rho_{жс} - \rho_z) g}{18 \nu_z \rho_z}, \quad (3.7)$$

В расчётах на практике принимается:

$$w_H = 1,2 w_T, \quad (3.8)$$

Подставив значения выражений получаем:

$$w_2 = \frac{w_H}{1,2} = \frac{0,016}{1,2} = 0,013 \text{ м/с} \quad (3.9)$$

или, проделав вычисления, получим:

$$\frac{d^2(\rho_{ж} - \rho_z)g}{18\nu_z\rho_z} = 1,2 \cdot 5,47 \cdot 10^{-3} \frac{V_0 T_z}{D^2 P}, \quad (3.10)$$

или

$$V_0 = 84 \frac{D^2 P d^2(\rho_0 - \rho_z)}{T\nu_z\rho_z z} \quad (3.11)$$

При помощи этой формулы можно провести расчёты по пропускной способности газа, приняв во внимание тот факт, что твёрдые и жидкие частицы осядут на дно.

$$V_0 = 84 \frac{D^2 P d^2(\rho_0 - \rho_z)}{T\mu_z z}, \quad (3.12)$$

$$V_0 = 84 \frac{0,9^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot (25 \cdot 10^{-6})^2 \cdot (800 - 20,15)}{343 \cdot 16 \cdot 10^{-6} \cdot 0,99} = 12207 \text{ м}^3 / \text{сут}. \quad (3.13)$$

Расчет вертикального жидкостного гравитационного сепаратора

Расчёты проводятся для понимания в какой момент скорость поднятия уровней жидкости $w_{ж}$ будет меньше скорости поднятия пузырей газа $w_{г}$:

$$w_{ж} < w_{г}$$

$$w_{г} = 1,2 \cdot w_{г} = 1,2 \cdot 0,000340 = 0,004 \text{ м/с}$$

(3.14)

Скорость всплывания пузырьков газа в жидкости обычно определяется по формуле Стокса:

где d_z - расчетный диаметр пузырьков газа, всплывающих в жидкости, м.

$$w_u = \frac{d_z^2(\rho_0 - \rho_z)g}{18\mu_z}, \quad (3.15)$$

$$d_z = \sqrt{\frac{18\mu_z w_z}{(\rho_u - \rho_z)g}} = \sqrt{\frac{18 \cdot 14 \cdot 10^{-3} \cdot 0,004}{(800 - 20,15) \cdot 9,81}} = 0,00036 \text{ м} \quad (3.16)$$

Плотность газа в условиях сепарации определим по формуле:

$$\rho_z = \rho_0 \frac{PT_0}{P_0T_z}, \quad (3.17)$$

где ρ_0 - плотность газа при стандартных условиях, кг/м³.

Скорость подъема уровня жидкости в сепараторе зависит от объемного дебита и площади поперечного сечения сепаратора F , а именно:

$$w_{ж} = \frac{q_{ж}}{86400F} \quad (3.18)$$

Принимая во внимание:

$$w_{ж} = \frac{q_{ж}}{86400F} \leq w_{ж} = \frac{d_z^2(\rho_{жс} - \rho_z)g}{18\mu_{жс}}, \quad (3.19)$$

$$w_x = \frac{187 \cdot 4}{86400 \cdot 3,14 \cdot 0,9^2} = 0,00310 \text{ м/с} \quad (3.20)$$

Сделав расчёт, получаем:

$$q_{ж} = 86400 \cdot 0,785 D^2 \frac{d_z^2(\rho_{жс} - \rho_z)}{18\mu_{жс}}, \quad (3.21)$$

$$q_{жс} = 36964 \cdot D^2 \frac{d_z^2(\rho_{жс} - \rho_z)}{18\mu_{жс}} \quad (3.22)$$

$$q_{жс} = \frac{36964 \cdot 0,9^2 \cdot 0,00036^2 \cdot (800 - 20,15)}{14 \cdot 10^{-3}} = 216,148 \text{ м}^3 / \text{сут}, \quad (3.23)$$

Результат подходит под заданный ранее объём жидкости (187 м³ /сут.).

3.4. Выводы по главе

Промысловый сбор и подготовка флюидов заключается в методическом изменении состояния скважинных флюидов, а также других составляющих. Целью сбора и подготовки продукции на промысле служит получение товарной продукции, пригодной для дальнейшей переработки на нефте-газо-перерабатывающих заводах. Исходя из полученной информации весь технологический процесс сбора и подготовки после разделения продукции условно можно разделить на два потока: нефтяного и газового.

Была описана актуальная схема сбора и транспорта нефти, графически представлены сепараторы, рассмотрена индивидуальная замерно-сепарационная установка. Затронуты темы обезвоживания, обессоливания, сепарации и стабилизации нефти.

Расчёт вертикального гравитационного сепаратора по газу и жидкости был проведён в программе MS Excel, и представлен в MS Word для удобства представления уравнений.

4. Экономическая часть

4.1. Техничко-экономические показатели разработки месторождения

В данном разделе была описана экономическая часть проекта опытно-промышленной эксплуатации Тенгизского месторождения. Расчет производился в соответствии с параметрами бизнес-плана СП «ТШО» и охватывал период 4-х лет.

Начальным годом строительства опытно-промышленной эксплуатации и добычи нефти принят 2006г.

В таблице 4.1 приведены данные по объемам поставок нефти СП «ТШО» различными видами транспорта в страны СНГ и в государства дальнего зарубежья.

Таблица 4.1

Наименование Транспорта	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2006 - 2009 гг.
Железнодорожный	3	4	5	8	20
Трубопроводный (в ближнее зарубежье)	2	3	4	1	10
Трубопроводный (в дальнее зарубежье)	5	6	7	9	27
Итого	10	13	16	18	57

Объемы поставок нефти различным потребителям по видам транспорта в период с 2006 по 2009 гг., млн. т

Предполагается, что попутный газ частично используется на месторождении для собственных нужд, а оставшаяся часть сжигается на факелах. В будущем рекомендуется создать проект по обратной закачке сжиженного попутного нефтяного газа.

СП «ТШО» покрывает все требуемые объемы финансов по капитальным вложениям и эксплуатационным расходам. Прогнозные расчеты основных экономических параметров произведены в целом, без раздела продукции между СП «ТШО» и Правительством Республики Казахстан.

Капитальные вложения

В объёме капитальных вложений учитывались следующие затраты:

- на бурение 21 новой эксплуатационной скважины;
- обустройство устьев скважин;
- закупку внутрискважинного оборудования;
- выкидные линии;
- углубление 9 скважин до их проектной глубины;

- расконсервацию 9 скважин;
- проведение 30 капитальных ремонтов;
- целевой ремонт скважин в не полностью разработанных зонах промысла;
- реконструкцию завода по подготовке нефти с увеличением мощности до 8,5 млн. т (1998-1999 гг.);
- расширение заводских мощностей
- завершение строительства завода второго поколения и строительство 5-й нитки завода с доведением мощности подготовки до 11 млн. т. (2000-2001 гг.);
- на объекты инфраструктуры;
- объекты по транспортировке нефти;
- реконструкцию существующих объектов;
- на капитализированные геолого-разведочные работы.

Реконструкция завода предусматривала устранение факторов, мешающих увеличению мощностей КТЛ-1 и КТЛ-2 до уровня 8.5 млн. тонн в год.

Обеспечение работы и модернизация объектов инфраструктуры включали в себя объединение складов служб материального обеспечения и питания, восстановление железнодорожной ветки, центра отдыха, ремонт столовых, усовершенствование сетей промбазы, расширение больницы и приобретение автотранспорта.

По информации и связи планировалось усовершенствование систем радиосвязи, телефонной связи, а также компьютерного и программного обеспечения.

По транспортировке нефти планировалось создание фондов по расширению экспортных возможностей

По геолого-разведочным работам - новые сейсмические исследования.

В таблице 4.2 представлены эксплуатационные расходы и расчётные амортизационные отчисления за период 2006-2009 г.

В доходной части производится расчет валового дохода предприятия от продажи нефти без учета оплаты акциза за сырую нефть, так как весь объем извлеченной нефти экспортировался.

Помимо этого, учитывались ожидаемые доходы от продаж гранулированной серы, которая поставляется в СНГ. Для этого планируется ввести установку, которая позволит гранулировать серу.

А также предполагается продажа кондиционных пропана и бутана в Казахстане, СНГ и Европе.

Таблица 4.2

Наименование позиции	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2006 – 2009 г.
Производство	125	133	135	139	532
Проекты (Завод Второго поколения, Новая система сбора, Закачка Газа)	300	284	152	113	849
Трудовые ресурсы	11	13	9	9	42
Маркетинг	7	7	6	7	27
Связь с правительством и общественностью	2	3	4	3	12
Другие	11	11	7	7	36
Всего	456	451	313	278	1498

Эксплуатационные расходы, млн. долл. США.

В таблице 4.3 приведены расчетные амортизационные отчисления СП «ТШО» в 2006-2009 г. (в соответствии с бизнес-планом).

Таблица 4.3

Наименование показателя	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Амортизационные отчисления, млн. долл. США	118.9	123.7	181.9	185.8

Расчетные амортизационные отчисления СП «ТШО» в 2006-2009 гг.

Налоги и финансовые отчисления

Расчет проводился в соответствии с действующей законодательной системой налогообложения в Республике Казахстан.

При расчетах учитывались следующие налоги и неналоговые платежи:

- налог на добавленную стоимость и акцизы
- отчисления не предусматривались, так как экспортная продукция освобождается от налогообложения согласно договоренности между правительством РК и компанией ТШО
- налог на прибыль
- 30 % от суммы налогооблагаемой прибыли;
- налог на дивиденды - 15% от суммы дивидендов;
- соц. страхование, мед. страхование, пенсионный фонд и содействия занятости
- налог на имущество - 0,1% от стоимости производственных и непроизводственных фондов юридического лица;
- земельный налог - по ставке 95 долларов за 1 га земли;

- отчисления в дорожный фонд - 0,5 % от объема реализованной продукции в стоимостном выражении;

- роялти - 8 % от объема реализованной продукции в стоимостном выражении.

4.2 Расчет экономической эффективности

Для того, чтобы определить экономическую эффективность закачки газа в пласт, определим прирост по добыче после проведения работ по ППД за промежуток времени в один год, $Tэ=1$ год.

За один год в среднем дебит скважины составлял $q1 = 629$ т/сут, а после закачки газа в пласт - $q2 = 744$ т/сут. Коэффициент эксплуатации фонтанных скважин равен $Kэ = 0,895$.

Объем добычи до проведения мероприятий по закачке газа в пласт за один год будет равен:

$$Q1=q1 \cdot Tэ \cdot Kэ=629 \cdot 365 \cdot 0,895=205478,5\text{т/год};$$

(4.1)

Объем добычи после работ за один год будет равен

$$Q2=q2 \cdot Tэ \cdot Kэ=744 \cdot 365 \cdot 0,895=243046,2\text{т/год}.$$

(4.2)

Прирост добычи за один год составит:

$$\Delta Q=Q2-Q1;$$
$$\Delta Q = 243046,2-205478,5= 37567,7 \text{ т/год}.$$

(4.3)

Определение эксплуатационных расходов до проведения мероприятия.

При расчётах экономической эффективности в качестве исходных данных используют данные о текущих и основных затратах.

Текущие затраты включают все расходы, связанные с производством и реализацией продукции за период времени.

Основные затраты включают оплату труда, соц. нужды, амортизационные расходы и пр.

Основные показатели для расчётов приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4

Наименование	Объем
Удельный расход электроэнергии на 1 т добытого сырья, кВтч/т	56
Удельный расход электроэнергии на закачку 1 м ³ газа, кВтч/м ³	2,5
Стоимость электроэнергии, тг/кВт*час	4,51
Количество рабочих на единицу скважины действующего фонда, раб/скв.	2
Зарплата одного работника ППП, тг/раб в год	4558400
Социальное страхование, пенсионный фонд и т.д., % от ФОТ	31
Затраты на сбор, подготовку и транспортировку 1 т добытого сырья, тг/т	11287,96
Норма амортизации основных производственных фондов (ОПФ), % от ОПФ	6,7
Текущие ремонтные работы, % от ОПФ	1,2
Общие производственные затраты, % от суммы прямых и косвенных затрат	21
Внепроизводственные затраты, % от себестоимости	1

Основные показатели для произведения расчетов

Годовой расход на электроэнергию на добычу рассчитан из расчета необходимого количества электроэнергии на производство 1 т сырья. Затраты на электроэнергию до закачки газа составляют:

$$Z_э = Q_1 \cdot P_э \cdot Ц_э$$

Где Q_1 – объемы добытого сырья в течении года до закачки, т;

$P_э$ - количество энергии на производство 1 т сырья, кВт·час/т

$Ц_э$ – стоимость электроэнергии, тг/кВт·час;

$$Z_э = 205478,5 \cdot 56 \cdot 4,51 = 51895649,96 \text{ тг.} \quad (4.4)$$

Фонд оплаты труда определяем по следующей формуле:

$$Z_{ПП} = N_ч \cdot S_3 / п \cdot Ф_{скв}$$

Где $N_ч$ - количество рабочих на единицу скважины действующего фонда, раб/скв;

$S_3 / п$ – среднегодовая зарплата рабочего, тг.

$Ф_{скв}$ – количество скважин действующего фонда.

$$Z_{ПП} = 2 \cdot 4558400 \cdot 1 = 9116800 \text{ тг}$$

(4.5)

Отчисления на социальные нужды составляют 31% от ФОТ.

$$\underline{Зор} = \underline{Зпп} \cdot 0,31$$

$$\underline{Зор} = 9116800 \cdot 0,31 = 2836208 \text{ руб.} \quad (4.6)$$

Амортизационные отчисления определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

В данном случае амортизационные отчисления определяются из начальной стоимости одной скважины:

$$\underline{Аг} = (\underline{Сп} \cdot \underline{На}) / 100 \%$$

Где $\underline{Сп}$ – начальная стоимость скважины, руб.

$\underline{На}$ – норма амортизации, %

$$\underline{Аг} = 33089840 \cdot 6,7 / 100 = 2217019,28 \text{ руб.} \quad (4.7)$$

Затраты на сбор, подготовку и транспортировку сырья определяются по следующей формуле:

$$\underline{Зстп} = \underline{Зуд} \cdot \underline{Q1},$$

Где $\underline{Зуд}$ - затраты на сбор, подготовку и транспортировку 1 т сырья, руб/т;

$$\underline{Зстп} = 11287,96 \cdot 205478,5 = 2319433088,86 \text{ руб.} \quad (4.8)$$

Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования включают в себя текущие и капитальные ремонты наземного и подземного оборудования скважин, амортизационные отчисления и т.д.

Затраты на текущие и капитальные ремонты скважин включают в себя также дополнительные расходы (выплаты, аренда транспортных средств и т.д.). Затраты по этой статье расходов будем рассчитывать, как 1,2% от начальной стоимости скважины:

$$\underline{Зт.р} = 1,2\% \cdot \underline{С} / 100\% \quad (4.9)$$

$$\underline{Зт.р} = 1,2 \cdot 33089840 / 100 = 397078,08 \text{ руб.}$$

Общие производственные затраты включают в себя затраты на управление и организацию производства и составляют 21% от суммы прямых и косвенных затрат:

$$З_{оопр} = 21\% \cdot (Зэ + Зпп + Зор + Аг + Зстп + Зтр) / 100\%$$

$$З_{оопр} = 21 \cdot (51895649,96 + 9116800 + 2836208 + 2217019,28 + 2319433088,86 + 397078,08) / 100 = 501038127,2778 \text{ тг.} \quad (4.10)$$

Внепроизводственные затраты связаны с реализацией продукции потребителям:
 $З_{вп} = 1 \cdot 2886933971,4578 / 100 = 28869339,714578 \text{ тг.}$

По итогам расчетов составляем таблицу 4.5, где указаны все затраты по статьям калькуляции для одной скважины до закачки, а также рассчитываем себестоимость 1 т сырья до закачки газа.

$$C1 = Зг / Q1$$

Где Зг – итоговая годовая сумма по статьям калькуляции, тг.

$$C1 = 2915803311,172378 / 205478,5 = 14190,3 \text{ тг/т} \quad (4.11)$$

В результате до закачки газа себестоимость 1 т сырья в годовом исчислении составляет 14190,3 тг/т

Таблица 4.5

Статьи калькуляции	Сумма, тг
Электрoэнергия	51895649,96
ФОТ	9116800
Социальные отчисления (31 %)	2836208
Статьи калькуляции	Сумма, тг
Амортизация скважины	2217019,28
Сбор, подготовка и транспортировка сырья	2319433088,86
Текущий ремонт	397078,08
Общие производственные затраты	501038127,2778
Внепроизводственные затраты	28869339,714578
ИТОГ	2915803311,172378

Затраты по статьям калькуляции для одной скважины до закачки

Определение эксплуатационных расходов после закачки газа.

Эксплуатационные расходы после закачки включает затраты на работы по закачке газа в пласт, а также расходы на добычу дополнительных объемов сырья.

Эксплуатационные затраты по закачке газа в пласт можно выразить следующей формулой:

$$З_1 = З_{отб} + З_{трансп} + Ам,$$

Где $З_{отб}$ - затраты по оплате труда бригад, задействованных в процессе мероприятия;

$З_{трансп}$ - транспортные расходы;

$Ам$ - амортизационные отчисления ОПФ.

(4.12)

Затраты по оплате труда включают оплату труда бригад подземного ремонта скважин, оплату труда бригад по строительству трубопроводов, оплату труда бригад по установке компрессоров.

Расчет оплат труда бригад показан в таблице 4.6

Таблица 4.6

Наименование бригады	Стоимость часа работы, тг/час	Норма времени, час	Стоимость работ, тг
Бригады по подземному ремонту скважин	25 341	37	937 617
Бригада по строительству трубопроводов	8 541	29	247 689
Бригада по установке компрессоров	4 502	5	22 510
Итого			1 207 816

Расчет оплаты труда бригад по проведению мероприятий

Затраты на транспорт включают в себя транспортные расходы по доставке компрессоров и труб. Расчеты сведены в таблицу 4.7.

Таблица 4.7

Наименование	Стоимость 1 км, тг/км	Расстояние от базы до скважины, км	Всего, тг
Доставка компрессоров	425,2	20	8 504
Доставка труб для строительства трубопроводов	425,2	20	8 504
Итого			17 008

Расчет транспортных расходов

Расчеты амортизационных отчислений приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8

Наименование объекта	Балансовая стоимость, тг	Годовая норма амортизации, %	Амортизационные отчисления, тг
Компрессорная станция	4 150 100	8,3	344 458
Трубопроводы	2 500 000	6,7	167 500
Итого			511 958

Расчет амортизации ОПФ

По результатам расчетов, приведенных в таблицах определим затраты на проведение мероприятия по формуле:

$$З_1 = 1\,207\,816 + 17\,008 + 511\,958 = 1\,736\,782 \text{ тг.}$$

После проведения работ мы получаем дополнительный объем сырья.

Расходы на добычу дополнительных объемов сырья состоят из затрат на сбор, подготовку и транспортировку, а также затрат на проведение мероприятия.

Расходы на электроэнергию:

$$З_э = 243046,2 \cdot 56 \cdot 4,51 = 61383748,272 \text{ тг.}$$

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

$$З_{зг} = N_{рг} \cdot Эн \cdot Ц_э \cdot Q_1$$

Где $N_{рг}$ - норма расхода газа на 1 т добываемого сырья, м³ /т

Эн – норма расхода электроэнергии на закачку 1 м³ газа, кВт*ч/м³

$$З_{зг} = 2,6 \cdot 2,5 \cdot 4,51 \cdot 243046,2 = 7124899,353 \text{ тг/скв.} \quad (4.13)$$

Затраты на сбор, подготовку и транспортировку дополнительных объемов сырья:

$$З_{стп} = 243046,2 \cdot 11287,96 = 2543495783,752 \text{ тг.}$$

Общие производственные затраты:

$$З_{опр} = 21 \cdot (61383748,272 + 9116800 + 2836208 + 2217019,28 + 2543495783,752 + 397078,08 + 7124899,353) / 100 = 551580022,71477 \text{ тг.}$$

Внепроизводственные затраты:

$$З_{вн} = 1 \cdot 3220151559,45177 / 100 = 32201515,5945177 \text{ тг}$$

По итогам расчетов составляем таблицу 4.9, где указаны все затраты по статьям калькуляции для одной скважины после проведения мероприятия, а также рассчитываем себестоимость 1 т сырья после закачки газа в пласт.

$$C2 = 3г/Q2$$

Где 3г – итоговая годовая сумма по статьям калькуляции, тг.

$$C2 = 3254353075,046288 / 243046,2 = 13389,9 \text{ тг/т} \quad (4.14)$$

В результате себестоимость сырья составила 14212,7 тг/т

Таблица 4.9

Статьи калькуляции	Сумма, тг
Электроэнергия	61383748,272
Затраты на проведение работ по ППД	8861681,353
ФОТ	9116800
Социальные отчисления (31 %)	2836208
Амортизация скважины	2217019,28
Сбор, подготовка и транспортировка конденсата	2543495783,752
Текущий ремонт	397078,08
Общие производственные затраты	551580022,71477
Внепроизводственные затраты	32201515,5945177
ИТОГ	3254353075,046288

Затраты по статьям калькуляции для одной скважины после проведения мероприятия

Определение экономического эффекта проведенных работ.

На основании результатов по статьям калькуляции до и после проведения мероприятий составляем таблицу 4.10 для сравнения основных технико-экономических показателей.

После проведения работ экономический эффект для одной скважины составил +30061183,08 тг.

Таблица 4.10

Статьи и расходы	До проведения работ	После проведения работ	Изменение расходов
Затраты на электроэнергию, тг	51895649,96	61383748,272	+9488098,312
Статьи и расходы	До проведения работ	После проведения работ	Изменение расходов
Затраты на проведение работ по ППД, тг	—	8861681,353	+8861681,353
ФОТ, тг	9116800	9116800	—
Социальные отчисления (21 %), тг	2836208	2836208	—
Амортизация скважин, тг	2217019,28	2217019,28	—
Сбор, подготовка и транспортировка сырья, тг	2319433088,86	2543495783,752	+424062694,892
Текущий ремонт, тг	397078,08	397078,08	—
Общие производственные затраты, тг	501038127,2778	551580022,71477	+92541895,43697
Внепроизводственные затраты, тг	28869339,714578	32201515,5945177	+5332175,8799
Итого, тг	2915803311,172378	3254353075,046288	+538549763,87
Добыча сырья, т	205478,5	243046,2	+37557,7
Себестоимость 1т сырья, тг	14190,3	13389,9	-800,4
Экономический эффект, тг		+ 30061183,08	

Сравнение основных технико-экономических показателей

Где N – прирост добычи сырья за один год, т/год

$$\text{Эгод} = (14190,3 - 13389,9) \cdot 37557,7 = +30061183,08 \text{ тг}$$

$$\text{Эгод} = (C1 - C2) \cdot N$$

(3.14)

Вывод: Экономическая эффективность применения ЗСГ в условиях месторождения Тенгиз составила для одной скважины + 30061183,08, тг.

5. Охрана и безопасность труда

5.1. Опасные и вредные факторы на предприятии.

Анализ опасных и вредных факторов

В процессе работы существуют множество факторов, способных нанести вред как работникам предприятия, так и окружающей среде. Для исключения аварий, взрывов, ожогов, отравлений, пожаров необходимо строгое соблюдение технологического регламента:

- Высокий уровень автоматизации, и уровня механизации процессов.
- Бесперебойное питание от двух независимых синхронно работающих источников питания.
- Качественная бесперебойная работа всех систем сигнализации аварийных ситуаций, блокировок, контрольно-измерительных приборов.
- Системы контроля воздушной среды, систем пожарной сигнализации, пожаротушения, пункты связи, промывки глаз и пр. должны содержаться в исправном состоянии.
- Вентиляционные установки должны работать согласно регламенту.
- Постоянный визуальный осмотр герметичности трубопроводов и аппаратов при рабочем давлении, а также с помощью контроля качества воздуха и состояний окружающей среды.
- Проведение инструктажей по охране труда и техники безопасности
- Своевременный и качественный ремонт оборудования и др.

5.2 Мероприятия по обеспечению безопасности труда

Любые технологические процессы должны обеспечивать полную безопасность рабочего персонала и населения.

- На закрытых помещениях объектов сбора, подготовки и транспортировки должна иметься система по контролю воздушной среды, синхронную с системой отключения оборудования, в том числе перекрытие задвижек.
- На системах управления должны иметься устройства по предупреждению отключения аппаратов.
- Все системы должны быть закрытыми, а скважины быть герметичными.
- На всех объектах сбора и подготовки должна иметься технологическая схема с указанием аппаратов, номеров задвижек, кранов, направлений потоков, соответствующих их проектной технологической схеме

- Любые изменения в технологические процессы, схемы, регламент, аппаратное оформление и пр. могут вноситься только при наличии нормативно-технической и проектной документации, согласованной с организацией - разработчиком технологического процесса и проектной организацией - разработчиком проекта.

- Не допускается реконструкция, замена элементов технологической схемы без наличия утверждённого плана.

- Аппаратура, которая контактировала с сернистой нефтью, и не используемая в действующей технологической схеме должна быть отключена, промыта, пропарена.

Технические мероприятия

Средства коллективной и индивидуальной защиты

Все сотрудники предприятия обеспечиваются комплектом СИЗ, который используется для защиты глаз, органов дыхания, кожи и других частей тела от вредного воздействия, с которым они могут столкнуться при выполнении своих обязанностей.

В таблице 5.1 приведен список имеющейся в наличии спецодежды и аппаратуры контроля для защиты:

Таблица 5.1

Перечень	Средства защиты
Защита головы	каска (с подшлемником - в холодное время года)
Защита глаз и лица	защитные очки специальные защитные очки (стойкие к химическим соединениям)
Защита слуха	наушники, беруши
Защита рук	перчатки (хлопчатобумажные, для работы в зимних условиях, стойкие к химическим веществам)
Защита тела	куртка зимняя, комбинезон хлопчатобумажный с длинными рукавами, бельё нижнее утеплённое спецодежда стойкая к химическим веществам (непроницаемая) фартуки (стойкие к химическим веществам)
Защита ног	защитные ботинки/сапоги летние, защитные ботинки/сапоги зимние, резиновые сапоги (при выполнении работ с химическими веществами)
Защита органов дыхания	противоылевые респираторы, респираторы со сменным фильтром и картриджем, воздушно-дыхательные аппараты, воздушно-дыхательное оборудование системы «Каскад»
Предохранительные средства защиты	переносной детектор газа (Драгер, Сульфипак, PhD-ультра). Аварийные души, пункты промывки глаз набор искробезопасного инструмента, медицинская аптечка для оказания первой помощи.

Средства коллективной и индивидуальной защиты

Места хранения или использования химически агрессивных веществ обводятся желтой линией шириной в 100 мм по наземному периметру для предупреждения работников или посетителей об опасности зоны и о необходимости выполнения требований перед входом.

Аварийные душевые кабинки и пункты промывки глаз располагаются в стратегических местах, вблизи потенциально опасных объектов согласно схеме размещения оборудования обеспечения безопасности. При попадании агрессивных соединений на открытые участки тела, следует использовать аварийные душевые или пункты промывки глаз для их промывки проточной водой.

Уровни освещения и шума на рабочих местах

Освещение

В таблице 5.2 рассмотрены уровни освещенности для обеспечения минимального среднего освещения в рабочих условиях.

Таблица 5.2

Название	Уровень освещённости
Насосные и компрессорная, генераторные залы, подсобные здания, помещения для	200 люкс на уровне пола
Операторные, конторские помещения и лаборатории	500 люкс на уровне 0,85 выше отметки пола
Мастерские	300 люкс на уровне 0,85 выше отметки пола
Склады и кладовые.	150 люкс на уровне 0,85 выше отметки пола

Уровень освещённости в зданиях

Таблица 5.3

Название	Уровень освещённости
Общие технологические участки	50 люкс на нулевой отметке
Под трубными эстакадами	75 люкс на уровне 0,85 м выше нулевой отметки
Рабочие и обслуживающие площадки	50 люкс на уровне 0,85 м выше отметки площадки
Площадки для взятия отсчетов с приборов	100 люкс на уровне площадок для взятия отсчетов с приборов.
Местные управляющие панели	300 люкс на уровне 0,85 м выше отметки пола
Наружные склады и резервуарные парки	20 люкс
Автостоянки	20 люкс на нулевой отметке
Охранное ограждение	20 люкс на нулевой отметке
Забор по периметру завода	10 люкс на нулевой отметке

Уровень освещённости в наружных площадках

Шум. Уровни давления звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах

Уровни шума от работающего оборудования должны иметь ограничение в 80 ДБ на открытой местности, а также внутри помещений, при измерении на расстоянии в 1 метр от оборудования.

Сигнализация

Сигнализация специально спроектирована с учетом защиты объекта с наиболее незначительным воздействием на состояние окружающей среды на возможный случай возникновения опасной ситуации.

Звуковая и световая сигнализации срабатывают при каких-либо отклонений от заданных параметров технологического режима.

Вентиляция

В момент эксплуатации вся вентиляционная система должна работать исправно и бесперебойно.

Перед запуском вентиляционной системы необходимо убедиться в отсутствии опасных смесей газов в помещениях производства.

Только после проверки вентиляционная система приводится в действие с помощью выключателя, который находится за пределами здания. Если сигнализация пожара срабатывает, вентиляционная система автоматически отключается, для предотвращения перемещения продуктов сгорания по зданию.

Помимо основной вентиляции в насосных и компрессорных зданиях предусмотрена аварийная вентиляция.

Основная вентиляция работает в десятикратном обмене воздуха для компрессорных и в пятнадцатикратном для насосных. Вентиляция состоит из вытяжных и приточных вентиляторов. Приточная вентиляция даёт приток воздуха, а вытяжная соответственно отток воздуха.

Так же дополнительно аварийная вытяжная вентиляция даёт восьмикратный обмен воздуха дополнительно к основной.

Установки, которые находятся в локальных операторских поддерживают в помещении избыточное давление в 5 мм столба, температуру 18-26 °С и влажность в 30-65%. При понижении заданного давления в помещении автоматически срабатывает сигнализация.

Система обнаружения H₂S и газов

Так же предусматриваются детекторы обнаружения утечки газа с целью обнаружения и предупреждения работников об утечке газа при увеличении концентрации газа до 20% и 50% от нижнего предела взрываемости (НВП). При увеличении концентрации газа до 20 % срабатывает предупредительный сигнал и при увеличении до 50 % - аварийный сигнал.

При срабатывании датчиков газа, автоматически включаются вытяжные вентиляторы. Вследствие того, сероводород тяжелее воздуха и скапливается внизу помещения, датчики обнаружения сероводорода устанавливаются непосредственно над уровнем пола.

6. Охрана окружающей среды

6.1. Охрана атмосферного воздуха

Характеристика предприятия, как источника загрязнения атмосферы

Источниками выбросов вредных веществ в атмосферу на Тенгизском месторождении являются:

Таблица 6.1

установка 200- отделение нефти, газа, воды и стабилизация нефти;
установка 300- сероочистка газов диэтанолмином;
установка 400- установки Клауса- получение серы;
установка 500-утилизация «хвостовых» газов
установка 600- отгрузка жидкой и твердой серы;
установка 700- разделение углеводородных газов;
установка 1000- система факелов и дренажа;
установка 0.31 и 0.32- демеркаптанизация нефти;
установка 800- подготовка пластовой воды;
товарные парки № 1,2;
насосная;
склады реагентов;
очистные сооружения;
газотурбинные станции № 1,2;
резервуарный парк;
ЦЗЛ;
РМЦ;
котельная на газовом топливе

Источники выбросов вредных веществ в атмосферу

В качестве источников загрязнений на Тенгизском месторождении выступают: печи, котельные, факелы, трубы установок, а также разгерметизированные соединения трубопроводов, которые появляются в процессе работы оборудования.

В выбросах, которые происходят на месторождении содержатся следующие соединения: сероводород, сернистый ангидрид, двуокись азота, окись азота, меркаптаны, сероокиси углерода, соединения марганца, фториды, соединения кремния, марганца, фтористого водорода, спирт метиловый, аэрозоль серной кислоты и прочие.

Таким образом вещества, которые входят в состав выбросов на месторождении образуют несколько групп суммации:

Таблица 6.2

диоксид азота+ сернистый ангидрид;
сернистый ангидрид+ сероводород;
сернистый ангидрид+ аэрозоль серной кислоты;
сернистый ангидрид+ фтористый водород;
фтористый водород+фториды.

Группы суммации

6.2. Охрана водных ресурсов

Современное состояние вод

Вредное действие на поверхностные и подземные воды может оказываться из следующих источников:

Таблица 6.3

неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые стоки;
поверхностные сточные воды;
дренажные стоки;
аварийные сбросы и переливы сточных вод;
фильтрационные утечки токсичных жидких материалов из ёмкостей, трубопроводов и других сооружений;
выбросы в атмосферу загрязняющих веществ (пыль, аэрозоли), осаждающиеся на поверхности водных объектов и рельеф;
аварийные выбросы и сбросы (разливы нефти, продуктов очистки газа, реагентов и т.п.);
места для хранения материалов и отходов, площадки для транспортировки, организованные в границах промплощадок предприятия;
неорганизованные свалки.
Проектом предусматривается:
использование высокоэффективных процессов производства, малоотходных и безотходных технологических процессов и производств;
рациональное использование водных ресурсов;
реализация передового опыта в вопросах очистки сточных вод;
мероприятия по недопущению загрязнения поверхностных и грунтовых вод промышленными отходами;
реализация инженерных мероприятий по предотвращению аварийных сбросов стоков экологически безопасная эксплуатация производственных объектов;
недопущение попадания продуктов производства и сопутствующих ему загрязняющих веществ на поверхность

Источники вредного действия на поверхностные и подземные воды

Для очистки сточных вод широко используются как проверенные временем, так и современные методы:

- биоочистки
- очисткой флотацией

- тонкослойной очистки
- очистка от H_2S отдувкой УВ газом

Часто находят применение системы оборотного водоснабжения с использованием аппаратов воздушного охлаждения.

Технология микробиологической очистки рассматривает использование аэробных и анаэробных микроорганизмов.

Любые технологии перед использованием согласуются с требованиями природоохранного законодательства РК.

Проект не предусматривает отбор воды на питьевые и технологические нужды из поверхностных и технологических нужд, сброс сточной воды на поверхность земли.

Мероприятия по предотвращению загрязнения вод

За счёт следующих решений минимизируется попадание жидких вредных веществ в окружающую среду:

Таблица 6.4

При нормальной работе объектов ТШО в сеть производственно-дождевой канализации могут поступать сточные воды со следами нефтепродуктов и механическими примесями только при периодической промывке и продувке аппаратов и трубопроводов в соответствии с технологическим регламентом.
В специальных аппаратах накапливаются нефтепродукты из очистных сооружений и периодически возвращаются в технологический процесс.
После процесса обезвоживания механические примеси отправляют на установку по сжиганию шлама.
Стоки, загрязнённые диэтаноломином по системе специальной канализации поступают на микробиологическую установку по очистке аминоксодержащих стоков.
Герметичная система трубопроводов и изоляция наружной поверхности колодцев и подземных сооружений канализации предотвращает попадание бытовых и производственно-дождевых стоков в почву.
Для улавливания и сбора жидких веществ в случае аварийного разлива их из технологических аппаратов на технологических установках в местах установки этих аппаратов предусмотрены оборудованные бетонные площадки. Рабочее состояние задвижек в колодцах после дождеприемников этих площадок перед сбросом в сети внутриплощадочной канализации-закрытое.
Пролившийся на поверхность продукт собирается с помощью передвижных авто-средств и передаётся в дренажные технологические ёмкости установок в первые часы происшествия.
В случае аварийных ситуаций на площадке очистных сооружений канализации, сточные воды аккумулируются в емкостях очистных сооружений общим объемом 12000м, поступление в окружающую среду сточных вод в этом случае не предусматривается.
Технологический процесс подготовки нефти на установке 200 полностью герметизирован. При нормальном технологическом режиме поступление жидких веществ в окружающую среду исключается.
В независимую закрытую дренажную систему производится сток насосов, аппаратов и сосудов.

В две отдельные дренажные ёмкости, которые располагаются на установках 200/1-2 производится сток, содержащий углеводороды и воду по герметичным трубопроводам.
Ёмкости изготавливаются из углеродистой стали и устанавливаются в бетонных колодцах, которые засыпаются гравием после установки оборудования и закрываются бетонными плитами. Все подземные дренажные ёмкости оснащаются насосом, перекачивающим углеводородные стоки в резервуар T1011.
С резервуара T1011 углеводороды поступают обратно на установку 200 для повторной обработки, вода из них откачивается насосом на установку 800.
В случае аварийной ситуации при разгерметизации аппаратуры, трубопроводов, арматуры, углеводороды, находящиеся в жидком виде попадают в открытую подземную систему, которая необходима для сбора воды после промывки асфальтированных площадок, дождевой воды загрязненной углеводородами, воды, используемой для промывки оборудования.
Объём аварийного аппарата напрямую влияет на количество жидкости, которая поступает в систему дренажа при аварии.
В случае превышения давления, в система автоматически перекрывается трубопровод, подающий нефть в установку.
Есть риск выбросов пластовых флюидов при процессе освоения и испытаниях гидродинамических исследований скважин.
Утечки в условиях аварии в процессе испытания, углублении и КРС скважин предусматриваются планом работ на испытание скважин, в т.ч. предусмотрено их аварийное глушение.
Только в случае аварийной ситуации может произойти загрязнение почвы, грунта и водных источников на месторождении, что может произойти в результате некачественного профилактического обследования технического состояния трубопроводов, оборудования и в результате несоблюдения технического регламента
Эффективный отвод поверхностных сточных вод с территории ЦПС.
Искусственное повышение планировочных отметок территории площадок ЦПС.

Решения по минимизации попадания жидких вредных веществ в окружающую среду

6.3. Охрана земельных ресурсов

Основными мероприятиями по охране земельных ресурсов являются:

Таблица 6.5

соблюдение норм отвода земель под буровые работы и линейные сооружения;
ограничение сети грунтовых дорог;

Основными задачами контроля за состоянием почв являются:

Таблица 6.6

регистрация существующего уровня загрязнения почв и изменения ее химического состава;
определение тенденций изменения почв во времени, прогноз уровней загрязнения в будущем;
оценка возможных последствий загрязнения почв. разработка рекомендации по их предотвращению или уменьшению.

Рекультивация нарушенных земель

При строительстве автомобильных дорог производится рекультивация трассовых карьеров и резервов. Технический этап рекультивации включает:

Таблица 6.7

Снятие вскрытого грунта (0.2м) и складирование его в валики, разработку грунта при улоаживании откосов 1:10, планировку дна и откосов карьера, обратную задвижку вскрытого грунта;
При строительстве скважин предусматривается очистка территории буровой от загрязнения и мусора, проведение работ по утилизации шлама, отработанного бурового раствора и сточных вод, засыпка амбаров, планировка грунта, обработка почвы комплексными реагентами;
При строительстве линий связи- при прокладке кабеля способом разрезки грунта ножевым кабале укладчиком на всю глубину прокладки кабеля рекультивации земель не предусматривается;
При строительстве линий электропередачи - по трассе ВЛ рекультивации производится на участках земли, отведенных для опор.
Биологическая рекультивация может быть осуществлена после технического этапа восстановления нарушенных земель, в периоды благоприятные для проведения посевов и посадок, по отдельному проекту.
Противоэрозсионное укрепление почвы предусматривает восстановление растительности посевом кустарников терискена, саксаула, черного жузгуна. Они имеют глубоко проникающую в почву корневую систему.
Биологическая рекультивация производится:
в полосе 100м от периметра площадки скважин;
в полосе 50м по периметру ограждения замерных установок, центрального манифольда.

Технический этап рекультивации

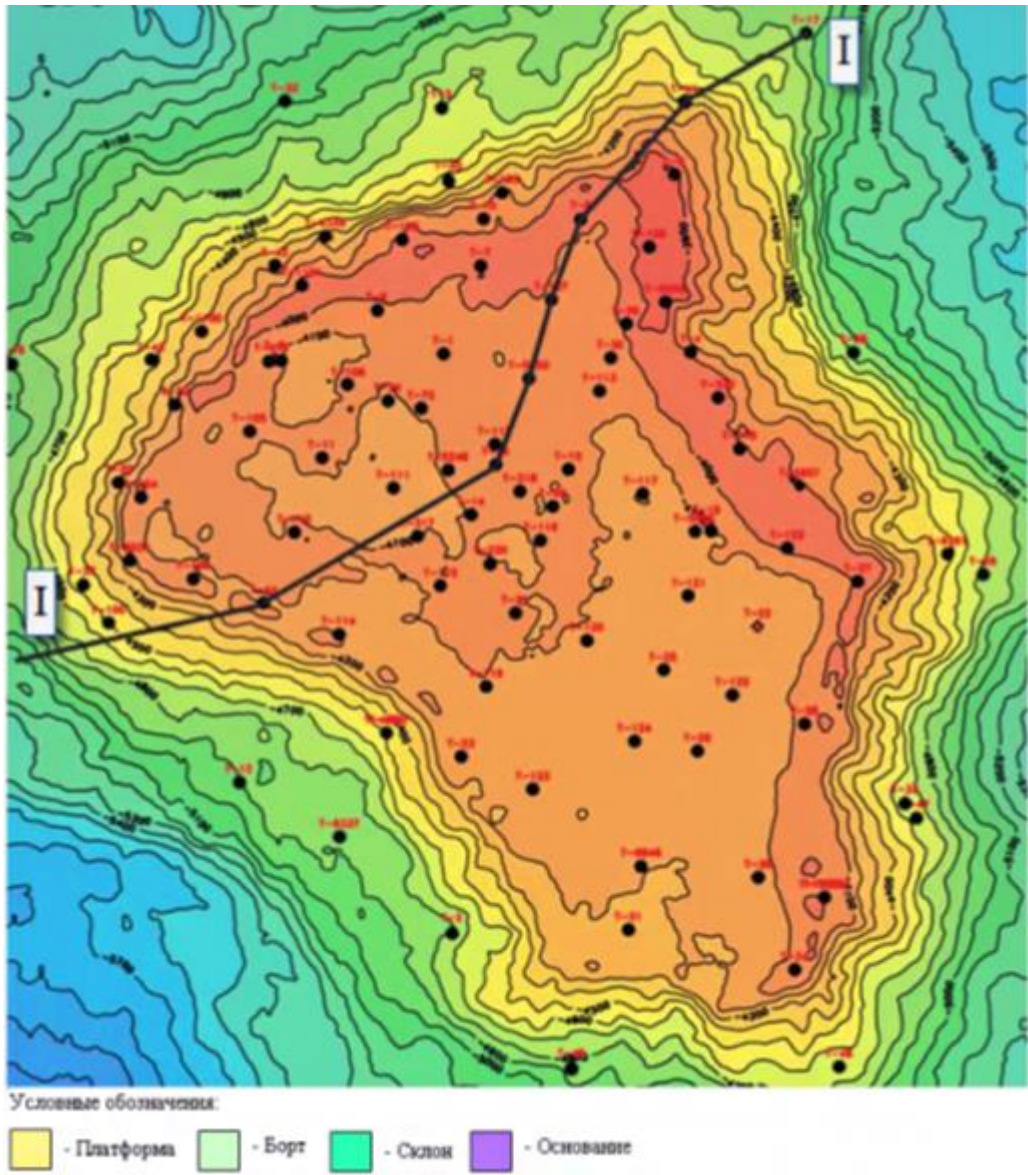
Проблема сейсмичности и проседания

Специалисты СП «ТШО» провели анализ потенциальной опасности наведённой эксплуатацией сейсмичности объекта, проседания почвы и оценки повреждений обсадных колонн в районе месторождения Тенгиз и обозначили ряд следующих вопросов:

- в результате локализованного смещения пластов или образования разрывов создаются наибольшие риски случаев повреждений скважин
- на некачественном цементировании скважин возможны утечки H_2S за пределы старых скважин
- не исключается возможность проседания поверхности земли ниже критических значений и возможно выявление с помощью мониторинга. Но значительного проседания земной поверхности Тенгизского месторождения не ожидается.
- опасность возникновения землетрясений и наведённой эксплуатацией на Тенгизском месторождении сравнительно низка.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Масштаб 1:200000

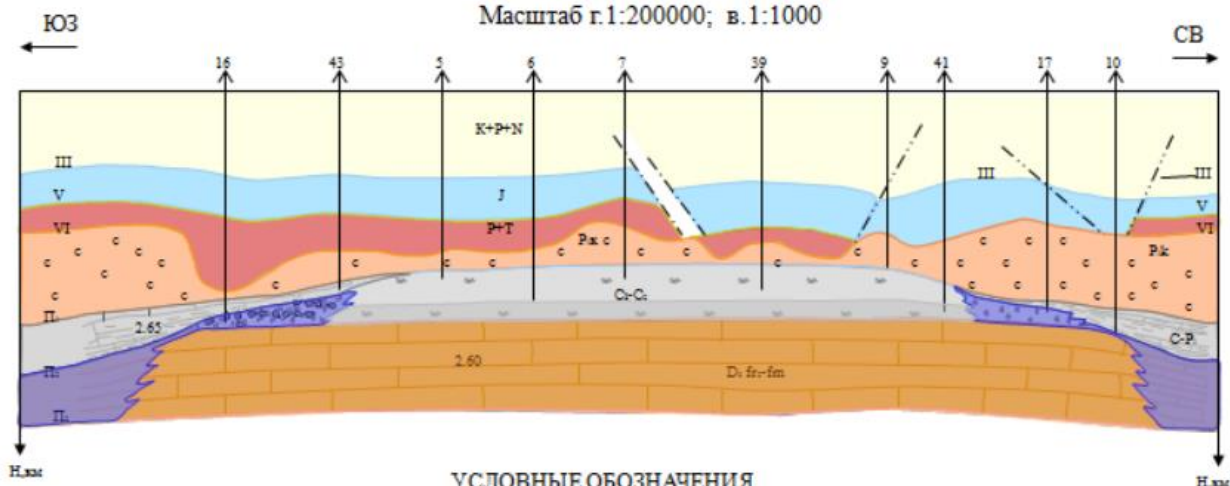


Структурная карта

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

по линии I-I

Масштаб г.1:200000; в.1:1000



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

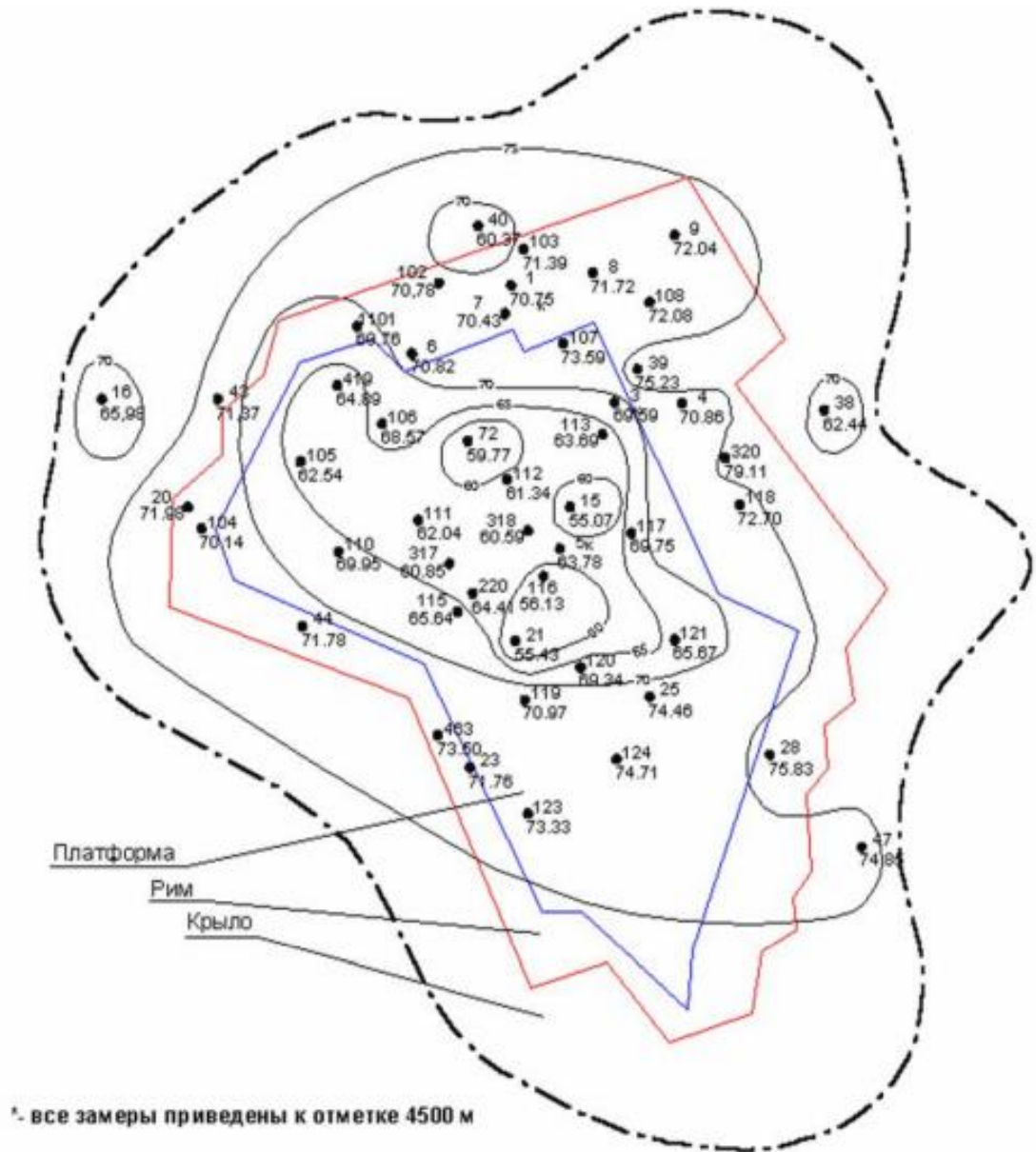
ОБЗОРНАЯ КАРТА



- | | | | | |
|---|-------|--------------------------|---|-----------------------|
| 1 | K+P+N | Структурные горизонты | 6 | Конгломераты |
| 2 | - - - | Соль | 7 | Фациальные изменения |
| 3 | ■ | Девонские отложения | 8 | Геологические границы |
| 4 | ■ | Бортовая часть | 9 | Тектонические разломы |
| 5 | ■ | Каземкугольные отложения | | |

Геологическая модель Тенгизского месторождения в профиль

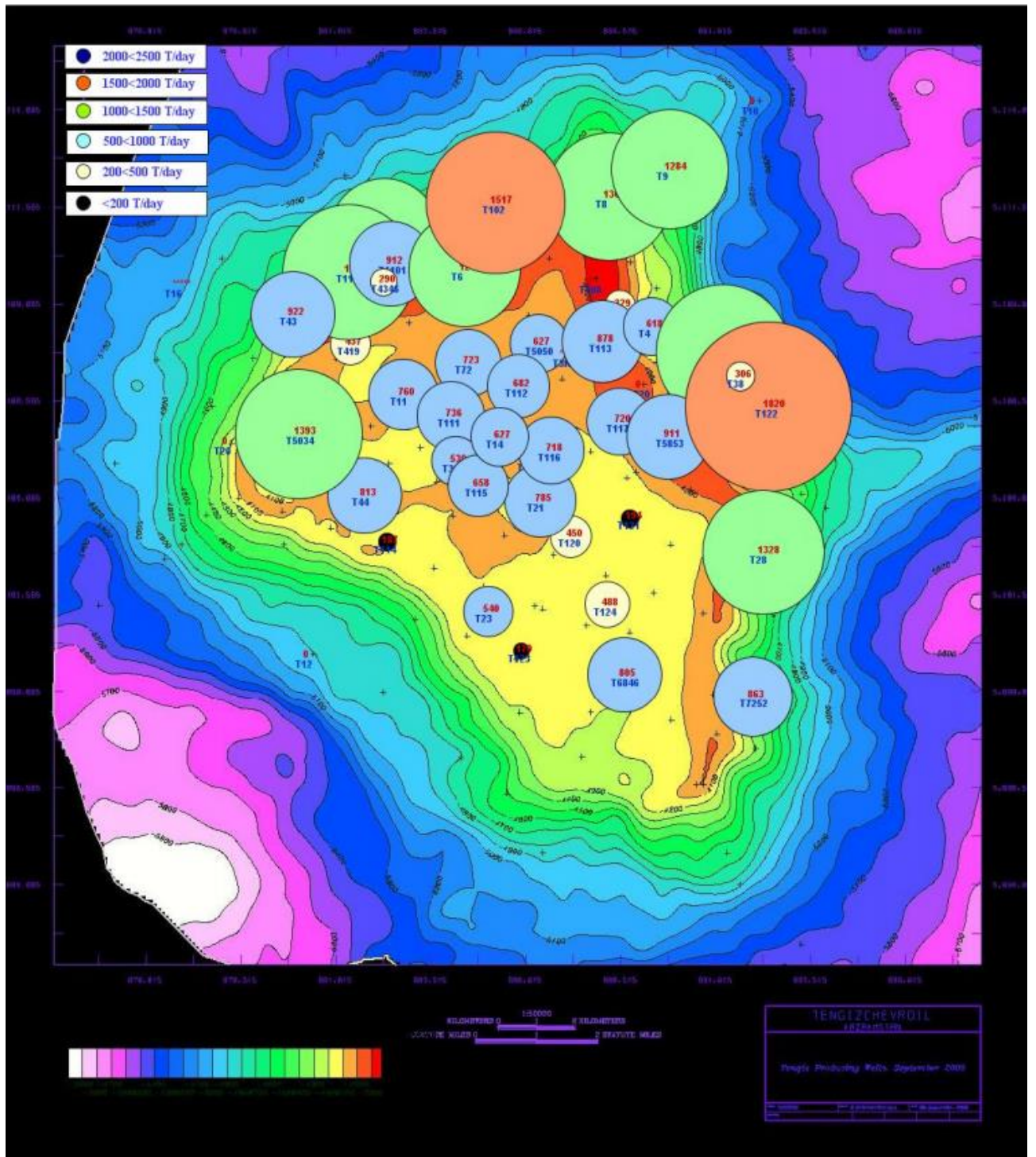
ПРИЛОЖЕНИЕ В



Карта изобар

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Масштаб 1:50000



Карта суточных отборов по месторождению Тенгиз на 27.09.2009 г

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тенгизское месторождение характеризуется сложным геологическим строением, которое разделяется на три стратиграфических объекта. Несмотря на это благодаря исследованиям ТШО месторождение имеет в перспективе продолжение дальнейшей разработки и эксплуатации месторождения. Месторождение с 2004 года разрабатывается при режиме естественного истощения при непрерывном снижении пластового давления за счёт закачки газа в пласт.

Тема данного дипломного проекта была связана с системами сбора и подготовкой нефти, газа и пластовой воды. В соответствии с условиями и специфическими особенностями добываемой продукции, а именно высокими пластовыми давлениями, значительным содержанием сероводорода, меркаптанов, создающих коррозионную опасность для оборудования и трубопроводной системы, наличием воды, обуславливающим возможность гидратообразования, высоким содержанием хлористых солей в попутно добываемой воде мы рекомендуем использовать высоконапорную однетрубную систему сбора и подготовки промысловой нефти, газа и пластовой воды. Так же рекомендуем дополнительно использовать сепараторы для разделения продукции, установки обессоливания и сероотделения, так как продукция Тенгизского месторождения высокосернистая и с большим содержанием солей, УОГ и станций компримирования газа для закачки в пласт, так как ППД производится закачкой газа.

Экономическая эффективность от применения ЗСГ зависит от объёма дополнительно добываемой скважинной продукции в результате применения закачки газа. Наблюдается абсолютная рентабельность проведения ЗСГ в добывающих скважинах с целью интенсификации добычи нефти. Данный факт, в свою очередь доказывает экономическую эффективность применения ЗСГ в условиях месторождения Тенгиз на основании результатов калькуляции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа: Учебник. / Земенков Ю.Д., Александров М.А., Маркова Л.М., Дудин С.М., Подорожников С.Ю., Никитина А.В./ — Тюмень: Издательство, 2015 — 160 с.
2. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1985
3. Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Тенгиз. СП "ТШО", 2005
4. Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355. Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности.
5. Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Тенгиз. СП "ТШО", 2005
6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Е.А. Малов, Ю.А. Дадонов, А.А. Шестаков, В.И. Ефименко, М.С. Глухов, А.Б. Доценко, И.Е. Журавлев. В.Ф. Мартынюк, Р.А. Стандрик, А.И. Соваренко и др. НПО ОБТ, Москва, 1999
7. Джиембаева К.И., Лалазарян Н.В. Сбор и подготовка скважинной продукции на нефтяных месторождениях. Алматы, 2000
8. Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Тенгиз. СП "ТШО", 2005
9. Сыромятников Е.С., Победоносцева Н.Н. Организация, планирование и управление нефтегазодобывающими предприятиями. М.: Недра, 1987.
10. Основы нефтегазопромыслового дела. В.Д.Гребнев, Д.А. Мартюшев, Г.П. Хижняк: Перм. нац. иссл. полит. ун-т. Пермь, 2013.