

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН



Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова
Кафедра «Нефтяная инженерия»

Насонова Ангелина Андреевна
Толымбекова Виктория Андреевна
Тулепов Нурболат Сакенұлы

Обоснование и выбор способа утилизации газа на месторождении Восточный Жагабулак

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

5В070800 - Нефтегазовое дело

Алматы 2021



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

Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
Нефтяная инженерия
Дайров Ж.К., магистр

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

На тему: «Обоснование и выбор способа утилизации газа на месторождении Восточный Жагабулак»

по специальности 5В070800 - Нефтегазовое дело

Выполнили:

Насонова Ангелина Андреевна
Толымбекова Виктория Андреевна
Тулепов Нурболат Сакенұлы

Научный руководитель:

Ассистент-профессор, Доктор PhD

АХЫМБАЕВА Б. С.

Метаданные

Название

Обоснование и выбор способа утилизации газа на месторождении Восточный Жагабулак

Автор

Виктория Тольмбекова, Ангелина Насонова, Нурболат Тулепов

Научный руководитель

Бибинур Ахымбаева

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		46
Интервалы		16
Микропробелы		396
Белые знаки		0
Парафразы (SmartMarks)		69

Объем найденных подоби

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

**25**

Длина фразы для коэффициента подобия 2

**11509**

Количество слов

**88995**

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 ("криптоцитаты").

10 самых длинных фраз

Цвет текста

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	Цвет текста
1	Жаксылыков Алдияр.doc Алдияр Жаксылыков 5/22/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	41	0.36 %
2	https://megaobuchalka.ru/8/26041.html	40	0.35 %
3	Жаксылыков Алдияр.doc Алдияр Жаксылыков 5/22/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	32	0.28 %
4	Жаксылыков Алдияр.doc Алдияр Жаксылыков 5/22/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	32	0.28 %

5	https://students-library.com/library/read/50456-gidratobrazovanie-preduprezdenie-gidratobrazovania	27	0.23 %
6	https://heljstat.ru/avtomaticheskaya-grupovaya-zamernaya-ustanovka-agzu-model-sputnik-am-40-14-400/	27	0.23 %
7	Жаксылыков Алдияр.doc Алдияр Жаксылыков 5/22/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	25	0.22 %
8	https://qoi-online.org/484822	25	0.22 %
9	Жаксылыков Алдияр.doc Алдияр Жаксылыков 5/22/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	24	0.21 %
10	Жаксылыков Алдияр.doc Алдияр Жаксылыков 5/22/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	22	0.19 %

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 (3.80 %) ■

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Жаксылыков Алдияр.doc Алдияр Жаксылыков 5/22/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	409 (29)	3.55 %
2	Умбетов Арнур.docx Арнур Умбетов 6/21/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	18 (2)	0.16 %
3	Скруббер установки производства битума Баумваль Эмиль 12/13/2016 Azerbaijan State University of Oil and Industry (ASUOI) (Neft-qaz avadanlığı_41)	10 (1)	0.09 %

из интернета (2.26 %) ■

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	https://qoi-online.org/484822	73 (5)	0.63 %
2	https://heljstat.ru/avtomaticheskaya-grupovaya-zamernaya-ustanovka-agzu-model-sputnik-am-40-14-400/	57 (5)	0.50 %
3	https://students-library.com/library/read/50456-gidratobrazovanie-preduprezdenie-gidratobrazovania	45 (3)	0.39 %
4	https://megabuchalka.ru/8/26041.html	40 (1)	0.35 %
5	https://knowledge.allbest.ru/manufacture/2c0b65625b3bc69b4c53b88421216c26_0.html	27 (3)	0.23 %
6	https://core.ac.uk/download/pdf/249365994.pdf	18 (2)	0.16 %

Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

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



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

Обучающемуся: Насонова А.А., Толымбекова В.А., Тулепов Н.С..

Тема: «Обоснование и выбор способа утилизации газа на месторождении Восточный Жагабулак» Утверждена приказом Ректора Университета № 2131 - б от "24" ноября 2020 года
Срок сдачи законченной работы «18» мая 2021 года

Исходные данные к дипломной работе

Краткое содержание дипломной работы:

- а) Геолого-физическая характеристика
- б) Проблема утилизации газа на месторождении.
- в) Методы утилизации нефтяного газа.
- г) Актуальность переработки газа.
- д) Организационно-экономическое обоснование проекта
- е) Расчёт затрат по созданной разработке
- ж) Расчёт экономического эффекта от использования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): климатическая карта, структурная карта, стратиграфический разрез по линии 1-1, горизонтальная скважина, пробуренная в породе с напластованием, вертикальное сечение горизонтальной скважины, полуавтоматическое устройство для испытаний на сжатие/изгиб 65- L11G2/C, испытание свойств горной породы при трехосном сжатии, геометрия преобразования напряжений для искривленной скважины, годовые эксплуатационные затраты до внедрения мероприятия; показатели экономической эффективности от внедрения мероприятия по утилизации попутного нефтяного газа.

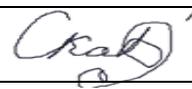
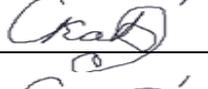
Представлены 23 слайдов презентации работы

Рекомендуемая основная литература: из 11 наименований

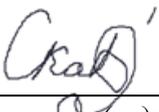
ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
Геологическая часть	25.02.2021	Выполнено
Технологическая часть	17.03.2021	Выполнено
Экономическая часть	11.04.2021	Выполнено
Заключительная часть	03.05.2021	Выполнено

Подписи
консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу

Наименование разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Ахымбаева Б.С. асс-т-п-р; Доктор PhD	25.02.2021	
Технологическая часть	Ахымбаева Б.С. асс-т-п-р; Доктор PhD	17.03.2021	
Экономическая часть	Ахымбаева Б.С. асс-т-п-р; Доктор PhD	11.04.2021	
Заключительная часть	Ахымбаева Б.С.. асс-т-п-р; Доктор PhD	03.05.2021	

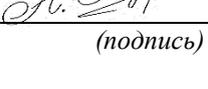
Научный руководитель


_____ (подпись)

Ахымбаева Б.С
(Ф.И.О.)

Задание приняли к исполнению обучающиеся


_____ (подпись)

_____ (подпись)

_____ (подпись)

Насонова А.А.,

Толымбекова В.А.,

Тулупов Н.С..

Дата

"13" мая 2021 г.

АННОТАЦИЯ

Настоящая дипломная работа «Обоснование и выбор способа утилизации нефтяного газа на месторождении Восточный Жагабулак» составлен по фактическим материалам системы сбора месторождения Восточный Жагабулак. Описаны геолого-физические характеристики, выбор объекта разработки, технико-экономические показатели вариантов разработки, техника и технология добычи нефти, экономическая часть, охрана труда, охрана окружающей среды и научная часть.

АНДАТПА

Бұл, «Шығыс Жагабулак кен орнында мұнай газын пайдалану әдісін таңдау және оның тиімділігін дәлелдеу» дипломдық жұмыс, Шығыс Жагабулак кен орнында жиналған нақты мәліметтерден құралады. Анықтамалық қолжазбасы: кен орнының геологиялық сипаттамасы, өндіру объектісін таңдау, игеруді жобалау үшін геологиялық кәсіпшілік, мұнай және газ өндіру техникасы мен технологиясы, экономикалық бөлім, қабаттарды игеруді бақылау, еңбекті қорғау, қоршаған ортаны қорғау және ғылыми бөлімі. Кен орнының геологиялық сипаттамасында кен орнының геологиялық құрылысы бойынша мәліметтер көрініс тапқан.

ANNOTATION

The present degree work "Reasoning and Choice of the way of utilization of petroleum gas on a field East Zhagabulak" is formed on actual materials of gathering facilities of a field East Zhagabulak collected on the field. Geological and physical reservoir characteristics, choice of the object of development, techno-economic measures of variants of development, technology of the petroleum production, economic part, labour protection, environmental protection and scientific part are described below.

Содержание

АННОТАЦИЯ	3
АНДАТПА	3
ANNOTATION	3
ВВЕДЕНИЕ	6
1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	7
1. 2 Коллекторские свойства продуктивных пластов	13
1. 3 Свойства и состав пластовых флюидов.	16
2. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	22
2.1 Выбор объекта разарботки	22
2.1.1 Обоснование и выбор методики расчета	22
2.1.2 Расчет РНМ	22
2.2 Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки	25
2.2.1 Обоснование предельных толщин пласта для размещения скважин и сроков выработки извлекаемых запасов	25
2.2.2 Технологические показатели вариантов разработки	25
2.2.3 Экономические показатели вариантов разработки	26
2.2.4 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр	28
2.3 Техника и технология добычи газа	29
2.3.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования.	29
2.3.1.1 Фонтанная эксплуатация скважин	30
2.3.1.2 Анализ работы оборудования на месторождении	30
2.3.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	31
2.3.2.1 Техника и технология очистки и защиты от парафина	32
2.3.2.2 Мероприятия предотвращения образования гидрата и удаления забивки в стволе скважин с высоким газонефтяным фактором	33
2.3.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	34
2.3.4 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения	35
2.3.5 Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих	

агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	35
2.4 Утилизация нефтяного газа на месторождении Восточный Жагабулак	36
2.4.1 Существующее состояния использование попутного газа на месторождение Восточный Жагабулак	36
2.4.2 Обзор литературы по вопросу утилизации попутного нефтяного газа	37
2.4.3 Описание предлагаемой установки	40
2.4.4 Технологический расчет сепарационной установки	43
2.4.4.1 Расчет вертикального гравитационного сепаратора по газу	43
2.4.4.2 Расчет вертикального гравитационного сепаратора по жидкости	45
3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	54
3.1 Организация труда и заработная плата	54
3.2 Структура и расчет эксплуатационных затрат	55
3.2.1 Расчет эксплуатационных затрат до внедрения мероприятия	55
3.2.2 Расчет эксплуатационных затрат после внедрения мероприятия	60
3.3 Расчет капитальных вложений	65
3.4 Определение экономического эффекта от внедрения мероприятия за каждый календарный год.	67
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	69
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	71

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефтегазовая отрасль является одной из приоритетных в экономике нашей республики. Поэтому одним из направлений увеличения объёмов добычи нефти и газа является включение в эксплуатацию нефтяных и газовых площадей, разведанных в ранее, но законсервированных по причине прекращения разведки на данных площадях.

Проектирование проводки скважин на таких площадях является очень сложной работой, так как такие проекты должны предусматривать все необходимые мероприятия, предупреждающие возможные осложнения, которые могут возникнуть при проводке скважины.

Утилизация попутного нефтяного газа является глобальной проблемой для всех нефтяных компаний. Способы решения этой проблемы рассмотрены в специальной части данного проекта.

Данная работа состоит из пояснительной записки, состоящей из обоснований, предлагаемых рекомендаций для работы, соответствующих расчётов и прилагаемой графической части.

1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Восточный Жагабулак находится в Мугалжарском районе Актюбинской области.

Ближайшим населенным пунктом является п. Жагабулак размещенный в 5 км к северо-западу от месторождения. Расстояние до областного центра – г. Актобе 230 км. Имеется связь с городом - автомобильными дорогами.

Климат района резко континентальный : в летний период жаркий и сухой , а в зимний период морозный климат, с резкими суточными и сезонными колебаниями температуры воздуха. Местность характеризуется сильными ветрами, вызывающими летом сухие ветра и песчаные бури, а зимой снежные бураны.

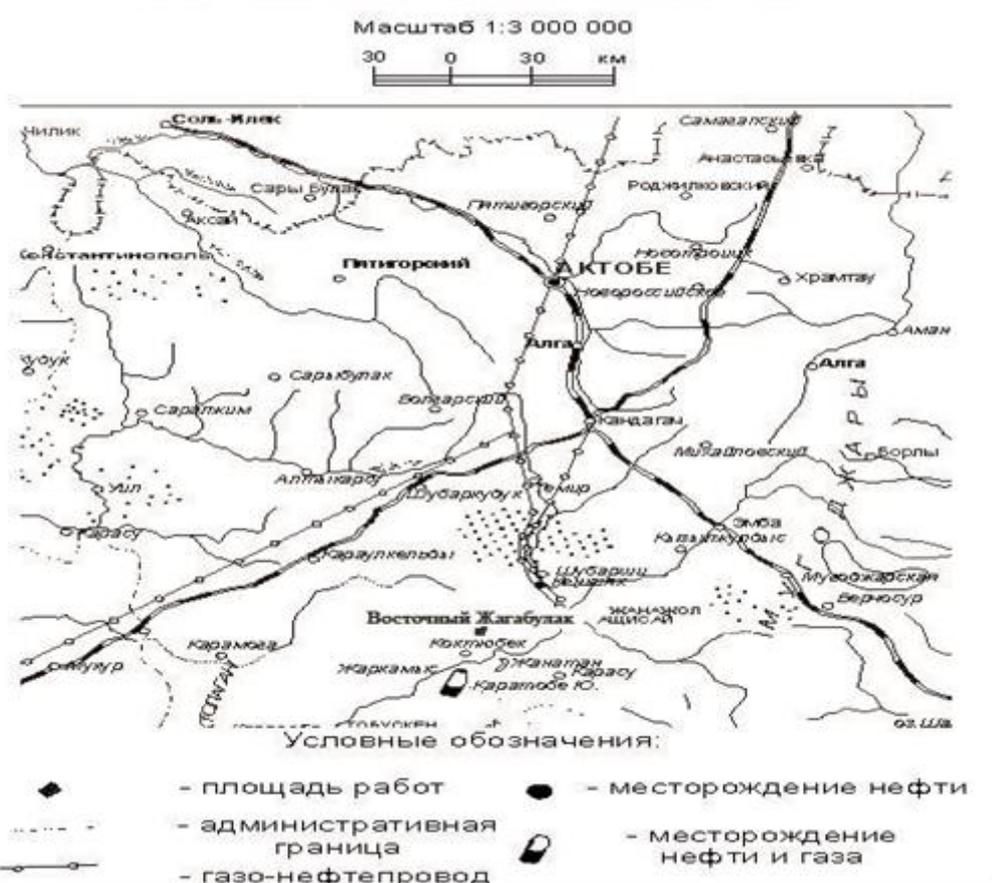


Рисунок 1 – Обзорная карта

Таблица 1.1 - Климатические условия:

климатический район	111
дорожно-климатическая зона	1V
средняя температура года	2,6°С
жаркий месяц	Июль, +40°С
холодный месяц	Январь, - 45°С
снежный покров	30см
среднегодовое количество осадков	200мм.

Поисково-разведочные работы на площади Восточный Жагабулак были начаты на основании рекомендации тематической партии ПО «Актюбинскнефть» МНГП СССР.

На основании «Проекта поисково-разведочных работ на площади Восточный Жагабулак», составленного институтом «ВолгоградНИПИ нефть », в 1989 - 1990 г. прошло бурение поисковой скважины №211, глубиной 4501 м. Скважина имела плановую глубину 5200 м, но было приостановлено бурение по техническим причинам на глубине 4501 м.

Сейсмические исследования, которые были проведены в 1990–1992г. ПО «Эмбанефтегеофизика» зафиксировали, что перспективные и продуктивные на нефть и газ пласты-коллекторы в толще известняков КТ- I, КТ- II наблюдаются также к югу от Восточного Жагабулака, к тому же некоторые из них практически без литологических интервалов.

Это подсолевое поднятие в карбонатных отложениях было названо Южным Жагабулаком и в принципе является Южной приподнятой частью на общей площади Восточный и Южный Жагабулак.

В 1991-1992 гг. были продолжены буровые работы на участке. В 1992 г. к северу от скважины 211 была закончена разведочная скважина 213 м в терригенных средневизейских отложениях с забоем 5235 м.

На глубине 3375 – 5178 м были найдены отложения объединенных толщ

КТ- I, КТ- II, не разделенных более глубоководными глинистыми осадками. Общая толща карбонатных образований составила 1803 м.

Фонтанные притоки нефти дебитом больше 100 м³/сут, были получены во время бурения, при использовании пластоиспытателя, а затем и в эксплуатационной колонне.

Подсолевое поднятие Жагабулак было нанесено на карту более 30 лет назад. Вместе с тем по отражающим горизонтам П1, П2, П2' были сооружены первая структурные схемы Жагабулака, а между Жагабулаком и Алибекмолой обозначена зона АТЗ (аномалия типа залежи), вблизи которой были в дальнейшем найдены нефтяные залежи в толщах известняков КТ- I и КТ- II.

В конце 80-х годов партия ПО «Актюбинскнефть» впервые сделала акцент на данных бурения на Жагабулакском и Алибекмолинском подсолевых поднятиях выделила подсолевое Восточно-Жагабулакское поднятие и дала указание на постановку глубокого поискового бурения.

В 1989 г. «ВолгоградНИПИ нефть» разработал «Проект поисково-разведочных работ на площади Восточный Жагабулак», на основании которого в это же время началось бурение поисковой скважины 211. Первый промышленный приток нефти был получен в ходе испытаний в эксплуатационной колонне перспективных нефтяных и газовых коллекторов после окончания бурения скважины в 1990 г.

Сейсмические исследования проведенные ПО «Эмбанефтегеофизика» в 1990-1992 гг, показали, что продуктивные пласты-коллекторы, вскрытые скважиной 211, расположены так же в южном направлении от Восточно-Жагабулакского поднятия. Нефтеносность КТ- I и КТ- II была установлена в 1992 г. бурением и тестированием разведочной скважины 213 в перерыве глубин 3576 - 4722 метров.

Данное подсолевое поднятие находится на границах восточной прибортовой части Прикаспийской впадины. Тектоника региона, в основном, устанавливает блоковые строения фундамента. Карбонатная платформа,

Д – поверхность отложений верхней перми (представление о внутреннем строении этой толщи дают горизонты Q и S);

V – поверхность нижнетриасовой толщи;

III – поверхность отложений юрского возраста.

Необходимо отметить, что в пределах описываемой площади шельфовые карбонатные отложения среднежелского возраста имеют одноярусное строение, что не характерно для Жаркамьского свода.

По поверхности терригенных средневизейских отложений подсолевое поднятие Восточный и Южный Жагабулак представляет собой пологую платформенную структуру северо-восточного простирания, осложненную Восточно - Жагабулакским и Южно - Жагабулакским сводами с параметрами по длине оси около 12 км и высотой по замкнутой изогипсе – 4900 м около 100 м.

Вверх по разрезу прослеживается четкая тенденция уменьшения роста как по площади, так и по высоте, это свидетельствует о наследственной природе структуры.

Восточно-Жагабулакский свод по поверхности главного продуктивного горизонта в отложениях КТ-II представляет собой слабо выраженный структурный нос субширотного (с востока на запад) простирания, а Южно-Жагабулакский свод представляет собой изометричную положительную структуру с размерами по замкнутой изогипсе – 4000 м 2x1,5 км высотой менее 100 м.

Такая же картина прослеживается и по известнякам КТ- II.

По этой метке очертания замкнутой изогипсой – 3750 м и имеет размер 5,5 x 2 км при амплитуде около 100 м описывает лишь Южный свод.

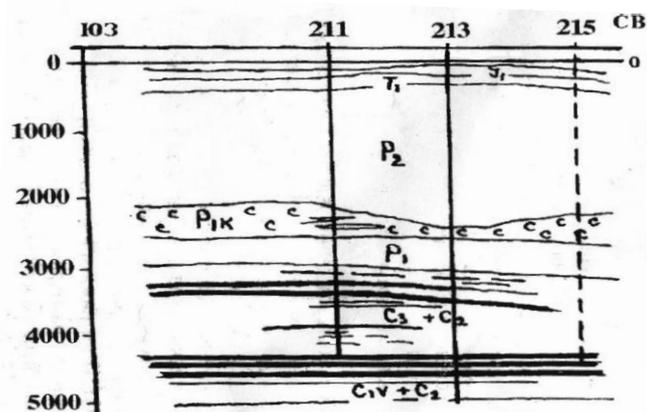
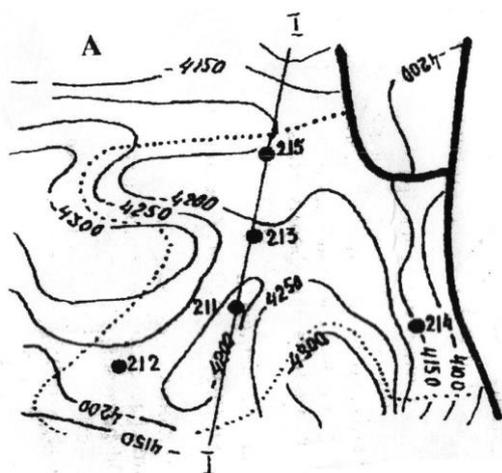


Рисунок 3 – Стратиграфический разрез по линии I-I

На структурных картах по поверхности КТ- I и по кровле подсолевых отложений поднятие не имеет отображения.

Основными тектоническими элементами в этом районе, является региональный Кенкиякский разлом и ряд надвиговых нарушений со стороны Алибекмолы, а также Восточный и Южный Жагабулак с севера и востока, что является ключевым моментом в формировании тектоно-литологической ловушки.

Отложения кунгурского яруса и подсолевая толща не отображают геологическую структуру подсолевого поднятия, поскольку накапливались в условиях пенеппенизации.

Кенкиякский разлом является важнейшим элементом в формировании скоплений углеводородов, что подчеркивается цепочкой месторождений: Кенкияк, Мартук, Южный и восточный Мартук, Восточный Жагабулак.

На площади проектируемых работ испытанием скважин 211, 213 установлена промышленная нефтеносность как первой, так и второй карбонатных толщ.

Следующие водоносные комплексы присутствуют в подсолевых и надсолевых разрезах: альбский, нижнемеловой, юрский, нижнетриасово-верхнепермский, верхне-нижнекарбонный (КТ- I + КТ- II).

Верхне-нижнекарбонный углеводородный комплекс, представляет

наибольший практический интерес из-за того, что в процессе бурения были получены первые притоки воды

Пластовые воды карбонатного комплекса по Сулину являются хлормагниевыми, высокоминерализованными. Максимальное содержание сероводорода около 6%. Статические уровни – от 500 м до 140 м, дебиты – от 2 до 200 м³/сут.

1. 2 Коллекторские свойства продуктивных пластов

В целом, породы-коллекторы представлены в виде каркасообразующих водорослей с биоморфными известняками, они зернисто-окатанные с отмытой илистой пиритовой массой, диагенетические доломиты. Пористость имеет вид: каверн, микротрещин и пор. Вид коллектора КТ-II принят как поровотрещинный, средние значения пористости от 9,4-12,7 %, проницаемости 0,062-0,396 мкм².

Покрышками для месторождения являются кунгурско-каменная соль, и для межкарбонатной толщи (МКТ) для КТ-II это глинистые породы.

Больше всего имеет отличительную черту по литологическому строению объект КТ-II. По сравнению с КТ-I у которого коэффициент геологической неоднородности равен 10,93, тогда как у объекта КТ-II этот же коэффициент равен 14,18. Но при большем коэффициенте расчлененности испытанный объект КТ-I характеризуется большими значениями средних, эффективных толщин проницаемых пропластков и меньшими толщинами непроницаемых прослоев, соответственно 3,4 м и 2,9 м; 6,1 м и 8,5 м. Сама залежь КТ-II является пластовой сводовой, ограниченной разрывным нарушением с западной части, высота ее составляет 106,6 м, а на южном своде – ее высота составляет 167м. Водонефтяной контакт (ВНК) обозначен на отметке – 3400 м.

Главной особенностью строения продуктивной толщи КТ-II является очень высокая прерывистость. Как видно из геолого-литологических профилей фактически КТ-II состоит из пачки многочисленных, в основном маломощных проницаемых прослоев, разделенных непроницаемыми пропластками.

Прерывистость пласта влияет на уровень добычи нефти, так часть эффективной толщины не работает из-за замещения ряда пропластков непроницаемыми породами между фронтом отбора и фронтом закачки. Этот фактор учитывает коэффициент воздействия. Он представляет собой отношение величины эффективной толщины (толщина между нагнетательной и добывающей скважинами) к общей эффективной толщине. Потери нефти вследствие прерывистости пласта определяются с помощью коэффициента охвата процессом вытеснения.

На месторождении коэффициент открытой пористости характеризуется средним значением, равным от 6,6 до 12,2 % - КТ-II. Коллекторы первой толщи порово-каверновые пористостью 11-14 %.

По разрезу и площади карбонатный массив описывает резервуар со сложным строением коллекторов.

Было проведено сопоставление разрезов скважин, для более эффективного распределения объектов разработки и отдельного учёта запасов, что позволило установить в пределах нижней карбонатной толщи, хорошо видные непроницаемые породы возраста верейского периода. На юге в основном, сложена известняками толщиной которых 50-65 м, на северной части поднятия большую роль имеют глины толщиной 15-20 м.

Для залежей КТ-II покрывками являются глинистые породы терригенной толщи подольского возраста залегающие на глубине 206-417 м.

Жагабулакское поднятие в тектоническом отношении представляет собой крупную брахиантиклинальную складку, которая осложнена сбросами. Поперечные нарушения выделены по результатам опробования скважины 213, в которой был получен приток воды на 67 и 53 м выше, чем в скважинах 211 и 216.

Средний коэффициент расчлененности составляет 2,8, а коэффициент эффективной толщины – 0,48.

Средняя взвешенная эффективная нефтенасыщенная толща равна 5 м.

В скважинах 211, 213, 216 были получены притоки нефти. Дебиты которых варьируются от 0,86 до 28 м³/с.

С учетом ВНК высота залежи равна 350 м. Площадь нефтеносности составляет 71,6 км². Залежь литологически ограниченная и тектонически экранирована.

Через восьми миллиметровый штуцер на скважине 213 был получен фонтанный приток нефти дебитом 80 м³/с, что характеризует продуктивность КТ-II. На глубине 3534 м обозначена подошва пласта. Из пласта, который по ГИС является водоносным на глубине 3556 м были получены притоки воды.

На глубине 3354 м на подошве пласта, который является продуктивным по ГИС обозначен водоневняной контакт для КТ-II

Пачка состоит из трех пропластков коллекторов, общая нефтенасыщенная эффективная толща равна 9,5 м. Высота залежи равна 50 м, площадь нефтеносности – 8,2 км.

Верхний горизонт состоит из 1-16 пропластков-коллекторов, эффективная мощность составляет 4,3 (скважина 211) – 44,6 м (скважина 213).

В скважинах 211, 213, 216, 301, 302, 303, был проверен горизонт из которых извлекли нефть с дебитами от 8 (скважина 213) до 171 м³/с (скважина 301).

Нижний горизонт состоит из 3-38 пропластков-коллекторов с эффективной общей мощностью 43-73 м. В скважинах 211, 213, 216, 301, 302, 303, был проверен горизонт из которых извлекли притоки нефти от 2 (скважина 303) до 281 м³/с (скважина 302).

По протоколу ГКЗ, на глубине 3385 м обозначен газонефтяной контакт, что соответствует середине перфорации, был получен приток газа и нефти, после испытаний скважины 216.

Доказательством того, что обозначили ГНК правильно, свидетельствует газовый каротаж скважины 211. Ясно выраженная грань смены компонентного состава углеводородов прослеживается на глубине 3640 (минус 3375м).

Высоты водонефтяного контакта меняются по всей площади. Самая низкая отметка прослеживается в западной части блока в скважине 211 – 3603м. На юго-востоке блока до отметки – 3573м была получена нефть в скважине 303. До отметки – 3589м, в скважине 301, в приводной части, пласты уверенно выделяются как продуктивные на северной периклинали с отметки – 3597м была в скважине 302 вода .

Принимая во внимание эти условия, метки водонефтяного контакта приняты по фактическим данным и меняются от – 3603 до – 3573м.

Для верхнего горизонта газоносности равна 41,5 км², а нефтеносность- 74,4 км². Эти же площади для нижнего горизонта равны 70,7 км² и 23,8 км².

Максимальные значения эффективных нефтенасыщенных толщин в этом районе уменьшается почти в два раза.

Коллекторы распространены по всей территории, присоединенные к кровельной части пачки.

1. 3 Свойства и состав пластовых флюидов.

Поры с размерами 0,05-0,2 мм формируют почти 15% породы, а каверны до 3%, между собой обобщены микротрещинами. На Урихтау и Жагабулак по ГИС максимальная общая открытая пористость для пород на КТ-II 9,2-19% при проницаемости 977-1278 мкм². Доказательством того, что в разрезе КТ-II отличные фильтрационные свойства, является то что были получены фонтанные притоки газа, нефти и конденсата объемом 164-721 м³/сут.

Наличие углеводородов с нефтяным содержанием до 7% в нефтяно-метановых нефтях замечают в отложениях КТ-II. Нефти масляные до 15% и бензиновые 30-34 % в керосиновых фракциях 13-15% . При температуре 20°С

плотность нефти составляет 824-918,5 кг/м³. Отмечается увеличение плотности нефти от кровли к подошве, что приводит к ее утяжелению. Наиболее тяжелые нефти видны в зоне ВНК. При температуре 20°С вязкость равна 563-130,6 мПа·с. Здесь различают несколько видов нефтей:

- сернистые 0,4-1 %
- высокосернистые 1,4-3,8 %
- парафиновые 4,7-8,7 %, с температурой плавления 42-50 °С;
- малосмолистые (селикагелевых 4,2-9,5 %, асфальтовых 0,5-3,8 %).

До 4,7-6,7 % наблюдается содержание кокса и золы до 0,1 %. На 1 м³ нефти, при давлении насыщения 27,8-34,6 Мпа газовый фактор равен 123- 40,67 м³. Температура кипения 57-63 °С, а для более тяжелых нефтей 104-183 °С. При температуре 150 °С выкипает 3,2-22,8 %, 200 °С – 9,4-35,8 %, 300°С - 18-58,8 % иногда до 70,6 %. Температура в пласте 62-93 °С, давление в пласте 35,6-41,7 МПа.

Среднесуточный дебит в скважинах 27,36 т/сут. Состав нефти и газа указаны в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Состав нефти и газа

Состав	Газ, %	Нефть, %
N ₂	1,71	0,0001
CH ₄	81,18	0,13
CO ₂		
C		
H		
C ₃ H ₈	3,68	5,29
i-C ₄ H ₁₀	0,42	2,23
n-C ₄ H ₁₀	0,67	5,36
i-C ₅ H ₁₂	0,16	3,55
n-C ₅ H ₁₂	0,13	3,82

C ₆ H ₁₄	0,05	4,73
C ₇ H ₁₆	0,01	4,04
C ₈ H ₁₈	0,02	1,78
CS	0,0001	0,0001
CH ₃ SH	0,0026	0,0157
C ₂ H ₅ SH	0,0012	0,0265
C ₃ H ₇ SH		
C		

На месторождении водный комплекс можно поделить на четыре части: подсолевой палеозойский, триасовый, юрско-меловой и кунгурско-верхнепермский. Каждый из которых, содержит пару региональных водоносных районов, привязанных к конкретным толщам.

В породах нижнекаменноугольного возраста воды представлены хлоридно-кальциевым типом с минерализацией 182,1 г/л.

Наличие вод описывает нижнепермские терригенные отложения вод в песчаных прослойках артинских, сакмарских и ассельских пород. Все эти породы сульфатные хлоридно-кальциевого вида, неметаморфизованные с минерализацией до 128 г/л. На глубине 80-100 м от устья установлен статический уровень.

В водах газ колеблется при упругости газа 1,13-5,66 Мпа от 0,061 до 0,974 м³/м³. Растворенный газ в законтурных и подошвенных водах метановый и азотно-метановый с метаном 53-79,4%.

В законтурных и подошвенных водах наблюдается в составе растворенного газа: тяжелые углеводороды – 4,3-22 % и 0,01-0,05%; гелий – 0,001-0,5 %;этан – и 0,04-3,6; углекислый газ – 0,35-3,47 %; аргон – 0,01-0,748 %. Возраст отложений которые содержат воду, намного больше чем возраст пластовых вод - неоген-верхнемеловой. Породы верхнепермского возраста содержат напорные воды.

В породах нижнетриасового возраста содержатся воды хлоридно-магниевые, сульфатно-натриевые и хлоридно-кальциевые с минерализацией 7,2-г/л. Воды которые содержатся в пласте неметаморфизованные. Также в водах наблюдается запах сероводорода. Содержание газа колеблется 0,016-0,822 м³/м³ при упругости 3,5-4,58 МПа. В законтурной и подошвенной воде присутствие газа варьируется соответственно 48,8-82,6 % и 2,7-40,2 %, метана 4,5-41,7 % и 51,2-Замечено присутствие этана – 0,13-21,3 % и тяжелых углеводородов – 0,33-26,2 также гелий – 0,003-0,054 % и аргон – 0,08-0,933 %. Пластовые воды описывают возраст– ранний миоцен.

Два водоносных горизонта образуют воды юрского возраста: нижнеюрский и среднеюрский.

Подошвенные воды включают в себя состав растворенного газа: углекислый газ – 2,4-2,8 %, азот – 4,27-15,5 %, метан – 49,8-73 %, этан – 2,5-4,6 тяжелые углеводороды – 1,4-2,2 %, гелий – 0,01-0,002 %, аргон – 0,142-0,314 %. В законтурных водах наблюдаются: этан – 0,1 %, метан – 30,5 %, аргон – 0,737 % тяжелые углеводороды – 0,03 %, углекислый газ – 0,5 %, азот – 67,48 %, гелий –

В основном растворенные газы в приконтурных и подошвенных водах углеводородные с наличием метана 74,4-91,5 %. При упругости газа 0,74-4,87 МПа присутствие газа поднимается с 0,226 до 0,777 м³/м³ по степени приближения к очертанию нефтеносности. Кроме метана и азота имеется: этан – 0,3-5,6 %, тяжелые углеводороды – 0,01-8,7 %, углекислый газ – 0,3-8 %, кислород – 0,2-3,7 гелий – 0,002-0,055 % и аргон – 0,028-1,624 %. Статистические водонапорные уровни поставили на глубине 12-43 м.

Воды которые содержатся в породах барремского возраста с минерализацией 0,2-31,8 г/л сульфатно- и гидрокарбонатно-натриевые. При упругости газа 0,11-0,9 МПа его значение в законтурных и подошвенных водах равно 0,021-0,244 м³/м³. Газ растворен в подошвенных водах с содержанием азота

растворенном метановом газе в подошвенных водах. В состав газа входит этан – до 0,36 %, углекислый газ – 0,1-4 %, тяжелые углеводороды – до 2,13 %, гелий – периодом. Дебит при понижении уровня на 40 м достигает 8 л/с, а водонапорные, статические уровни ставятся на глубине 5-55 м.

В породах альбского возраста воды хлоридно-магниевые и сульфатно-натриевые с минерализацией 0,21-0,474 г/л. При упругости газа 1,8 Мпа его содержание в воде равно 0,02 м³/м³. В растворенном газе присутствует азот – 67 метан – 26,3 %, этан – 0,25 %, тяжелые углеводороды – 1,3%, углекислый газ–3,5 аргон – 1,105 %; гелий – 0,006 %. В скважинах на глубине 10-30 м от устья установили статические уровни вод , максимальные дебиты 8-13,6 л/с.

Состав газов, которые растворены в воде на месторождении Восточный Жагабулак имеют значение 3,1 м³/м³, половина из которых метан и его гомологи, а остальная половина кислые.

Высокое содержание сероводорода 34,3% и двуокиси углерода 12% является особенностью растворенных газов . Одним из важнейших моментов является то, что не свойственно для подземных вод, которые находятся в контакте нефтяной залежью это низкая концентрация гомологов метана 3%.

Запасы нефти и газа

Нефтегазоконденсатное месторождение Восточный Жагабулак введено в опытно-промышленную разработку в 1991 году. Начальные балансовые запасы - в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Состояние запасов по месторождению Восточный Жагабулак

Запасы	Начальные запасы, тыс.т		Остаточные запасы, тыс.т	
	C1	C2	C1	C2

Извлекаемые	1147	395	1171	395
Балансовые	3824	1198	3965	1198

С момента разработки , а именно с 01.01.2007 г. было добыто 3091,4 тыс.тонн нефти. Остаточные запасы нефти 3695 тыс.тонн, остаточные извлекаемые запасы 8734,6 тыс.тонн. Запасы газа 342 млн м³.

2. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Выбор объекта разработки

2.1.1 Обоснование и выбор методики расчета

В 1990-92г. проведены сейсмические исследования месторождения Восточный Жагабулак и были установлены в толще известняков КТ-1, КТ-2 перспективные пласты коллекторы на нефть и газ.

Проектная глубина скважины 5200м, но бурение было остановлено на глубине 4501м.

К северу от скважины 211, была завершена разведочная скважина 213 с забоем 5235м в терригенных отложениях.

Так, в отложениях КТ-2 Жагабулакский свод представляет собой слабо выраженный структурный нос с востока на запад простирания.

Бурение производится по КТ-1 с треугольной сеткой 500х500м и КТ-2 с треугольной сеткой 700х700м.

Таким образом, имеются два варианта разработки КТ-1:

- 1) Эксплуатация нефти на естественном упругом режиме газовых шапок.
- 2) Применение барьерного заводнения по северному куполу и площадное заводнение по южному куполу.

Следовательно, выделено 2 рабочих объекта, их возможности, как правило основывается на уже общепринятых научно-технических решениях с внесением определенных обязательных корректив:

- 1) Уменьшить проектные скважины до толщины бурения с 8 до 16м.
- 2) Внедрение трехрядной системы заводнения.
- 3) Усиление КТ-1 с помощью очагового заводнения.

2.1.2 Расчет РНМ

При разработке нефтяного месторождения, было выявлено два объекта разработки. В связи с характерным неоднородным строением пластов,

содержащих в них большое количество пропластков и линз, в лабораторных условиях были выявлены коэффициенты вытеснения $\eta_{11} = 0,7$ и $\eta_{12} = 0,6$ в породах-коллекторах. На основе построения зональных карт и наложения на нефтеносную часть месторождения схем расположения скважин от параметров плотности сеток скважин SC_1 и SC_2 , были получены зависимости коэффициентов охвата двух объектов η_{21} и η_{22} . Данные зависимости являются линейными и имеют вид SC_1 и SC_2 в $10 \text{ м}^2/\text{скв.}$

$$\eta_{21} = 1 - 0,005 SC_1 = 0,917, \quad (1.1)$$

$$\eta_{22} = 1 - 0,00833 SC_2 = 0,823. \quad (1.2)$$

На первом объекте геологические запасы составляют $G_1 = 1,95$ млн.т, площадь нефтеносности $S_1 = 100$ га, а второго объекта соответственно $G_2 = 1,87$ млн. т, $S_2 = 64,58$ га. Общее количество скважин на два объекта составляет $n = 9$. Определить, необходимое количество скважин на каждый объект, с учетом суммарно-максимальным извлекаемым запасом месторождения в целом?

Решение. Определим число скважин, которые необходимо пробурить, через n_1 и n_2 , так что:

$$n = n_1 + n_2 \quad (1.3)$$

В соответствии с параметром плотности сетки скважин получим:

$$SC_1 = S_1/n_1, \quad SC_2 = S_2/n_2, \quad (1.4)$$

Полученные возможные извлекаемые запасы из двух объектов, обозначим N_1 и N_2 . Тогда, учитывая (2.1) и (2.2), получим

$$N_1 = G_1 \eta_{11} (1 - 0,005 SC_1), \quad (1.5)$$

$$N_2 = G_2 \eta_{12} (1 - 0,00833 SC_2), \quad (1.6)$$

По условию задачи требуется найти суммарно-максимальное значение:

$$N = N_1 + N_2$$

Учитывая (1.3), (1.4), (1.5) и (1.6), имеем:

$$N = N_1 + N_2 = G_1 \eta_{11} (1 - 0,005 S_1/n_1) + G_2 \eta_{12} (1 - 0,00833 S_2/n - n_1),$$

Обозначим:

$$A = G_1 \eta_{11} + G_2 \eta_{12}, \quad B = 0,005 G_1 \eta_{11} S_1, \quad D = 0,00833 G_2 \eta_{12} S_2 = 0,00833 \cdot 1,87 \cdot 10^6 \cdot$$

$$0,6 \cdot 64,58 = 603\,581,47 \quad (1.7)$$

Следовательно:

$$N = A - B/n_1 - D/n - n_1 \rightarrow \max. \quad (1.8)$$

Для определения максимального значения N , необходимо приравнять к нулю первую производную dN/dn_1 , т.е.,

$$dN/dn_1 = B/n_1^2 - D/(n - n_1)^2 = 0. \quad (1.9)$$

Из (1.9) получим квадратное уравнение:

$$(B - D)n_1^2 - 2Bnn_1 + Bn^2 = 0. \quad (1.10)$$

Квадратное уравнение (1.10) имеет два корня:

$$n_{11} = \frac{n\sqrt{B}}{\sqrt{B - \sqrt{D}}}, \quad n_{12} = \frac{n\sqrt{B}}{\sqrt{B + \sqrt{D}}}, \quad (1.11)$$

Первый корень можно отбросить, так как $n_1 \leq n$, удовлетворяет только второй корень, потому что:

$$\frac{\sqrt{B}}{\sqrt{B + \sqrt{D}}} \leq 1 \quad (1.12)$$

В итоге:

$$n_1 = \frac{n\sqrt{B}}{\sqrt{B + \sqrt{D}}}.$$

Для данной задачи:

$$\sqrt{B} = \sqrt{0,005 \cdot 1,954 \cdot 10^6} \cdot 0,7 \cdot 100 = 0,0827 \cdot 10^4;$$

$$\sqrt{D} = \sqrt{0,00833 \cdot 1,87 \cdot 10^6} \cdot 0,7 \cdot 64,58 = 0,0777 \cdot 10^4; \text{ (размерность опускаем).}$$

Получим:

$$n_1 = 9 \cdot \frac{0,0827}{0,0827 + 0,0777} = 4,64 \approx 5$$

$$n_2 = 9 - 5 = 4$$

Вывод:

В связи с расчетами, второй объект должен разрабатываться по более плотной сетке скважин, чем первый, с максимальным количеством извлекаемой нефти из обоих объектов.

2.2 Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки

2.2.1 Обоснование предельных толщин пласта для размещения скважин и сроков выработки извлекаемых запасов

Продуктивный пласт КТ-2 и КТ-1 разделены карбонатно-терригенными останками толщиной от 216 до 417м. Месторождение имеет складки, имеющее угол падения крыльев от 4 до 120. В складке присутствуют тектонические нарушения, с южным и северным сводами. В западном крыле имеется амплитуда нарушения которой составляет 100-150м, а в центральной части 40-50м. Размеры замкнутых изогипс в пределах структуры 3350 и 3550 составляют 29х8км.

По типу залежи являются массивно-пластовыми, с присутствием элементов тектонического экранирования. КТ-2 литологически сложена известняками с маломощными слоями доломитов.

Глубина залегания результативных горизонтов составляет КТ-1 до 2850м и КТ-2 до 3850м.

Сроки извлекаемых запасов для месторождения составляют от 20 до 50 лет.

2.2.2 Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели разработки включают в себя: добычу нефти, нефтеотдачу, добычу газа из нефтяного месторождения, распределение давления в пласте, пластовую температуру и многое другое.

В процессе разработки добыча нефти характеризуется значительным повышением, если в начале разработки она составляла 3561.5 тыс.т, то на сегодняшний период - 7845.8 тыс.т.

Извлечение пластовой воды из месторождения изменилась в пределах от 572.4 т до 1433.4 т, а добыча газа изменилась от 1081.5тыс.м³ до 2485,7тыс.м³.

В настоящее время на месторождении 6 скважин. В 2004 г. введена скважина № 213 из консервации. Всего за период 2004-07 гг. пробурено 3 скважины. Скважина № 301 была введена в пробную эксплуатацию. Скважины № №302, 303 находятся на 2007 – испытании. Скважина № 211 в консервации, № 216 находится в ликвидации.

Пластовое давление варьирует от 40 МПа до 35 МПа, пластовая температура – от 50 °С до 80 °С.

2.2.3 Экономические показатели вариантов разработки

Для определения точной и правильной экономической оценки по данным месторождений, следует анализировать следующие пункты:

доходы от эксплуатации месторождения;

расходы на эксплуатацию месторождения;

поступления в бюджет государства и внебюджетные фонды через налоги и отчисления;

чистый доход инвесторов (предпринимателей) после уплаты обязательных платежей;

структура денежных потоков с учетом фактора времени;

показатели экономической эффективности ИП отработки месторождений.

Если геологи делают вывод о том, что месторождение имеет большие запасы флюидов, выполняются экономические расчеты о рентабельности данного месторождения и целесообразности будущих инвестиций в проекты по освоению месторождения.

Нефтяные проекты – это освоение и промышленная разработка нового месторождения (на суше и на шельфе), ПРР и ГРР, строительство новых кустовых и одиночных добывающих и нагнетательных скважин, строительство магистральных ТП, МНП, МГП, НПП, НПС и КС, ПХНГ, строительство новых перерабатывающих комплексов и реконструкция существующих НПЗ, ГПЗ с расширением мощности и глубокой переработки нефти, строительство НССО, морских и сухопутных терминалов, газо-нефтехранилищ, РВС и РГС, АЗС и АГЗС.

Нефтяная технологическая цепочка включает три основные стадии:

- UPSTREAM

- MIDSTREAM

- DOWNSTREAM

Стадия Upstream:

Геология – сервисная компания, выполняющая услуги по поиску, разведке МПИ, стоимость услуг на ГРР и ГСП и РМПИ;

Бурение – сервисная компания по строительству нефтяных и газовых скважин, карьеров по добыче ПИ открытым и закрытым способом, сметная стоимость строительства разведочной и добывающей скважины – бурение, установка ВМО, монтажные и демонтажные работы;

Добыча – разработка и эксплуатация МПИ и УС, затратная часть на добычу нефти, СПН, доведение до кондиции товарной нефти (нетто-нефть).

Стадия Midstream:

Транспортировка нефти и газа, тарифы на транспортировку нефти и газа, затраты на НПС, КС, установка лупингов, отводов, компенсаторов.

Стадия Downstream:

Переработка нефти и газа, затраты на переработку сырой нефти, ценообразование на нефтепродукты, налоговая часть.

Хранение НП, стоимость услуг на сливо-наливные операции, затраты на закачку в морских терминалах, РВС, РГС, танкеры, баржи, устье МНП, МГП.

Реализация НП, сливо-наливные операции из подземных резервуаров АЗС.

Сырая нефть начинается с устья вертикальной нефтяной скважины при фонтанной и насосной добыче:

Себестоимость добычи – 12-13 долларов/баррель.

Наземное оборудование – станок-качалка при искусственной добыче.

Цена добычи – 25- 27 долларов/баррель.

Затраты на сбор и подготовку нефти составляют – 3-5 долларов/тонну.

Хранение товарной нефти в резервуарах нефтепромысла – 1-2 доллара/тонну.

Тарифообразование на услуги по перекачке сырой нефти по

магистральным трубопроводам на внутренний рынок и экспорт.

Тариф – от 7 до 20 долларов/ т*км.

На формирование тарифов влияют следующие факторы:

Протяженность ТП;

Диаметр трубы;

Территориальная принадлежность ТП;

Возраст ТП.

Нефтепереработка в РК: стоимость переработки нефти – 25-30 долларов/тонну.

НССО – нефтеснабсбытовые организации – нефтехранилище и автозаправочные станции – НБ и АЗС – стоимость хранения и реализации НП – доллар/т.

Цена – главный базовый показатель для формирования денежных потоков деятельности компаний на всех этапах НТЦ.

Цена за баррель нефти – на мировом нефтяном рынке устанавливается ОПЕК.

С 1 июня 2019 года изменяются ставки акциза на бензин (за исключением авиационного) и дизельное топливо.

2.2.4 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр

При эксплуатации скважин извлекается только часть природных запасов. Коэффициент нефтеотдачи- это соотношение извлекаемой части нефти к ее общим начальным запасам, который зависит от режима работы скважины и физических свойств пород.

Следовательно, коэффициенты нефтеизвлечения для месторождения с одним и тем же режимом могут быть различными. Традиционная закачка воды- это когда бурится сетка скважин, далее в часть скважин (нагнетательные) нагнетается вода и соответственно проталкивается нефть к добывающим скважинам. Далее включаются методы нефтеотдачи потенциал которых зависит от типа метода. Текущий коэффициент извлечения нефти-это то, что уже добыто, потому что

изначально содержалось под землей. Порядка 30-35% по миру, примерно 70% нефти остается под землей. Связано это с тем, что не адаптированы методы увеличения нефтеотдачи и методы разработки. То есть они делятся на химические методы увеличения нефтеотдачи (добавляются некие химические добавки), традиционные- это могут быть ПАВы, они уменьшают межфазное натяжение на границе нефть-вода и позволяют добывать дополнительную нефть, это могут быть полимерные добавки- когда увеличивается вязкость водной фазы, тем самым увеличивается охват пласта и также могут быть комбинации этих методов.

2.3 Техника и технология добычи газа

2.3.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования.

Когда мы говорим о добыче нефти с нефтяных месторождений, мы должны понимать, что есть три важных понятия, которые касаются добычи нефти. Это первичная добыча нефти, вторичная добыча нефти и третичная добыча нефти. Что же такое первичная добыча нефти? Это та нефть, которую мы добываем исключительно за счет природных сил и природной энергией, которая у нас есть внутри нефтяного пласта. К этому относятся сжатие горной породы (за счет геостатического давления, т.е. давление вышележащее толщии горных пород) а также расширение газа, который растворен в нефти – это режим работы пласта, который называется режим растворенного газа, газонапорный режим, природный водонапорный режим и гравитационный режим. Первичная добыча достигается за счет работы фонтанирующих скважин или же скважин, которые находятся на механизированной добыче. Вторичная добыча нефти- относится к использованию традиционных способов увеличения энергии нефтяного пласта, для того чтобы добывать нефть сверх того, что было добыто за счет первичной добычи. В пласт вводится какой-то агент (газ, вода), который будет увеличивать энергию внутри пласта и это приведет к вытеснению нефти. Вторичная добыча

нефти заключается в физическом вытеснении нефти для того чтобы получить дополнительную добычу. Третичная добыча нефти помогает добыть ресурс сверх добытого ранее при первичной и вторичной добыче.

Месторождение Восточный Жагабулак, включает в себя фонтанную эксплуатацию скважин и далее переход на ШГН.

2.3.1.1 Фонтанная эксплуатация скважин

В масштабе всего нефтяного пласта, нефть добывается за счет первичной добычи нефти, когда на месторождении работают добывающие скважины. В этом случае дополнительная закачка в пласт не нужна (вода, полимерные растворы и другие растворы химикатов), мы не закачиваем в пласт для того, чтобы вытеснять нефть. Нефть вытесняется за счет природной энергии. В связи с этим, эксплуатация нефтяных скважин, называется эксплуатацией соответственно фонтанным и механизированным способом.

Через устьевое оборудование поступает смесь жидкости и газа в сепараторы, в дальнейшем переходя в трубопроводы.

На фонтанирование скважин, значительно влияет давление пласта. Большую роль для фонтанирования играет газ, растворенный в пластовой жидкости газовый фактор или находящийся в пласте в свободном виде. В этом случае, фонтанирование происходит за счет пузырьков газа, которые всплывая выталкивают углеводороды на поверхность.

2.3.1.2 Анализ работы оборудования на месторождении

На устье фонтанной скважины устанавливают следующее оборудование: манифольды, колонная головка и фонтанная арматура.

В связи с различными геологическими особенностями продуктивности пластов, используются различные конструкции скважин. В данных конструкциях должны

применяются обязательные элементы такие как: короткое направление (5-15м), кондуктор (100-500м), а также обсадная колонна. Данная конструкция применяется на глубине скважин до 2000м с породами, не вызывающими осложнений при бурении и освоении скважин. Однако, при сложных условиях нужны более сложные многоколонные конструкции скважин.

При фонтанном способе эксплуатации скважин устанавливается специальная фонтанная арматура, которая служит для регулирования и контроля режима эксплуатации нагнетательных и эксплуатационных скважин, а также герметизации устья.

Фонтанная арматура состоит из фонтанной ёлки и трубной головки. Предназначение трубной головки заключается в том, что она сдерживает давление, возникающее между трубами, т.е. между обсадной колонной и подъемными трубами. Фонтанную арматуру монтируют из задвижек и кранов, которые называют запорные устройства. Также фонтанная ёлка содержит буферные задвижки, которые служат для перекрытия скважины и установки лубрикаторов. На буферную задвижку при эксплуатации скважины устанавливается манометр. С течением времени снижается уровень пластового давления и нефть перестает фонтанировать. Для повышения притока добываемого сырья необходимо перейти на механизированные способы добычи нефти.

2.3.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Получены результаты статической коррозии за 72 часа (табл. 2.2) и динамической коррозии газовых скважин за 8 часов (табл. 2.1), имеющее глубину 2600-3800м, при забойной температуре 80⁰С.

Таблица 2.1 - Динамическая оценка коррозии газовой фазы.

Исследуемая среда	Коррозионная скорость, мм/г	Поверхностное состояние металла
Газовая	3,5639	Равномерная коррозия
Водная	3,3265	Местная коррозия

Таблица 2.2 - Статическая оценка коррозии газовой фазы.

Исследуемая среда	Коррозия металла, мм/г	Поверхностное состояние металла
Газовая	3,3186	Равномерная коррозия
Водная	0,9241	Местная коррозия

По стандарту нефтяных скважин США коррозия делится на: слабую коррозию-скорость меньше 0,126мм/г; среднюю коррозию-скорость 0,126-0,26мм/г; сильную коррозию-скорость более 0,25мм/г). В соответствии с этим стандартом, скважинная коррозия на месторождении Восточный Жагабулак составляет скорость более 0,26мм/г-сильная коррозия. В связи с этим появляется необходимость выполнения антикоррозионных мероприятий.

Предлагается создать рациональные конструкции, которые будут служить для предотвращения коррозии. Нам необходимо, чтобы при выпадении осадков, вода не скапливалась на агрегатах и приборах, это может привести к «точечной» коррозии. Для предотвращения «ножевой» коррозии для изделий, которые подвергаются деформациям, нужна термическая обработка.

Также можно применить метод повышения стойкости металлов к коррозии- пассивация, при этом методе применяют хром, вольфрам, никель.

Ну и на последок, предлагается применить защитное покрытие для металлов, которые искусственно создадут слои на поверхности металлов, защищая их от коррозии.

2.3.2.1 Техника и технология очистки и защиты от парафина

На месторождении нефть является высокопарафинистой, высокосернистой

и тяжёлой. От парафина следует избавляться. Парафин имеет твердую и весьма пластичную структуру, которое является одним из самых трудноудаляемых загрязнений, которое встречается в нефтяной промышленности. Механически убрать данное загрязнение очень тяжело и логичным решением будет избавиться от него с помощью химических веществ. Для этого, существуют специальные мероприятия, которые представляют собой добавку ингибиторов в горячую нефть. Для этого нужно правильно подобрать химические вещества. Например, химический реагент VISCOSOL 615 за две минуты проникает в структуру загрязнения и непосредственно растворяет его и потом смывается водой под давлением.

2.3.2.2 Мероприятия предотвращения образования гидрата и удаления забивки в стволе скважин с высоким газонефтяным фактором

В данный момент газовый фактор большинства нефтяных скважин составляет 500-600 м³/м³. По результатам анализа компонента природного газа содержание метана составляет 61%, 72% содержание углеводородных газов-повышенное. Природные газы в условиях пласта насыщены парами воды, движение газа сопровождается понижением его температуры и давления, далее пары воды конденсируются и скапливаются в скважине и газопроводах, каждая молекула природного газа (метан, этан, пропан, бутан) способна связать 6-17 молекул воды, так образуются гидраты- твердые кристаллические вещества, по внешнему виду напоминающие снег или лед. Образованный гидрат влияет на эксплуатацию нефтяных скважин. Однако, это неустойчивое соединение, которое при нагревании быстро разлагается на газ и воду.

Мероприятие предупреждения образования гидрата состоит в использовании безгидратного режима, где температура должна быть больше температуры гидратообразования, а давление при этом должно быть меньше или равно равновесному давлению. Также образования гидратов можно

предупредить применением ингибиторов, которые снижают температуры гидратообразования.

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

В настоящее время разрабатываемые нефтяные месторождения используют высоконапорные (1-1,5 МПа), автоматизированные системы сбора газа, нефти и воды.

В зависимости от индивидуальных свойств месторождений системы сбора и подготовки различаются. Эти различия зависят от площади месторождений, дебита скважин, физических свойств жидкости, химических свойств перекачиваемых жидкостей, а также рельефа местности и природных условий.

На любых месторождениях оборудование системы сбора и подготовки часто меняются (АГЗУ, ДНС, ЦППН).

Но нужно заметить, что сами принципы технологических процессов остаются неизменными, сюда входят: сепарация, обессоливание, деэмульсация и стабилизация нефти. Стабилизация нефти осуществляется вместе с деэмульсацией и обессоливанием, соответственно не является самостоятельным процессом.

В систему транспортировки входят один или два сборных коллектора, дожимная насосная станция (ДНС). В ДНС входят сепараторы, дожимные насосы (которые создают дополнительное давление), отстойники. На ДНС насосом транспортируется нефть на пункт переработки или подготовки нефти, и под собственным давлением газ на пункт переработки газа.

На центральном пункте сбора (ЦПС) устанавливается оборудование установки подготовки нефти (УПН). На месторождениях с большим запасом попутного нефтяного газа таких как Восточный Жагабулак, устанавливается оборудование установки для подготовки газа (ГПЗ). На автоматизированной групповой замерной установке (АГЗУ), производится замер дебита. Через блок

реагентов (БР), добавляют ингибиторы парафиноотложения и деэмульгаторы. После дегазации на сепарационной установке (С-1) нефть с помощью ДНС направляется в пункт сбора нефти (ЦПС) в сепарационную установку (С-2) на УПН- где происходит обезвоживание и обессоливание нефти и в стабилизационной установке нефть окончательно освобождается от газа.

2.3.4 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения

При помощи законтурной системы заводнения на месторождении Восточный Жагабулак поддерживается пластовое давление.

С 2018 года закачивается вода в скважину №216 и в скважину №301. Закачиваемую воду берут из реки Атжаксы.

По критериям оценки качества воды на месторождении Восточный Жагабулак для ППД:

- содержание нефти < 30 мг/л;
- содержание взвешенного вещества < 30 мг/л;
- содержание H_2S < 100 мг/л.

Система ППД является безотходным производством, так как берутся воды внешних источников, а затем по замкнутому циклу используется пластовая вода. Также в воде содержатся коррозионно-активные примеси- Fe_2O_3 , и H_2S , а также FeS

В комплекс сооружений по закачке воды в пласт входят водозаборы, водоочистные станции, насосные станции, КНС, ВРП и различного рода водоводы.

2.3.5 Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

Существует такое понятие как, современные методы увеличения нефтеотдачи пластов, которые делятся на четыре группы:

- 1) тепловые- вытеснение нефти горячей водой, внутрипластовое горение.
- 2) газовые- воздействие на пласт углеводородным газом.
- 3) химические- вытеснение нефти с помощью ПАВ.
- 4) гидродинамические- гидроразрыв пласта.

На месторождении Восточный Жагабулак используют метод поддержания пластового давления с помощью заводнения, для которого требуется много качественной воды, около 1,5-2м³.

Критерии оценки качества воды на месторождении Восточный Жагабулак:

- 1) содержание нефти <30 мг/л;
- содержание взвешенного вещества <30 мг/л;
- 3) содержание H₂S <100 мг/л.

Следует отметить, что система ППД на м.Восточный Жагабулак динамична: сначала используются воды внешних источников, а затем – пластовая вода по замкнутому циклу (безотходное производство).

Для проведения ППД также можно использовать стоки других промышленных предприятий. (нефтеперерабатывающих заводов, коммунальных хозяйств и др.).

2.4 Утилизация нефтяного газа на месторождении Восточный Жагабулак

2.4.1 Существующее состояние использования попутного газа на месторождении Восточный Жагабулак

Процесс подготовки нефти и газа осуществляется следующим образом.

Продукция скважин за счет пластового давления по выкидным линиям поступает на АГЗУ, где производится определение дебита скважин по жидкости. Далее, нефтегазовая смесь по нефтесборному коллектору транспортируется на пункт сбора нефти, где производится сепарация, отстой и отделение нефти от газа. Отделившийся газ через узел учета направляется на факела для сжигания.

Параметры факелов:

Факел высокого давления: высота $H=35$ м, диаметр стояка 159ммх9 мм.

Факел низкого давления: высота $H=12$ м, диаметр 108 мм х 8 мм.

Объемы сжега попутного нефтяного газа по годам

В 2015 году было сожжено 1,23 млн.м³ газа, в 2006 году - 2,752 млн.м³ газа, в 2017 году - 14,172 млн.м³.

Газовый фактор составляет $270 \text{ м}^3/\text{м}^3=314 \text{ м}^3/\text{тн}$.

2.4.2 Обзор литературы по вопросу утилизации попутного нефтяного газа

Как правило, попутный нефтяной газ на нефтегазовых месторождениях попросту утилизируют на горящий факел. В то время, как газ является ценнейшим источником сырья в производстве и переработке которого, можно получить дешевую электрическую и тепловую энергию. Но к сожалению, компании просто избавляются от НПГ не отправляя его на переработку. А ведь когда сжигается попутный нефтяной газ, вместе с ним утилизируется не только метан, но и обширная фракция углеводородов, а также бензин и прочие полезные компоненты. Подобные действия могут привести к довольно неприятным последствиям.

Но к счастью в нынешнее время с помощью применения современных технологий в процессе переработки НПГ, можно получить в качестве топлива электроэнергию на газотурбинных электростанциях.

Одним из таких способов является использование малогабаритной установки утилизации НПГ, для получения товарной продукции в виде газового бензина, газообразного топливного метана. Также, при необходимости используют дополнительный блок газофракционирования.

Современные технологии позволяют получить сжиженный природный газ и дополнительную электроэнергию.

Большим плюсом данной установки является простота такой конструкции и автоматическое управление процессом (АСУ). Что в свою очередь, сводит к минимуму затраты на монтаж, так как оборудование легко транспортируется и

устанавливается на месте эксплуатации. Такая конструкция имеет блочно-модульную компоновку.

Преимущество блочно-модульной компоновки заключается в её удобстве при утилизации небольших скважин. Также она может использоваться временно, а далее оборудование может быть перемещено. Такие установки минимальные энергозатраты и считаются самыми эффективными в настоящее время.

Установки по утилизации попутного нефтяного газа для крупных и малых производств являются индивидуальным проектом. В связи с этим, можно сделать вывод, что экономические показатели таких проектов напрямую зависят от схемы реализации продуктов переработки.

Для казахстанских нефтедобывающих компаний утилизация попутного нефтяного газа является большой проблемой. 17 марта начались слушания в экологическом суде Атырауской области по иску от областного территориального управления охраны окружающей среды к ТОО «Тенгизшевройл », о выплате 750 миллионов 923 тысячи тенге, за ущерб окружающей среде региона, из-за самовольного сжигания газов в факелах.

В связи с этим, было принято решение о выполнении новой Инструкции о разрешении на сжигание попутного и природного газа. Данная инструкция обязательна для всех субъектов.

Как известно, попутный нефтяной газ-это газ, который находится в растворенном виде в нефти и добывается вместе с ней.

Существует 3 направления по утилизации попутного нефтяного газа и его использования:

- 1) Генерировать электричество;
- 2) Обратная закачка в нефтяной пласт;
- 3) Переработка в процессе сепарации попутного нефтяного газа, получая в результате ряд полезных материалов.

ПНГ- состоит из смеси газов:

- 1) Метан-58%

- 2) Этан-12%
- 3) Пропан-12%
- 4) Бутан-10%
- 5) Пентан-6%

Заводы по переработке попутного нефтяного газа, могут получать при выходе различные виды фракций: пропан-бутановую фракцию, конденсатную фракцию а также при необходимости этановую фракцию.

ПНГ-состоит из смеси газов, которые можно использовать например в отоплении дома или как топливо для автомобилей.

Данный продукт даже является сырьем для изготовления пластика, каучука и т.д. С помощью этого готового переработанного продукта, можно электроснабжать им как и само месторождение, так и соседние регионы как минимум. Электроснабжение используется на месторождении или вахтовых городков, вместо дизельных генераторов используются газотурбинные генераторы, большой мощности.

В проектный состав газотурбинной электростанции входит:

- 1) Машинный зал-где на щите управления осуществляется контроль за работой оборудования;
- 2) Химический цех-где происходит подготовка и очистка воды;
- 3) Градирни-предназначаются для охлаждения воды;
- 4) Трансформатор-контроль напряжения электрического тока;
- 5) Комплекс подготовки топлива- где в качестве топливаиспользуют природный газ, который по магистральным газопроводам отправляют на газовые распределительные пункты;
- 6) Дожимная компрессорная станция- предназначена для повышения давления, через которую проходит газ.

Для производства электроэнергии предлагается использовать специальные парогазовые кстановки, которые содержат в себе два турбоагрегата: паросиловой и газотурбинный.

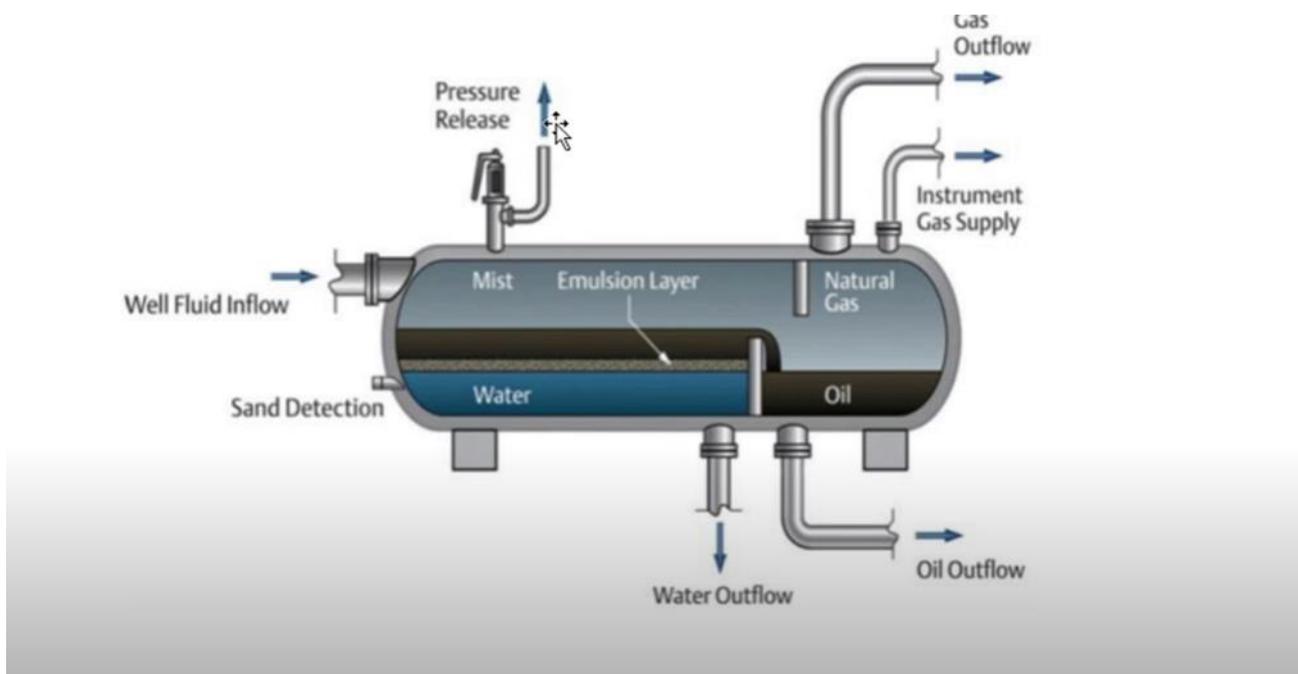
В камеру сгорания поступает газ высокого давления из дожимной компрессорной станции, далее горячий газ действует на специальные лопатки, которые закреплены по окружности ротора, тем самым происходит вращение и таким образом механическая энергия преобразуется в электрическую энергию.

Далее через выходной диффузор уже сгоревший газ попадает в котел-утилизатор, где до состояния пара нагревается вода, пар же в свою очередь под давлением 140 атм., и температуры 565 градусов приводит в действие паросиловую установку, которая передает энергию генератору. И наконец, с помощью трансформаторов мы можем передать электрическую энергию на линии электропередач через распределительное устройство и далее к потребителю.

2.4.3 Описание предлагаемой установки

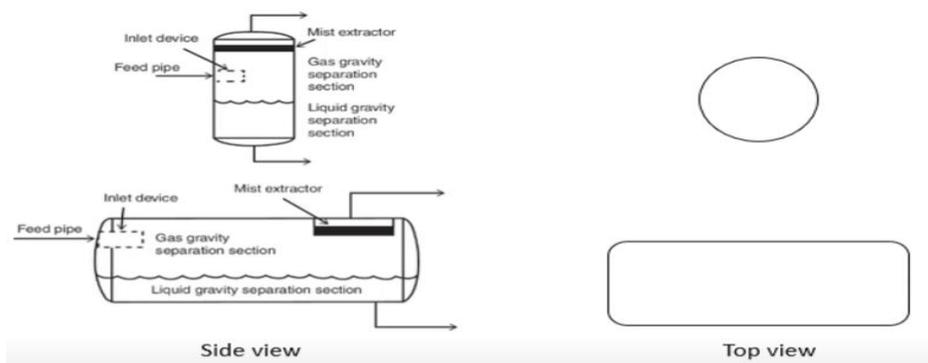
Наиболее перспективным решением по вопросу утилизации газа, является выпуск сепараторов для глубокой очистки газа от жидкой и твердой фазы. Данные конструкции должны обеспечивать компактность, простоту обслуживания и глубокую очистку нефтяного газа от различных примесей. Это решение в свою очередь повысит рентабельность действующих скважин. Более того, сепараторы для очистки попутного нефтяного газа имеют очень высокую востребованность как на казахстанском, так и внешнем рынке.

Существует два типа сепараторов- это горизонтальный и вертикальный сепараторы.



(Рис.1)

На (рис.1) изображён типичный горизонтальный сепаратор. В сепараторе происходит разделение жидкости от газа, т.е. нефть с водой уходят вниз, так как у них большая плотность, а газ уходит вверх и дальше по газопроводу идет на пункт переработки газа.



(Рис.2)

Как известно, сепараторы на нефтяных месторождениях бывают не только горизонтальные но и вертикальные. Как правило вертикальные сепараторы используются на морских месторождениях и в свою очередь устанавливаются на нефтедобывающих платформах, где очень мало места и его нужно экономить, с этой задачей хорошо справляется вертикальный сепаратор, они занимают

небольшую площадь, в то время как горизонтальные сепараторы занимают большую площадь и поэтому их устанавливают в основном на суше. Но нужно сказать, что у горизонтальных сепараторов есть большое преимущество перед вертикальными, у горизонтального сепаратора площадь поверхности жидкости больше, чем у вертикального, что в свою очередь дает нам добиться наиболее качественного разделения жидкости от газа. Так как если у нас большая площадь поверхности между газом и жидкостью, газ будет быстрее покидать жидкость и разделение газа от жидкости будет происходить более эффективно. Поэтому горизонтальные сепараторы используют на тех месторождениях, где содержится большое количество газа в добываемой продукции.

Также нужно сказать, что у вертикальных сепараторов есть большое преимущество перед горизонтальными. Оно заключается в том, что если в нижней части вертикального сепаратора у нас собрался например песок, мы можем легко удалить этот песок через нижний отвод и он не будет собираться в сепараторе. А вот в горизонтальном сепараторе если песок покроет нижнюю часть, это будет проблемой, ведь в горизонтальных сепараторах отвод только один, даже если мы начнем удалять через этот отвод песок, мы его удалим только с одной секции сепаратора, а в остальной части сепаратора на дне песок будет оставаться. Поэтому скважины в продукции которых, присутствует большое количество песка, для них как правило используют вертикальные сепараторы. Для того чтобы, сделать выбор между горизонтальным и вертикальным сепаратором нужно учитывать следующие особенности сепараторов:

Горизонтальный сепаратор:

1. Большой газовый фактор
2. Требуют большой площади
3. Не могут работать с песком

Вертикальный сепаратор:

1. Могут работать с песком
2. Требуют меньшей площади
3. Трудности в обслуживании

Учитывая особенности нашего месторождения Восточный Жагабулак, можно

сделать вывод что наиболее выгодным и правильным вариантом будет выбор горизонтального сепаратора, так как на данном месторождении присутствует большое количество нефтяного газа, который впоследствии требует сепарации от жидкости, площадь месторождения Восточного Жагабулака позволяет установить горизонтальный сепаратор, что в свою очередь дает некое преимущество в обслуживании.

2.4.4 Технологический расчет сепарационной установки

2.4.4.1 Расчет вертикального гравитационного сепаратора по газу

Газосепаратор представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд, который является обязательным оборудованием нефтегазодобывающих предприятий. Газосепаратор служит для очистки нефтяного газа от различных примесей и выполняет процедуру отделения нефти от газа. Объем газового сепаратора зависит от количества проходящего через него газа. Газ проходит в среднюю часть сепаратора, где сначала проходит через коагулятор, а затем через специальное сетчатое сопло, затем он освобождается от содержащихся в нем капель жидкости и удаляется из верхней части сепаратора. Капли конденсата прилипают к дну сепаратора, откуда после заполнения сбрасываются в дренажную емкость. Магнитный указатель помогает контролировать уровень конденсата в сепараторе. Кроме того, дополнительно имеются в составе сепаратора: манометр, запорная арматура и предохранительный клапан.

$$w_2 < w \quad (2.13)$$

где w_2 - скорость восходящего газового потока в установке при данных термодинамических условиях сепарации, м/с;

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

$$w_2 = \frac{V_0 P_0 T z}{86400 F P T_0} \quad (2.14)$$

Для того, чтобы вычислить скорость восходящего потока газа в сепараторе,

нужно знать величину объемного расхода газа и диаметра установки.

где V_0 - объемный расход газа при нормальных условиях

($P_0 = 0,1013$ МПа и $T_0 = 273$ К), м³/сут;

$$F = \frac{\pi \cdot D^2}{4} - \text{площадь сечения сепаратора, м}^2;$$

D - диаметр сепаратора, м;

P - давление сепарации, МПа;

T - температура сепарации, К;

z - коэффициент сверхсжимаемости, учитывающий отклонение свойств реального газа от идеального;

86400 - количество секунд в сутках.

Сделав численные преобразования формулы (2.14) можно записать:

$$w_c = 5,47 \cdot 10^{-3} \frac{V_0 T z}{D^2 P} \quad (2.15)$$

При расчете скорости осаждения капель жидкости или твердых частиц в потоке газа делаются следующие допущения:

- частица имеет сферическую форму;
- установившееся движение газа, т.е. скорость подъема газа в любой точке сепаратора постоянна;
- движение частиц в потоке газа свободное, т.е. они не сталкиваются друг с другом;

Исходя из сделанных выше предположений, скорость осаждения сферических частиц можно определить по формуле Стокса:

$$w = \frac{d^2 (\rho_{ж} - \rho_г) g}{18 \mu_г} \quad (2.16)$$

где w - скорость оседания частицы в потоке газа, м/с; d - расчетный диаметр частицы, м; $\rho_{ж}$ и $\rho_г$ - соответственно плотность жидкости и плотность газа при давлении и температуре сепарации; g - ускорение свободного падения, м²/с; $\mu_г$ - динамическая вязкость газа при давлении и температуре сепарации, Па·с.

В некоторых случаях необходимо использовать кинематическую вязкость газа, тогда формула примет вид:

$$w = \frac{d^2(\rho_{жс} - \rho_z)g}{18\nu_z\rho_z} \quad (2.17)$$

где ν_z - кинематическая вязкость газа при давлении и температуре сепарации, м²/с.

В практических расчетах принимается

$$w = 1,2 w_z \quad (2.18)$$

Подставив в (2.18) значения выражений (2.15) и (2.17) получим:

$$\frac{d^2(\rho_{жс} - \rho_z)g}{18\nu_z\rho_z} = 1,2 \cdot 5,47 \cdot 10^{-3} \frac{V_0 T z}{D^2 P} \quad (2.19)$$

или, сделав численное преобразование, получим:

$$V_0 = 84 \frac{D^2 P d^2 (\rho_{жс} - \rho_z)}{T \nu_z \rho_z z} \quad \text{или} \quad V_0 = 84 \frac{D^2 P d^2 (\rho_{жс} - \rho_z)}{T \mu_z z} \quad (2.20)$$

По этой формуле можно рассчитать расход газа с гарантией того, что все жидкие и твердые частицы газожидкостной смеси осядут в секции накопления установки.

2.4.4.2 Расчет вертикального гравитационного сепаратора по жидкости

В жидкости содержатся пузырьки газа, для того чтобы была хорошая пропускная способность, нужно чтобы эти пузырьки газа сводились к нулю. От количества пузырьков зависит множество факторов: вязкость флюида, давление в сепараторе и скорость подъема уровня жидкости в сепараторе. Суть заключается в том, чтобы грамотно подвести расчеты, т.е., скорость подъема уровня жидкости $w_{ж}$, должна быть меньше чем та скорость, с которой всплывают пузырьки газа $w_{г}$.

$$W_{ж} < W_{г}. \quad (2.21)$$

По формуле Стокса определяем скорость всплывания пузырьков газа в жидкости:

$$w_{\Gamma} = \frac{d_r^2 (\rho_{жс} - \rho_z)}{18\mu_{жс}} \quad (2.21)$$

где d_{Γ} - расчетный диаметр пузырьков газа, м;

Плотность газа в условиях сепарации:

$$\rho_z = \rho_0 \frac{PT_0}{P_0Tz} \quad (2.22)$$

где ρ_0 – в стандартных условиях плотность газа, кг/м³.

От поперечного сечения сепаратора F и от объемного дебита $q_{ж}$, зависит скорость подъема жидкости в сепараторе, а именно:

$$w_{жс} = \frac{q_{жс}}{86400F}$$

Учитывая (2.20), можно записать:

$$w_{жс} = \frac{q_{жс}}{86400F} < w_{г} = \frac{d_c^2 (\rho_c - \rho_{г})g}{18\mu_c} \quad (2.23)$$

$$q_{жс} = 86400 \cdot 0,785D^2 \frac{d_c^2 (\rho_{жс} - \rho_z)g}{18\mu_{жс}} \quad (2.24)$$

после численных преобразований получим:

$$q_c = 36964 \cdot D^2 \frac{d_c^2 (\rho_c - \rho_{г})}{\mu_c} \quad (2.25)$$

Пример расчета

Исходные данные:

Вертикальный гравитационный сепаратор диаметром $D=2$ м поступает газонефтяная смесь с средним диаметром капелек нефти $d_n = 22$ мкм также вязкостью $\mu_n = 6,77$ мПа·с. Давление в сепараторе $P = 0,6$ МПа, температура - $T = 293$ К. Объемный расход нефти составляет $q_n=200$ м³/сут, плотность нефти $\rho_n = 838$ кг/м³. Насыщенность газа в нормальных условиях $\rho_0 = 1,15$ кг/м³, вязкость газа $\mu_g=13$ мкПа·с, коэффициент сверхсжимаемости для данных условий $z = 0,985$

Найти: скорость осаждения капель в газовом потоке, во внутренней части

сепаратора определить с какой скоростью происходит подъем жидкости, диаметр пузырьков газа, находящихся в жидкости и расход газа.

Решение:

1) Установим плотность газа в условиях сепарации, по формуле (2.22)

$$\rho_{\Gamma} = \frac{1,15 \cdot 0,6 \cdot 10^6 \cdot 273}{0,1013 \cdot 10^6 \cdot 293 \cdot 0,985} = 6,44 \text{ кг/м}^3.$$

2) По формуле Стокса определяем скорость всплывания пузырьков газа в жидкости (2.15):

$$w_{\text{H}} = \frac{(25 \cdot 10^{-6})^2 (838 - 6,44) \cdot 9,81}{18 \cdot 14 \cdot 10^{-6}} = 0,2023 \text{ м/с.}$$

3) Из условия (2.17) можно определить скорость поднимающегося потока газа:

$$w_{\Gamma} = \frac{w_{\text{H}}}{1,2} = \frac{0,02023}{1,2} = 0,0168 \text{ м/с,}$$

4) По формуле (2.14) определяем суточную эффективность по газу:

$$V_0 = \frac{0,0168 \cdot 2^2 \cdot 2 \cdot 10^6}{5,47 \cdot 10^{-3} \cdot 293 \cdot 0,985} = 85569,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

5) Пропускную способность сепаратора по газу найдем по формуле (2.19)

$$V_0^1 = 84 \frac{2^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot (25 \cdot 10^{-6})^2 (838 - 6,44)}{293 \cdot 14 \cdot 10^{-6} \cdot 0,985} = 10866,4 \text{ м}^3/\text{сут,}$$

т.е. характер сепаратора обеспечивает производительность по газу.

Расчет сепаратора жидкости заключается в проверке пропускной способности при условии абсолютного подъема пузырьков газа на уровне поднимающейся жидкости.

В начале определим скорость подъема жидкости в сепараторе, с помощью формулы (2.23):

$$w_{\text{жс}} = \frac{200 \cdot 4}{86400 \cdot 3,14 \cdot 2^2} = 0,00073 \text{ м/с,}$$

В соответствии с основным условием работы сепаратора (2.20) определим быстроту всплывания газового пузырька:

$$w_{жс} = 1,2 \cdot w_{жс} = 1,2 \cdot 0,00073 = 0,00088 \text{ м/с},$$

По формуле Стокса определяем диаметр газового пузырька:

$$d_{г} = \sqrt{\frac{18\mu_n \cdot \omega_z}{(\rho_n - \rho_z)g}} = \sqrt{\frac{18 \cdot 6,77 \cdot 10^{-3} \cdot 0,00088}{(838 - 6,44) \cdot 9,81}} = 0,000115 \text{ м}.$$

Проверка расхода жидкости проводится по формуле (2.25) с учетом объема плавающих пузырьков газа:

$$q_{жс} = \frac{36964 \cdot 2^2 \cdot 0,000115^2 (838 - 6,44)}{6,77 \cdot 10^{-3}} = 240,18 \text{ м}^3 / \text{сут}, \text{ то что удовлетворяет}$$

установленному объему жидкости (200 м³/сут).

Условия задачи:

На месторождении дебит нефти составляет 4000STB/day, удельный вес нефти по API-30, вязкость этой нефти- 5ср, в то время как коэффициент объемного расширения нефти составляет 1,2RB/STB. А также, дебит газа на месторождении составляет- 10MMScf/day, удельный вес газа 0,7, вязкость газа-0,013ср, z-фактор-0,84. Определить, константы сепаратора, если рабочее давление сепаратора составляет 1000psi, рабочая температура сепаратора- 100 degF, диаметр капель жидкости- 100microns, коэффициент фракции сепаратора-0,5 (50%).

1. Найдем плотность

$$\rho_l = \rho_w \left(\frac{141.5}{131.5 + API} \right) = 62.4 \frac{141.5}{131.5 + 30} = 54.6 lb_m/ft^3$$

$$\rho_g = 2,7 \left(\frac{\gamma_g P}{zT} \right) = \frac{2.7 * 0.7 * 1000}{0.84 * 560} = 4.017 lb_m/ft^3$$

2. Если $C_D = 0.34$ то К

$$K = \sqrt{\frac{C_D * \rho_g}{\rho_l - \rho_g}} = \sqrt{\frac{0.34 * 4.017}{54.6 - 4.017}} = 0.1643$$

3. скорость осаждения

$$v_t = \frac{0.0119}{K} \sqrt{d_m} = 0.724 ft/sec$$

4. число Рейнольдса

$$Re = 4.822 * 10^{-3} \frac{\rho_g * d_m * v_t}{\mu_g} = \frac{4.822 * 10^{-3} * 4.017 * 100 * 0.724}{0.013} = 107.875$$

Повторение 2

$$C_D = \frac{24}{107.875} + \frac{24}{\sqrt{107.875}} + 0.34 = 2.87$$

5. $C_D = 0.34$ найдем постоянную К

$$K = \sqrt{\frac{C_D * \rho_g}{\rho_l - \rho_g}} = \sqrt{\frac{2.87 * 4.017}{54.6 - 4.017}} = 0.477$$

6. скорость осаждения

$$v_t = \frac{0.0119}{K} \sqrt{d_m} = 0.249 ft/sec$$

7. число Рейнольдса

$$R_e = 4.822 * 10^{-3} \frac{\rho_g * d_m * v_t}{\mu_g} = \frac{4.822 * 10^{-3} * 4.017 * 100 * 0.249}{0.013} = 37.17$$

Повторение 3

$$C_D = \frac{24}{37.17} + \frac{24}{\sqrt{37.17}} + 0.34 = 4.922$$

8. $C_D = 0.34$ найдем постоянную К

$$K = \sqrt{\frac{C_D * \rho_g}{\rho_l - \rho_g}} = \sqrt{\frac{4.922 * 4.017}{54.6 - 4.017}} = 0.625$$

9. скорость осаждения

$$v_t = \frac{0.0119}{K} \sqrt{d_m} = 0.1904 \text{ ft/sec}$$

10. число Рейнольдса

$$R_e = 4.822 * 10^{-3} \frac{\rho_g * d_m * v_t}{\mu_g} = \frac{4.822 * 10^{-3} * 4.017 * 100 * 0.1904}{0.013} = 28.36$$

Повторение 4

$$C_D = \frac{24}{28.36} + \frac{24}{\sqrt{28.36}} + 0.34 = 5.692$$

11. поток $C_D = 0.34$ найдем постоянную К

$$K = \sqrt{\frac{C_D * \rho_g}{\rho_l - \rho_g}} = \sqrt{\frac{5.692 * 4.017}{54.6 - 4.017}} = 0.672$$

12. скорость осаждения

$$v_t = \frac{0.0119}{K} \sqrt{d_m} = 0.177 \text{ ft/sec}$$

13. число Рейнольдса

$$R_e = 4.822 * 10^{-3} \frac{\rho_g * d_m * v_t}{\mu_g} = \frac{4.822 * 10^{-3} * 4.017 * 100 * 0.177}{0.013} = 26.3$$

Повторение 5

$$C_D = \frac{24}{26.3} + \frac{24}{\sqrt{26.3}} + 0.34 = 5.93$$

$$K = \sqrt{\frac{C_D * \rho_g}{\rho_l - \rho_g}} = \sqrt{\frac{5.93 * 4.017}{54.6 - 4.017}} = 0.686$$

$$v_t = \frac{0.0119}{K} \sqrt{d_m} = 0.173$$

$$Re = 4.822 * 10^{-3} \frac{\rho_g * d_m * v_t}{\mu_g} = \frac{4.822 * 10^{-3} * 4.017 * 100 * 0.173}{0.013} = 25.8$$

Повторение 6

$$C_D = \frac{24}{25.8} + \frac{24}{\sqrt{25.8}} + 0.34 = 5.99$$

14. $C_D = 0.34$ найдем постоянную К

$$K = \sqrt{\frac{C_D * \rho_g}{\rho_l - \rho_g}} = \sqrt{\frac{5.99 * 4.017}{54.6 - 4.017}} = 0.689$$

15. скорость осаждения

$$v_t = \frac{0.0119}{K} \sqrt{d_m} = 0.172 \text{ ft/sec}$$

16. число Рейнольдса

$$Re = 4.822 * 10^{-3} \frac{\rho_g * d_m * v_t}{\mu_g} = \frac{4.822 * 10^{-3} * 4.017 * 100 * 0.172}{0.013} = 25.7$$

Постоянная К равна

$$K = \sqrt{\frac{C_D * \rho_g}{\rho_l - \rho_g}} = \sqrt{\frac{5.99 * 4.017}{54.6 - 4.017}} = 0.689$$

Определяем размер горизонтального сепаратора

1. Рассчитать ограничение мощности газа

$$l_{\text{eff}}d = 420 \frac{q_{sc}Z * T * K}{p * \sqrt{d_m}} = 420 \frac{10 * 0.84 * 560 * 0.689}{10000} = 136,12$$

2. Определим время

$$t_l = \frac{1.4 * d^2 * l_{\text{eff}}}{q_l} = 2.2 \text{ min}$$

3. Найдем ограничение емкости жидкости при f=0.5

$$l_{\text{eff}}d^2 = \frac{t_l q_l}{1.4f} = \frac{2.2 * 4000}{1.4 * 0.5} = 11428.5 \text{ ft} - \text{ inches}^2$$

4. Найдем эффективную длину с диаметром 36 дюйм :

$$l_{\text{eff}}36^2 = 11428.5 \text{ ft} - \text{ inches}^2$$

$$l_{\text{eff}} = 9 \text{ ft}$$

$$l_{ss} = \frac{4}{3} l_{\text{eff}} = \frac{4}{3} * 9 = 12$$

$$3 \leq \frac{9}{36/12} \leq 5$$

$$3 \leq 3 \leq 5$$

d, in	Gas L _{eff} , ft	Gas L _{ss} , ft	Gas Slenderness ratio	Liquid L _{eff} , ft	Liquid L _{ss} , ft	Liquid Slenderness ratio
16	2	4	3	33	45	33
20	2	4	2	21	29	17
24	2	4	2	15	20	10
30	1	4	2	10	13	5
36	1	4	1	7	9	3
42	1	4	1	5	6	2
48	1	5	1	4	5	1

При длине шва 9 и диаметре 36 дюйм, этот сепаратор будет работать стабильно

Определить размер вертикальный сепаратор

1. Определим диаметр

$$d = \left(5.042 \frac{q_{sc}Z * T * K}{p * \sqrt{d_m}} \right)^{1/2}$$

$$d = \left(5.042 \frac{10 * 0.84 * 560 * 0.689}{10000} \right)^{1/2} = 1.27 \text{ inch}$$

2. Область потока газа в верхней части сепаратора

$$A = \frac{\pi d^2}{144 * 2/12} = 0.0014$$

3. Установил скорость газа, равную конечной скорости капли жидкости по уравнению 18.

$$v_g = 60 \frac{q_{scZ} * T}{pd^2} = 0.174 \text{ ft/sec}$$

$$v_g = v_t$$

4. Время удерживания жидкости в двухфазном вертикальном сепараторе

$$l_{eff}d^2 = \frac{t_l q_l}{1.4f} = \frac{2 * 4000}{1.4 * 0.5} = 11428.5 \text{ ft} - \text{inches}^2$$

$$l_{eff} = 9 \text{ ft}$$

$$l_{eff} = \frac{h}{f} \text{ отсюда } h = l_{eff} * f = 9 * 0.5 = 4,5 \text{ ft}$$

5. Длина шва к шву, включая пространство для внутренних механизмов, составляет:

$$l_{ss} = h + \frac{76}{12} = 10.83$$

При длине шва 9 и диаметре 36 дюйм, этот сепаратор будет работать не стабильно

d, in	Gas L _{eff} , ft	Gas L _{ss} , ft	Gas Slenderness ratio	Liquid L _{eff} , ft	Liquid L _{ss} , ft	Liquid Slenderness ratio
16	2	4	3	33	45	33
20	2	4	2	21	29	17
24	2	4	2	15	20	10
30	1	4	2	10	13	5
36	1	4	1	7	9	3
42	1	4	1	5	6	2
48	1	5	1	4	5	1

3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Организация труда и заработная плата

В каждом учреждении, и в том количестве и на нефтяном, воздает себе большую часть организации, которая учитывает продуктивное собирание, расстановку и исполнение сотрудников дает возможность уверенно и благоприятное внедрить рабочие силы.

В них присутствует:

- Услуги рабочего места;
- Порядок выполненных работ ;
- Определение наилучших специалистов;
- Защита прав трудящихся и меры безопасности;
- Профподбор, спецподготовка и повышение квалификации;
- Подготовка состязаний.

На 1-ое января 2017 г. в НГДУ «ОН» произведено по перечню 156 работников что количестве 105 трудящихся из их 45 дам.

За 2006 год принято 20 человек, уволено 16 человек. Коэффициент сменяемости сотрудников за 2016 год составил 0,09.

За 2014-2013 г.г. среднесписочная количество составила 96 человек, из их 65 трудящихся. В целом сотрудниками отработано 18775 чел/дня. Издержки рабочего времени составили 0,03 чел/дня на 1-го работающего, собственно что соответствует уровню предшествующего года. Плата труда трудящихся выполняется по временной системе с использованием окладов, тарифных ставок установленных согласно штатных расписаний утверждённых ТОО «Арал Петролеум Кэпитал». Все разряды установлены согласно ЕТКС, а тарифные ставки, оклады с применением коэффициента оплаты ЕТС.

Средний разряд выполняемых работ соответствует среднему разряду рабочих и составляет – 3,8.

Средняя зарплата на одного работающего по ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» за 2016 год составила – 49,687 тыс.тенге без удержания подоходного налога, что составляет 126,8 % к уровню 2015 года и 100,2 % к плану, в том числе промышленно- производственного персонала составила – 54,093 тыс. тг без удержания подоходного налога, что составляет – 126,1 % к уровню предыдущего года и 100,2 % к плану. В 2006 году выплачено премии 181606,2 тыс.тенге, в том числе по оценке производственно-хозяйственной деятельности 145369,1 тыс.тенге; ко дню нефтяников 9440,0 тыс.тенге; ко дню независимости 9700,0 тыс.тенге; прочие 17097,0 тыс.тенге.

Средняя заработная плата на одного работающего по ТОО за 2015 год округлилась до 39197 тенге, среди которых числе промышленно- производственного персонала 42894 тенге.

Количество рабочих, охваченных сдельной оплатой труда в 2017 году 103 человека, средний процент выполнения норм сдельщиками 121,5 %.

3.2 Структура и расчет эксплуатационных затрат

3.2.1 Расчет эксплуатационных затрат до внедрения мероприятия

Главные данные, что бы рассчитать все затраты по эксплуатации сырья по рассчитываются до внедрения и взяты из плановой документации ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» за 2011 год. Затраты за один год на электричество по извлечению нефти и спланируем по общим меркам затраты энергии на 1 т нефти. Они оформляют для скважины работающей с дебитом до пуска ДНС:

$$Z_{э} = Q_1 \cdot P_{э} \cdot Ц_{э}, \quad (3.1)$$

где, Q_1 – годичный размер добытой нефти до пуска ДНС;

$P_{\text{э}}$ – удельная затрата энергии на 1 т добываемой нефти, кВт·ч/т;

$\text{Ц}_{\text{э}}$ – цена 1кВт·ч электричества, тг/кВт·ч;

$$Z_{\text{эЗ}} = 5939,4 \cdot 49,55 \cdot 6,56 = 1929614,95 \text{ тг.}$$

Затраты, по искусственного происхождения влиянию на пласт, включают в себя издержки на закачку воды, для увеличения нефтеотдачи пласта. Например как мощность цеха в рассматриваемый этап не изменяется, то подсчету подлежат издержки на электричество с учетом общепризнанных мерок затраты воды на 1 т добываемой нефти и общепризнанных мерок затраты электричества на закачку 1 м³ воды:

$$Z_{\text{зв}} = N_{\text{рв}} \cdot \text{Эн} \cdot \text{Ц}_{\text{э}} \cdot Q_1 \quad (3.2)$$

где, $N_{\text{рв}}$ – норма затраты воды на 1 т добываемой нефти, м³/т;

Эн – норма затраты электричества на закачку 1 м³ воды, кВт·ч/м³;

$$Z_{\text{звЗ}} = 2,45 \cdot 15,5 \cdot 6,56 \cdot 5639,4 = 1528715,5 \text{ тг/скв}$$

Фонд оплаты труда определим по средней заработной плате сотрудников:

$$З_{пп} = N_{ч} \cdot S_{з/п} \cdot \Phi_{скв} \quad (3.3)$$

где, $N_{ч}$ – норматив количества на 1 скважину деятельного фонда, чел/скв;

$S_{з/п}$ – среднегодовая заработная оплата сотрудника, тг/чел;

$\Phi_{скв}$ – среднедействующий фонд скважин;

$$З_{пп} = 2 \cdot 370364 \cdot 1 = 850728$$

тг

Финансовые выделенные средства от работодателя на общественное страхование, в пенсионный фонд и фонд занятости хватаются по установленным всеобщим меркам на подходящий этап времени и оформляют по 36 % от ФОТ, т.е.:

$$З_{о.р} = 3 \cdot 0,36;$$

(3.4)

$$З_{о3.р} = 850728 \cdot 0,36 = 288662 \text{ тг}$$

Демпфирующие отчисления на основные технологии, пришедшие на замену базисной технике, рассчитываются в зависимости от добавленных и текущих капитальных вложениях на покупки новейшей техники известных марок для амортизации и производительности.

Отчислений от амортизации по скважинам начисляют по нормативу 6,7 % от начальной стоимости скважины:

$$A_{г}=(C_{п} \cdot N_{а})/100\% \quad (3.5)$$

где, $C_{п}$ – начальная цена скважины, тг;

$N_{а}$ – годовая норма амортизации скважины, %.

$$A_{г3}=277015000 \cdot 6,7/100=1829700511 \text{ тг}$$

Затраты по сбору, транспортировке и подготовке нефти и газа, включают издержки по сбору нефти от скважины до установок по сбору нефти (УСН). Нефть из скважины поступает на ближний блок входных нитей (БВН), а вслед за тем с всякого БВН по самостоятельному трубопроводу на установку подготовки нефти.

Величина расходов для предоставленной заметки калькуляции станет:

$$Z_{с.т.п.}=Q_1 \cdot Z_{уд} \quad (3.6)$$

где, $Z_{уд}$ – удельные затраты на сбор, автотранспорт и подготовку нефти, тг/т.

$$Z_{с1} \text{ .т.п.} = 5639,4 \cdot 899 = 5738520,6 \text{ тг}$$

Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования включают в себя траты такие как: содержание и эксплуатация, наземного и подземного оснащения всех типов скважин, охватывая амортизационные отчисления от цены наземного и подземного оснащения, а еще с текущим подземным починкой скважин. Затраты по починке наземного и подземного оснащения включают ряд затрат (заработная оплата, прокат транспортных средств др.). Для детального расчета расходов на эту заметку примем издержки от нынешний починка 1,2 % от начальной цены скважин, т.е.:

$$Зтз .p = 1,2\% \cdot C/100\% \quad (3.7)$$

$$Зт.p=1,2 \cdot 268015000/100=2656180тг$$

Общепроизводственные затраты включают издержки связанные с управлением фирмы и организации изготовления в целом.

Они относятся к затратным затратам и оформляют 26 % от суммы прямых и косвенных затрат11 , т.е.:

$$Зо.п.p = 26\% \cdot (Зэ+Зз.в+Зпп+Зор+Аг+Зстп+Зт.p)/100\% \quad (3.8)$$

$$Зо.п.p=7606416,8тг$$

Внепроизводственные издержки – это издержки связанные с платной реализацией продукции. Удельный авторитет данных расходов оформляет 0,5 % от абсолютной себестоимости.

$$Звп=0,5\% \cdot S3/100\% \quad (3.9)$$

$$Звпб=0,5 \cdot 43161866/100=185810тг$$

Итоги вычислений отражены в таблице 6.9 1.

Наблюдая за расчетами, можно себестоимость одну тонну нефтяного сырья перед вводом события по добавлению эффективности скважины:

$$C1=Зг/Q1 \quad (3.10)$$

где, Зг – сумма эксплуатационных расходов по заметкам калькуляции, тг.

$$C1=42746449,1/6939,4=4156тг$$

Этим образом, себестоимость 1т нефти до пуска ДНС составит за год 6156 тг.

Таблица 3.1 эксплуатационные издержки до внедрения мероприятия

Название заметок калькуляции	Сумма, тг
Электричество на добычу нефти	1528715,5
Электроэнергия на закачку воды	1728715,5
Фонд оплаты труда	850728,00
Пенсионный фонд	287662,00
Амортизационные отчисления	18297005
Издержки и набор для транспортировочных работ	5738520,6
Затраты на восстановление деталей	2656180,0
Затраты на разработку	7606416,8
Непроизводственные расход	185810,00
В итоге:	14043552,4

3.2.2 Расчет эксплуатационных затрат после внедрения мероприятия

Эксплуатационные издержки, впоследствии внедрения УДН, состоят из затрат по обслуживанию УДН и расходов по сбору и перевозке нефти дополнительно добытой в текущем году.

Именно сервис УДН связана с расходами: на автотранспорт для завоз и экспорт людей на рабочее пространство, горючее для (ДЭС), реагенты для закачки, ремонтные работы а еще на амортизацию оснащения.

Эксплуатационные издержки по обработке возможно высказать надлежащей формулой:

$$Z_1 = Z_{отб} + Z_{реаг} + Z_{трансп} + Z_{топл} + A_m + T_{рем}, \quad (3.11)$$

где, $Z_{отб}$ – затраты по оплате труда, $Z_{реаг}$ – затраты на реагенты,

$Z_{\text{трансп}}$ – затраты транспорт, $Z_{\text{топли}}$ – затраты на топливо и материалы,
 $A_{\text{оч}}$ – амортизационные отчисления, $Z_{\text{т.р}}$ -текущий ремонтные работы.

Затраты по оплате труда включают:

- оплату труда основного цеха ЦД-1;
- оплату труда вспомогательного цеха ВЦ;
- оплату труда вспомогательного цеха ЦП.

Расчет на оплату труда по формуле:

$$Z_{\text{оз}}=(O_{\text{к}} \cdot K_{\text{шт}}), \quad (3.12)$$

$$Z_{\text{з.п.}}=(Z_{\text{о.з.}} + D_{\text{з.п.}} \cdot P_{\text{кф.}}) \quad (3.13)$$

$$Z_{\text{з.п.}} \cdot 0,36=Z_{\text{о.р.}} \quad (3.14)$$

Где , $Z_{\text{з.п.}}$ = годовой ФОТ, 0,36% - норма-отчисление, $Z_{\text{о.р.}}$ - отчисление с ФОТ.

$$Z_{\text{о.з.}}= 19054,8 \cdot 30 = 451644 \text{ тг,}$$

$$Z_{\text{з.п.}} = 601644+317996,8+635993,6 = 1555634,4 \text{ тг,}$$

$$Z_{\text{о.р.}}= 1555634,4 \cdot 0,36 = 560028,4 \text{ тг.}$$

Таблица 3.2 - Расчет оплаты труда обслуживающего персонала УДН

Контингент	Количество штата, в ед.	Средняя зар.плата, тг	Годичная казна з.п., тг
ИТР ДНС	4	20054,8	
Диспетчер	10	20054,8	
Механик	4	20054,8	
Слесарь-трубопроводник	4	20054,8	
Электро-техник	4	20054,8	
Слесарь КИПиА	4	20054,8	

В целом:	30	601644	
Главная заработная оплата			601644,00
Добавочная заработная оплата			317996,80
Местный коэффициент			635993,60
В общем:			1555634,4

Издержки на электричество распознаем по формуле:

$$Z_{э.н} = (\mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2) \cdot C_э \cdot 12 \quad (3.15)$$

где, $Z_{э.н}$ - затраты по электроэнергии,

\mathcal{E} - объемы потребления электроэнергии;

$C_э$ - цена за электричество.

$$Z_{э.н} = 190 \cdot 6,56 \cdot 12 = 14956,8 \text{ тг.}$$

Издержки на автотранспорт включают в себя: транспортные затраты на завоз горючее на ДЭС, теплообменник для доставки хим.реагента, ППУ для пропарки, очередной автобус для перевозки людей.

Транспортные расходы определяем по формуле:

$$Z_{т.р.} = (C_{км} \cdot K_{спец.тех.} \cdot P) \cdot 12, \quad (3.16)$$

где, $Z_{т.р.}$ - затраты на транспорт, $C_{км}$ - цена за 1 км в тг, $K_{спец.тех.}$ - количество спец.техники.

$$Z_{т.р.} = (437 \cdot 37 \cdot 15) \cdot 12 = 2910420 \text{ тг}$$

Таблица 3.3 - Затраты на транспорт

Вид транспорта	Стоимость 1 км, тг	Кол-во спец.техники	Расстояние от основы до ДНС	Всего за месяц, тг	Всего за год, тг
----------------	--------------------	---------------------	-----------------------------	--------------------	------------------

Бойлер	437	30	15	196650	2359800
Автобус	437	2	15	13110,0	157320,0
ППУ	437	4	15	26220,0	314540,0
Бензовоз	437	1	15	655,00	78560,00
Итого:	1748	37	60	242535	2910420

Издержки на реагенты включают в себя затраты на хим реагенты, формальдегида напротив гидратаобразований, ингибитора коррозии и парофиноотложений.

Расплата затрат реагентов распознаем по формуле

$$Z_{\text{рег.}} = (H_{\text{м}} \cdot C_{\text{м}}) \cdot 12, \quad (3.17)$$

где, $Z_{\text{рег}}$ – затраты реагентов, $H_{\text{м}}$ – ежемесячная нормативность платежей, $C_{\text{м}}$ - цена реагентов.

$$Z_{\text{рег}} = (3,6 \cdot 54000) + (3,6 \cdot 45000) \cdot 12 = 4276800 \text{ тг}$$

Расходы на материалы включают затраты для дизтоплива, тосол, моторное масло для аварийной ДЭС.

Расчет расхода материалов по формуле

$$Z_{\text{мат.}} = (M \cdot C) \cdot 12, \quad (3.18)$$

где, $Z_{\text{мат.}}$ - затраты на материалы и топлива, M - материалы и топлива, C - цена на материалы и топлива.

$$Z_{\text{мат}} = (1100 \cdot 40) + (200 \cdot 1000) + (200 \cdot 100) \cdot 12 = 3168000 \text{ тг}$$

В затраты по текущему починке относятся оснащение (насосная, газовая, ингибиторная, БПЕ, сепараторы).

Для укрупненного расчета расходов на эту заметку примем издержки на нынешний починка 1,2 % от начальной цены ДНС, т.е.:

$$Z_{\text{т.рем.}} = (1,2 \% \cdot C_{\text{п}}) \quad (3.19)$$

где, $Z_{т.рем}$ - издержки за сегодняшний починка, $C_{п}$ - размеренная цена

$$Z_{т.рем} = 1,2 \cdot 616357100 / 100 = 7396285 \text{ тг}$$

Амортизационные отчисления – отчисления производственных фондов:

$$A_o = (C \cdot H) / 100 \quad (3.20)$$

где, C - балансовая цена ДНС, H - годовая норма амортизаций

$$A_o = 616357100 \cdot 6,7 / 100 = 41295925 \text{ тг}$$

По итогам вышеприведенных, определим издержки на проведение события суммирую их:

$$\begin{aligned} Z &= 1555634,4 + 14956,8 + 2910420 + 4276800 + 3168000 + 7396285 + 41295925 \\ &= 60618021,2 \text{ тг} \end{aligned}$$

Издержки по извлечению добавочной нефти, получаемой в итоге ввода в использование, состоят из затрат на извлечение ее на плоскость, сбор, перевозку и технологическую подготовку нефти.

Определим затраты на электричество по извлечению нефти впоследствии внедрения мероприятия:

$$Z_э = 13807,2 \cdot 49,55 \cdot 6,56 = 4488003 \text{ тг}$$

Затраты по сбору, перевозке и подготовке нефти составят:

$$Z_{стп} = 13807,2 \cdot 899 = 12412672,8 \text{ тг}$$

Издержки на амортизацию оснащения, плату труда трудящихся, обслуживающих скважину, отчисления в пенсионный фонд и общественное страхование считаются фиксированными и остаются что же, собственно до ввода к реализации.

Производственные затраты можно определить по формуле:

$$\begin{aligned} Z_{оп} &= 26 \cdot (4488003 + 12059567,2 + 940728 + 338662 + 19297005 + \\ &+ 3456180) / 100 = 10550845,55 \text{ тг} \end{aligned}$$

Внепроизводственные расходы:

$$Z_{вп} = 0,5 \cdot 47584992,7 / 100 = 237925 \text{ тг}$$

Таблица 3.4

Годичные эксплуатационные издержки впоследствии внедрения

Наименование статей калькуляции	Сумма, тг
Электричество	4488003,0
Издержки на ППД	1728715,5
ФОТ	940727,00
Отчисления работодателя	308622,00
Воздаяние скважины	1272820,0
Сумма, перевозкии организация нефти	1105956,0
Данный ремонт скважины	3176500,0
Производственные расходы	1055056,4
Внепроизводственные расходы	237925,00
Издержки по вводу ДНС в эксплуатацию	613485,05
Итого	9923622,4

3.3 Расчет капитальных вложений

Стоимость основных фондов на 01.01.2007 год равна - 39414,924 млн.тенге. На 2017 год были запланированы капитальные вложения на сумму 12256,003 млн.тенге, фактические вложения за год составили 15575,158 млн.тенге, в том числе бурение – 12754,168 млн.тенге, капитальное строительство – 1410,182 млн.тенге, оборудование не требующее монтажа 9,848 млн.тенге.

Таким образом, стоимость основных фондов на 01.01.2016 года составила 55608,167 млн.тенге.

Состояние дебиторской и кредиторской задолженности.

На начало 2017 года дебиторская задолженность по ТОО «Арал Петролеум Кэпитал», составила – 21,345 млн.тенге, а на конец года – 19,254 млн.тенге.

Кредиторская задолженность на начало года составила – 125,966 млн.тенге, на конец года – 198,556 млн.тенге, из-за не оплаты выполненных объёмов работ департаментом финансов акционерного общества.

На 01.01.2017 год остаток товароматериальных ценностей (ТМЦ) составил 195,124 млн.тенге, в течение 2016 года остаток ТМЦ возрос на сумму 291,329 млн.тенге, и на 01.01.2016 год составил – 466,553 млн.тенге. В основном из-за переноса срока ввода отдельных объектов строительства, на которые материалы и оборудование были получены согласно заявок 2016 года на сумму 156,652 млн.тенге, а также из-за неравномерной поставки ТМЦ.

Так, в конце декабря месяца по заявкам получены хим. реагенты на сумму 10,885 млн.тенге, запасные части к газлифтному комплексу – 13,756 млн.тенге, запчасти «Шарик Н-65-1-5 Д26» на сумму 9,877 млн.тенге, импульсные трубки 6,044 млн.тенге, аматол – 2,387 млн.тенге, запчасти к фонтанной арматуре на сумму 6,109 млн.тенге, задвижки «Ду-80×320» на сумму 5,683 млн.тенге, задвижка «ЗМС 65×35» на сумму 3,089 млн.тенге.

Выше указанные материалы и оборудование будут использованы при строительстве объектов в 2015 году, следовательно затраты на приобретение ТМЦ на 2015 год значительно уменьшатся.

После внедрения установки демеркаптанализации нефти (УДН) капитальные вложения значительно снизились.

Стоимость основных фондов на 01.01.2018 год равна – 30 млн.тенге. Фактические вложения за год составили 10575,158 млн.тенге, в том числе бурение – 8754,268 млн.тенге, капитальное строительство – 1212,654 млн.тенге, оборудование не требующее монтажа 6,256 млн.тенге.

Таким образом, стоимость основных фондов на 01.01.2018 год составила 46988,237 млн.тенге.

На начало 2018 года дебиторская задолженность по ТОО «Арал Петролеум Кэпитал», составила – 19,652 млн.тенге, под конец года – 16,824 млн.тенге.

3.4 Определение экономического эффекта от внедрения мероприятия за каждый календарный год.

По итогам проделанных расчетов определяем экономическую эффективность:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = (C + C) \cdot Q = (6251 - 3690,4) \cdot 6867,8 = 17588435,8 \text{ тг} \quad (3.21)$$

Таблица 3.5 – Характеристики финансовой производительности от внедрения события по утилизации попутного нефтяного газа

Заметки расходов	До	После	Изменение затрат
Затраты на электричество по извлечению нефти, тг	1 744 045	3 371 820,4	+1 627 775,4
Расходы по искусственному воздействию на пласт, тг	1 336 631,9	3 439 594,4	+2 102 962,5
ФОТ, тг	940 728	940 728	0
выделение работодателя, тг	291 626	291 626	0
Воздаяние скважины, тг	19 297 005	19 297 005	0
Сумма, перевозкии организация нефти, тг	4 823	9 325 596,7	4 502 012,2
Данный ремонт скважины, тг	3 456 180	3 456 180	0
Производственные расходы, тг	8 291 348,1	9 546 800	1 255 451,9
Внепроизводственные	215 810	237 925	2215

расходы, тг			
Издержки по исполнению обработок, тг		3 131 451,68	+313 141,68
Итог расходов, тг	4 039 695,5	4 778 454,5	+7 387 896
Получение сырья, т	5365,5	10 373,3	5 007,8
Первоначальная стоимость 1 т неф, тг/т	6 210,4	5 718,6	- 491,8

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В будущем месторождение Восточный Жагабулак имеет большие потенциалы в нефтяной отрасли. В условиях быстрого развития нефтяной промышленности становятся весьма актуальными проблемы дальнейшего совершенствования систем промыслового сбора и подготовки скважинной продукции. В настоящем дипломном проекте рассмотрены процессы и оборудования для сбора и подготовки скважинной продукции от устья скважины по всей технологической цепочке и до сдачи товарной нефти потребителю.

В проекте рассматривается комплекс мероприятий, обеспечивающий сбор и подготовку запланированного качества нефти и газа по каждой скважине на автоматизированной и групповой замерной установке, от АГЗУ до установки подготовки нефти, подготовка нефти до товарной кондиции и сдача её потребителю, предложение по утилизации:

- 1) обратная закачка сырого газа в пласт;
- 2) газотурбинная электростанция;
- 3) сепаратор для глубокой очистки газового потока;

В целях использования энергии потока для доставки продукции скважин до сборного пункта, учитывается относительно невысокие устьевые давления месторождения Восточного Жагабулака, а также для уменьшения сети трубопроводов, в основном использован совместный сбор нефти и газа.

К 2022 году планируется завершение проектных работ для промышленного освоения месторождения Восточного Жагабулака технологические схемы разработки, проекта обустройства месторождения, выбор концепции развития и базового проектирования завода по подготовке нефти и переработке попутного газа.

Начало добычи на месторождении Восточного Жагабулака является одним из условий социально-экономического развития Актюбинской области. С самого начала своей, по данному проекту ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» осуществляет значительный вклад в социальные развитие региона.

Полномасштабная разработка месторождения Восточный Жагабулак даст новый импульс развитию инфраструктуры всего региона, расширению производственного потенциала, способствует становлению местных сервисных компаний и созданию новых рабочих мест.

Экономические эффективности от внедрения мероприятия по утилизации попутного нефтяного газа составляет: 4 778 454,5 тенге

Утилизация попутного нефтяного газа очень сильно направлена на охрану окружающей среды, так как на многих месторождениях сжигают попутный газ на факелах. Это приводит к загрязнению атмосферного воздуха. В настоящее время, утилизация попутного нефтяного газа – это глобальная проблема нефтяных компаний.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Щуров В.И., Технология и техника добычи нефти, Москва, Недра, 1979г.
2. Джиембаева К.И., Лалазарян Н.В., Сбор и подготовка скважинной продукции на нефтяных месторождениях, Алматы, 2000г.
3. Пыхачев Г.Б., Подземная гидромеханика, Москва, Недра, 1973 г.
4. Акульшин П.Т., Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, Москва, Недра, 1971 г.
5. Бойко Р.Н, Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, Москва, Недра, 1989 г.
6. Желтов Ю.П., Разработка нефтяных месторождений, Москва, Недра, 1986 г.
7. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И., Добыча, транспорт, и подземное хранение газа, Москва, Недра, 1984г.
8. Проект разработки месторождени Восточного Жагабулака , ТОО «Арал Петролеум Кэпитал»
9. Единые правила разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан. Утверждены 18 июня 1996 г.- Алматы, 1996 г.
10. Кессельман Г.С., Махмудбеков Э. А. Защита окружающей среды при добыче , транспорте и хранении нефти и газа.- Москва, Недра, 1991 г.
11. Булатов А. И. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности.- Москва, Недра, 1997 г.