

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Жумахан Дархан Жомартулы

*Сравнительное изучение закачки полимера и поверхностно-активного
вещества на месторождении Озен*

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Специальность 5В070800 – *Нефтегазовое дело*

Алматы 20__

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

Нефтяной инженерии


Сыздыков М.К.

«14» 05 2019г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

На тему: «Сравнительное изучение закачки полимера и поверхностно-активного вещества на месторождении Озен»

по специальности 5В070800-Нефтегазовое дело

Выполнил

Жумахан Д.Ж.

Научный руководитель

Магистр, сениор-лектор


Кыргызбай Г.А.

« » 2019г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

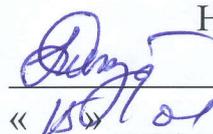
5В070800-Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Нефтяной инженерии

Сыздыков М.К.



2019г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающимися Жумахан Дархан Жомартулы

Тема: Сравнительное изучение закачки полимера и поверхностно-активного вещества на месторождении Озен

Утверждена приказом ректора университета №1167-б от 17.10.2018

Срок сдачи законченного проекта: «13» мая 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

- а) Геологическая часть;
- б) Технологическая часть;
- в) Проектная часть;
- в) Организационная часть;

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): Рекомендуемая основная литература: 26

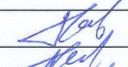
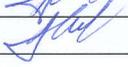
ГРАФИК

подготовки дипломной работы (проекта)

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Технико-технологическая часть		
Расчетная часть		
Экономическая часть		

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу (проект) с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технико-технологическая часть			
Расчетная часть			
Экономическая часть			

Научный руководитель _____  Кыргызбай Г.А.

Задание принял к исполнению обучающиеся _____ Жумахан Д.Ж.

Дата " _____ " _____ 2019 г.

ОТЗЫВ

НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломный проект

Жумахан Дархан

специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

Тема: Сравнительное изучение закачки полимера и поверхностно-активного вещества на месторождении Озен.

Дипломный проект посвящен методом полимер и другими способами нефти отдачей

Дипломантом собран необходимый фактический материал по теме, который позволил ему выполнить классификацию способов повысить нефти отдачу скважинах, запроектировать установку полимерного заводнение для месторождения Озен, выполнить технологическую часть, специальную часть, проанализировать экономическую эффективность, безопасность жизнедеятельности и охрану окружающей среды.

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

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

Научный руководитель
сениор магистр
кафедры НИ
ИГиНГД им. К.Турысова,



Кыргызбай Ф.А.

Отчет подобия



Университет:	Satbayev University
Название:	Сравнительное изучение качества полимера и полимерно-активного вещества на месторождении X - Gaziz K
Автор:	Жукасан Дархан
Координатор:	Айбол Нурмажанов
Дата отчета:	2019-05-08 09:51:42
Коэффициент подобия № 1:	28,1%
Коэффициент подобия № 2:	13,0%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	10 854
Число знаков:	77 226
Адреса пропущенных при проверке:	
Количество завершенных проверок:	22



К вашему сведению, некоторые слова в этом документе содержат буквы из других алфавитов. Возможно - это попытка скрыть позаимствованный текст. Документ был проверен путем замещения этих букв латинским эквивалентом. Пожалуйста, уделите особое внимание этим частям отчета. Они выделены соответственно. Количество выделенных слов 73

Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	UPL		231

АҢДАТПА

Бұл тақырып әрдайым өзекті болады. Мұнай өндіруші кәсіпорындардың қызметі – кен орынды қазіргі заманға сай жаңа технологиялармен қамтамасыз ету және шикі көмірстутекті жоғарғы деңгейде сапалы өңдеу, сонымен қатар, қабаттан өнімді жоғарғы техникo–экономикалық көрсеткіштермен өңдеу.

Алғашқы бөлімде дипломдық жобаның тақырыбына сай мұнай кен орынның геологиялық сипаттамалары мен геологиялық құрылымның көрсеткіштері сипатталған.

Екінші бөлімде Өзен мұнай кен орынды игерудің технологиялық ерекшеліктері, олардың қиыншылықтары, ұңғылардың өнімділігін және тұрақтылығын арттыру үшін жүргізілетін іс-шаралар қарастырылған.

Үшінші бөлімде мұнай өндірудің арттыру әдістері және олардың тиімділігі қаралды.

Төртінші және бесінші бөлімдерде сәйкесінше адами қорды, еңбекті қорғауда және қоршаған ортаны қорғау үшін қолданылатын шаралар қарастырылған.

Алтыншы бөлімде Өзен мұнай кен орнындағы экономикалық тиімділігі есептелді.

АННОТАЦИЯ

Я полагаю, что эта тема всегда будет актуальна, так как важнейшей научно-технической проблемой разработки месторождений является одновременное обеспечение высоких уровней и темпов добычи углеводородного сырья при наиболее полном извлечении его из недр с высокими технико-экономическими показателями работы нефтегазодобывающих предприятий.

В первой части мною были рассмотрены геологические особенности данного месторождения, подробно изучены характеристика геологического строения.

Во второй части я рассмотрел технологические особенности разработки месторождения Узень, подробно изучил фонд добывающих скважин, их осложнения, мероприятия, проводимые для увеличения производительности и оптимизации скважин.

В третьей части произвел анализ эффективности выбранных методов увеличения нефтеотдачи пласта.

В четвертой и пятой частях рассмотрел соответственно мероприятия по безопасности жизнедеятельности, охраны труда и мероприятия охраны окружающей среды.

В шестой части я рассчитал экономическую эффективность выбранного метода воздействия на пласт, подытожив сделанный анализ заключением.

ANNOTATION

I think the theme is essential forever. It is because of the fact that scientific and technical problems will be always providing high level and rate of hydrocarbon production by total recovery from productive zones and considering the economical parameters.

In the first chapter there are geological special features of the oilfield. I have studied the detail characterization of geological structure.

In the second part I have studied the special features of technological process of the field's development. In details I have studied the production wells' performance, their troubles control and ways of enhancement of rates and its optimization.

In the third part I have analyzed the effectiveness of enhanced oil recovery methods in the Uzen oilfield.

In the fourth and fifth parts there is information about health, safety and environment procedures at the Uzen oilfield.

In the sixth part I calculated economic effectiveness of a chosen method of enhanced oil recovery.

Обозначения и сокращения

АДС – Аварийно-диспетчерская служба
АО – Акционерное общество
ВВ – Взрывчатое вещество
ВСС – Временно согласованные сбросы
ГУ – Групповые установки
ГОСТ – Государственный стандарт
ГРП – Гидравлический разрыв пласта
ДПД – Добровольная пожарная дружина
ЗУ – Замерные установки
ЗВ – Загрязняющее вещество
КИП – Контрольно-измерительные приборы
КРС – Капитальный ремонт скважины
КС – Компрессорная станция
НКТ – Насосно-компрессорные трубы
ОБУВ – Ориентировочные безопасные уровни воздействия
ПБ – Промышленная безопасность
ПДВ – Предельно допустимые выбросы
ПДК – Предельно допустимая концентрация
ПДС – Предельно допустимые сбросы
ПЗС – Призабойная зона скважины
РИР – Ремонтно-изоляционные работы
СП – Свод правил
ТОО – Товарищество с ограниченной ответственностью
ФЗП – Фонд заработной платы
ЦППН – Цех первичной переработки нефти
ЭПС – Электрические пожарные сигнализации

Определение

Заводнение (нефтяного пласта) - введение в нефтяной пласт воды через специальные скважины, называемые нагнетательными, для увеличения нефтеотдачи пласта и повышения добычи нефти. Наибольшее промышленное значение имеет искусственное заводнение, при котором вода закачивается с поверхности земли, особенно способы, при которых осуществляется поддержание пластового давления с самого начала разработки (законтурное, приконтурное, внутриконтурное заводнение).

Гидроразрывпласта (ГРП) — один из методов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин. Также называется фрекинг. Метод заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте для обеспечения притока добываемого флюида (газ, вода, конденсат, нефть либо их смесь) к забою скважины.

Обводненность скважины - содержание воды в продукции скважины, определяемое как отношение дебита воды к сумме дебитов нефти и воды.

Перфорация скважины (от лат. perforatio — пробурывание * a. well perforation) — пробивание отверстий в стенках буровой скважины против заданного участка продуктивного пласта с целью получения или усиления притока воды, нефти, газа в добычную скважину или пласт. Для перфорации скважин применяют взрывчатые вещества (кумулятивная, пулевая и снарядная перфорация скважин) и реже поток жидкости с абразивными материалами (гидропескоструйная перфорация скважин).

Сероводород – сильный нервно-паралитический яд, вызывает тяжелые отравления со смертельным исходом, кроме того, сероводород обладает высокой коррозионной активностью.

Нефтеотдача (коэффициент извлечения нефти) — (КИН, oil recovery factor) - отношение величины извлекаемых запасов к величине геологических запасов. Достижимые КИН варьируются от 0,09 до 0,75 (9—75 %); средний КИН в мире составляет около 0,3 — 0,35 (оценка 2006 года)

Разработка нефтяных месторождений (a. oil field exploitation; н. Erdollagerstättenabbau) — комплекс работ по извлечению нефтяного флюида из пласта-коллектора. Добываемые нефть и попутный газ на поверхности подвергаются первичной обработке. Ввод нефтяного месторождения в разработку осуществляется на основе проекта пробной эксплуатации, технологической схемы промышленной или опытно-промышленной разработки, проекта разработки.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 Сведение о месторождении	10
1.1 Общие сведения	10
1.2 Запасы нефти, газа и конденсата	12
2 Технологическая часть	15
2.1 Техника и технология добычи нефти и газа	15
3 Специальная часть	16
3.1 Анализ применения геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов на месторождении узень	16
3.2 Гидроразрыв пласта (ГРП)	16
3.3 Закачка сшитых полимерных систем (СПС)	23
3.4 Технологии водоизоляции и изменения профиля приёмистости на основе ВУС	27
4 Безопасность и охрана труда	39
4.1 Законодательство в области безопасности и охраны труда	39
5 Экономическая часть	41
5.1 Общие положения	41
5.2 Организационно-производственная характеристика производственного филиала «Узеньмунайгаз»	41
5.3 Определение объема продукции после внедрения гидравлического разрыва пласта	42
5.4 Анализ экономической эффективности	42
5.4.1 Расходы	42
5.4.2 Доходы	47
5.4.3 Расчет показателей экономической эффективности	48
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	49
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	50

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная и газовая отрасли промышленности занимают одно из ведущих мест в народном хозяйстве, в значительной мере способствуя развитию процесса, а тем самым и благосостоянию общества.

Перед работниками нефтяной и газовой промышленности стоят большие задачи обеспечения высоких уровней добычи нефти и газа, более полного использования недр, оптимального сочетания усилий, направленных на освоение перспективных районов и на максимальное использование недр в старых нефтегазодобывающих районах.

Детальное изучение геологического строения продуктивных горизонтов месторождения Узень позволило уточнить характер распространения пластов-коллекторов, выявить наличие обширных низкопродуктивных зон залежей нефти, характеризующихся большой неоднородностью и прерывистостью пород-коллекторов.

В настоящий период эксплуатация месторождения Узень проходит в исключительно сложных условиях. К природным геологическим особенностям месторождения добавились современные в странах СНГ изменения формы собственности и собственника, последовавшим за этим не платежах, которые привели к глобальному разрушению технической базы в нефтяной индустрии всех стран СНГ. Хотя на данный момент ситуация урегулировалась и в закон были внесены некоторые поправки.

В целях улучшения эксплуатации месторождения разработаны организационно-технические мероприятия по решению технических проблем.

Для XIII горизонта выданы рекомендации по применению с целью увеличения добычи нефти и конечной нефтеотдачи.

Внедряющиеся в настоящее время на месторождении новые технологии повышения извлечения высокопродуктивных пластов, увеличивают охват пластов вытеснением и конечную нефтеотдачу.

1 Сведение о месторождении

1.1 Общие сведения

Месторождение Узень расположено в степной части Южного Мангышлака и административно входит в состав Каракиянского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Территория области малообжитая. Областной центр г. Актау находится 150 км от месторождения Узень.

Город Жанаозен имеет население более 50 тысяч человек и достаточно развитую инфраструктуру. Поселки городского типа Жетыбай и Курык находятся от месторождения соответственно в 70 и 150 км.

В непосредственной близости от месторождения проходят нефтепровод Узень-Актау и газопровод Тенге-Жетыбай-Актау.

Водоснабжение поселков городского типа и нефтепромыслов осуществляются по водопроводу опресненной водой из г. Актау, а также с месторождений пресных вод Туе-Су, Саускан. Снабжение технической водой для бурения осуществляется за счёт пластовых слабосолоноватых вод альб-сеноманского возраста из специальных скважин, а пресной водой по водопроводу Волга-Атырау-Озен.

Перевозка грузов осуществляется автомобильным и железнодорожным транспортом. Железная дорога Узень-Мангышлак однопутная, имеет незначительные уклоны. Движение автотранспорта осуществляется по асфальтированным шоссе, которые соединяют города, поселки, а также нефтегазопромыслы. На остальной территории, не занятой нефтегазопромыслами, движение осуществляется по полевым дорогам.[1]

Рельеф территории имеет сложное строение за счёт сильной расчленённости. Центральную часть занимает обширное плато, сложенное преимущественно известняками сарматского возраста и имеющее региональный наклон в юго-западном направлении. Максимальные абсолютные отметки на севере достигают 260 м, а в южной части понижаются до 200 м.

Другим важным элементом рельефа являются две бессточные впадины Узень и Тунгракшин, часто почти с отвесными обрывами. Дно впадины Узень изрезано глубокими оврагами с широко развитыми рыхлыми наносами – «пухляками» и более плотными песчаными образованиями. Минимальная абсолютная отметка её дна составляет 31 м. Впадина Тунгракшин расположена значительно выше и абсолютная отметка дна этой впадины достигает 137 м.

Водотоки, даже пересыхающие, на территории месторождения отсутствуют. В некоторых низинах после дождя или снеготаяния вода сохраняется на непродолжительное время. На территории месторождения на дне некоторых больших котловин имеются проходимые и непроходимые солончаки.

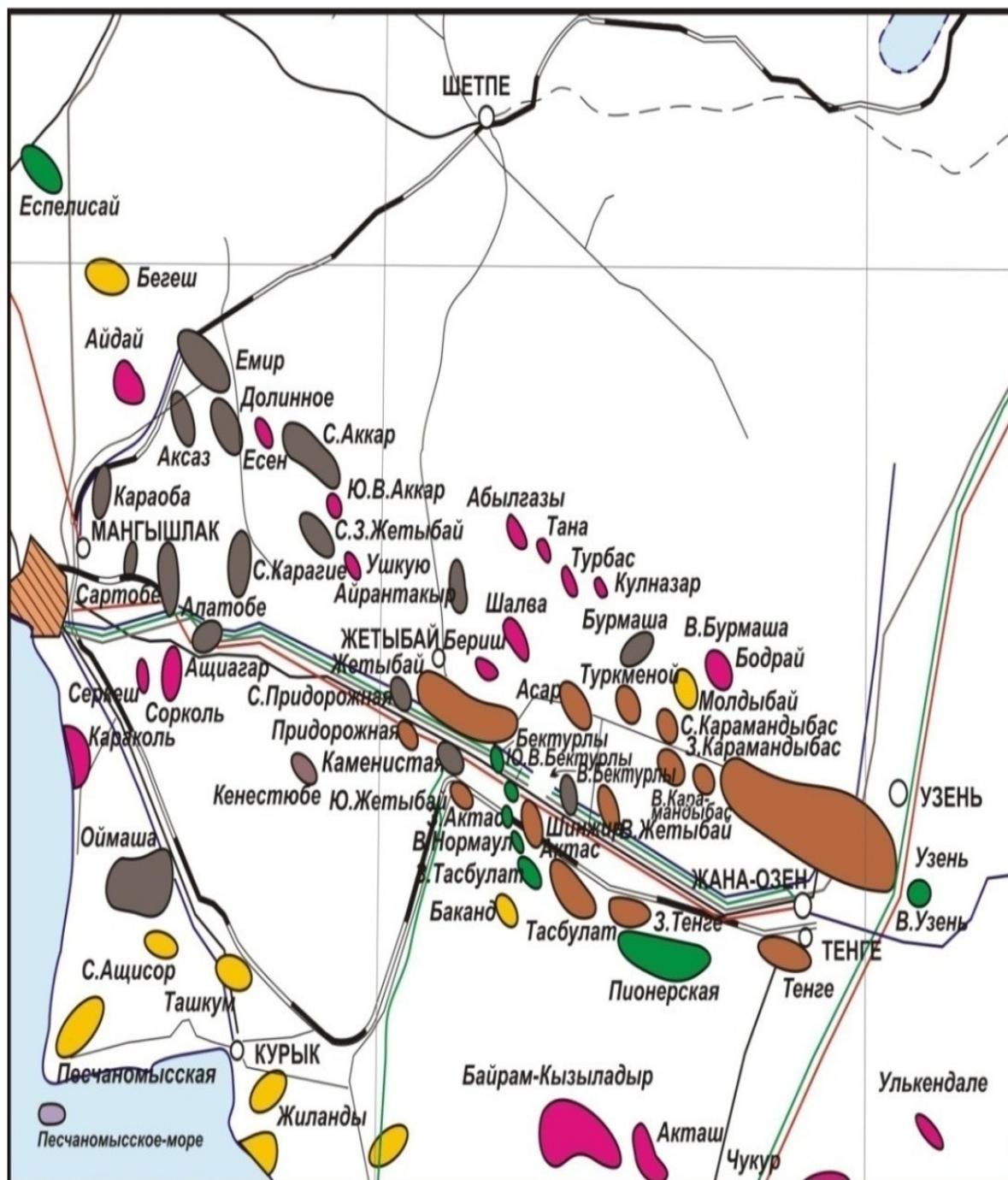


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района

Климат района континентальный. Лето жаркое и продолжительное. В отдельные годы температура воздуха повышается до $+45^{\circ}\text{C}$. Зима малоснежная с сильными ветрами, нередко буранами. В наиболее холодные зимы морозы достигают -30°C . Дожди редкие и приходятся на осеннее-весенний период, количество выпадающих осадков обычно не превышает 85-100 мм в год. Южный Мангышлак богат местными строительными материалами: глинами, песками и известняком – ракушечником, который является превосходным стеновым материалом, и запасы его очень вел

1.2 Запасы нефти, газа и конденсата

Первый подсчет запасов нефти по месторождению Узень был представлен на рассмотрение ГКЗ СССР в 1963 году по результатам бурения 13 скважин. Следующий подсчет запасов был выполнен по состоянию на 01.08.1965 г. по материалам 68 скважин, в том числе 15 добывающих и представлен в ГКЗ СССР. Согласно этой оценке начальные геологические запасы нефти и растворённого газа 13-18 горизонтов составили соответственно 1045,9 млн.т. и 76,0 млрд. м³, свободного газа – 1,3 млрд. м³.

Затем переоценка геологических запасов нефти проведена в 1974, 1976, 1979 годах по данным 600, 1400, 2100 скважин. Результаты последней работы прошли экспертизу ЦКЗ МНП СССР, и запасы были включены в Государственный баланс полезных ископаемых и до настоящего времени учтены в нём на основании этой работы.

В 1979 году начальные геологические запасы нефти уменьшились на 6% и составили – 984,1 млн.т.,

В 2005 году по результатам бурения 5692 скважин по состоянию на 01.01.2005 год был выполнен пересчет запасов нефти и растворённого в ней газа с 13 по 18 горизонт. На основании анализа геолого-промыслового материала по пробуренным скважинам было уточнено геологическое строение месторождения и положение ГНК и ВНК. [3]

В качестве подсчётного объекта приняты пачки, установленные в пределах продуктивных горизонтов на Основной площади. Начиная с пачки В 14 горизонта, появляются самостоятельные залежи, на отдельных куполах. Согласно этого подсчёт запасов нефти и растворённого в ней газа выполняется по тридцати семи объектам.

Геологические запасы нефти определены по категории А, В, С₁ и С₂. По категории А оценены залежи, которые разбурены в соответствии с утвержденным в 1987 году Проектом разработки. К таким объектам относятся все залежи 13-18 горизонтов на Основной площади, залежи на куполах отнесены к категории С₁ и впервые выделенная по данным промысловой геофизики залежь Б в 18 горизонте на Центральном блоке оценивается по категории С₂.

Геологические запасы нефти подсчитывались объемным методом. Подсчет запасов был реализован в геостатической модели (2D), созданной в программном продукте Petrel, и представленной набором карт. Расчет продуктивных объемов проводится последовательно по мере составления карт - перемножением карт эффективных нефтенасыщенных толщин на карты коэффициентов пористости и насыщенности. Для характеристики подсчётных объектов и сопоставления с выполненными ранее подсчётами запасов были рассчитаны средневзвешенная толщина, коэффициент открытой пористости и коэффициент насыщенности для каждой залежи. Подсчетные параметры и геологические запасы нефти и растворенного газа по залежам приведены в таблице 1.8.

В результате произведенного пересчета запасов с 13 по 18 горизонт запасы уменьшились на 2,1% по сравнению с запасами, числящимися в государственном балансе РК по этим горизонтам.

Следует отметить, что изменения в запасах по основным горизонтам с 13 по 16, на которые приходится 89% от всех запасов месторождения, составляют менее 10 %. Изменения в запасах более чем на 10 % произошли по небольшим залежам, приуроченным к куполам, на которые приходится 1,4% запасов нефти от всех запасов верхнего этажа нефтеносности. Так, доля запасов по Основной площади 13, 14, 15, 16, 17 и 18 горизонтов соответственно равна 22,4%; 44,8%; 11,9%; 10,1%; 7,6%; и 2,1%. Причем наибольшее количество запасов сосредоточено в 13 и 14 горизонтах, из которых добыто наибольшее количество нефти.[4]

По состоянию на 1.01.2010 год отобрано 2975726 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 27,3%. В таблице 1.2 приведены данные по начальным балансовым и извлекаемым запасам нефти и растворенного газа по месторождению Узень.

Основным фактором, влияющим на изменение запасов, является площадь нефтеносности и эффективная нефтенасыщенная толщина. Изменения в запасах за счет коэффициентов пористости и насыщенности не являются основными и связаны, главным образом, со значительным увеличением объема информации.

Таблица 1.8 - Запасы нефти и растворенного газа, числящиеся на балансе ПФ «Узеньмунайгаз»

Горизонты	XIII	XIV	XV	XVI	XVII	XVIII	Хумурунски й купол	Северо- Западны й купол	Парсумурунск ий купол	
Начальные балансовые запасы нефти, тыс. тонн	203905	450343	140251	123832	97574	30005	41363	18639	13477	
В том числе активные трудноизвлекаемые	14509	85659	43725	29999	20762	18382				
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн	91725	202597	63101	55724	43908	13159	18613	8388	6066	
В том числе активные трудноизвлекаемые	65291	38547	19676	13500	9343	8272				
Добыча нефти на 01.01.06 г.	67310	109150	29328	32319	24727	4755	5246	2639	3858	
Коэффициент нефтеизвлечения	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	
Начальные балансовые запасы растворенного газа	14764	33328	9733,7	8914,5	7074	2206				
Добыча растворенного газа	4701	8316	2273	2368	1953	396	349	197	30	
Организация, утвердившая запасы / дата утверждения	ГКЗ, 1966 г.						Не утверждались			

2 Технологическая часть

2.1 Техника и технология добычи нефти и газа

С начала разработки месторождения ограниченные возможности пластовой энергии, значительный фонд малодебитных скважин, проблемы подъема и внутривнепромывочного сбора высокопарафинистых застывающих нефтей и вязких водонефтяных эмульсий требовали решения сложных задач выбора и организации внедрения рациональных способов механизированной добычи. Эксплуатация скважин газлифтным способом и установками плунжерных штанговых насосов (УПШН) в начальный период определили решение проблемы обеспечения запланированных уровней добычи нефти.

Газлифтный способ эксплуатации скважин на месторождении применялся с самого начала разработки, а с 1970 года началось его широкое промышленное внедрение, когда в систему газлифта был подан природный газ высокого давления месторождения Тенге. В последующие годы велись дальнейшие работы по наращиванию газлифтной добычи. Однако много позже с увеличением обводненности продукции и снижением ресурсов попутного газа потребовалось пойти на сокращение газлифтной добычи вплоть до полной ликвидации этого наиболее производительного способа эксплуатации скважин.

С ликвидацией газлифта вся нагрузка на реализацию плановых отборов нефти легла на установки плунжерных штанговых насосов. В настоящее время на месторождении выбор рациональных способов механизированной добычи приобрел особую остроту, поскольку, в силу объективных причин, альтернатива газлифту оказалась не созданной. В результате этого по относительно продуктивному фонду скважин не реализуются потенциальные возможности. С учетом дальнейшего разбуривания месторождения проведения различных геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти фонд продуктивных скважин может возрасти.[5,6]

В связи с этим ПФ «Озенмунайгаз» ведет на месторождении активные работы по испытанию более производительных установок механизированной добычи:

- установок винтовых штанговых насосов (УВШН) с 2002 года;
- установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) с 2004 года.

По состоянию на 01.01.2010 г. эксплуатационный фонд добывающих скважин 13-18 горизонтов (основной свод и купола) составляет 3094, в том числе действующих 3015, бездействующих-79.

Как следует из данных, фонтанным способом эксплуатируется только 1,66 % действующего фонда. Основной фонд добывающих скважин эксплуатируется механизированным способом (98,34 %), в том числе 2897 скважин (98 %) установками плунжерных штанговых насосов (УПШН), 31 скважина (1 %) - установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) и 37 скважин (1 %) - установками винтовых штанговых насосов (УВШН).

3 Специальная часть

3.1 Анализ применения геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов на месторождении Узень.

Актуальной проблемой повышения конечной нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти стала только в последние годы. С конца 2000 года на блоках 2А и 3 месторождения Узень началось активное внедрение методов повышения нефтеотдачи пласта и ИДН. Проведенный анализ программы реализованных ГТМ на месторождениях ОАО «ОзенМунайГаз», показал нижеприведенные результаты.

В результате проведенных работ были актуализированы геолого-гидродинамические модели по блокам 2А, 3 месторождения Узень. Проведен этап по сбору промысловых данных, в рамках которого Заказчиком была передана информация по разработке месторождений (фактической добыче нефти, воды, закачке, движению и состоянию скважин по фонду, замерам давлений), видам и датам проведенных мероприятий по всей истории разработки. После предварительной проверки на полноту и достоверность, данные были загружены в ПК ТРИАС.

По исследуемым месторождениям проведен анализ эффективности проведенных ГТМ по истории разработки, дана оценка успешности мероприятий по каждому объекту применения.

Выполнение геолого-технических мероприятий на месторождениях ОАО «ОзенМунайГаз» позволило:

- добыть дополнительный объем нефти;
- сократить объемы попутно добываемой воды;
- уменьшить темп роста обводненности добываемой продукции скважин охваченных воздействием на участках реагирования;
- вовлечь в разработку участки залежей с невыработанными запасами нефти.

Результатом работы является база данных геолого-промысловой информации, актуализированные геолого-гидродинамические модели месторождений, отчетные текстовые и табличные материалы по оценке эффективности программы проведенных ГТМ по каждому горизонту.

3.2 Гидроразрыв пласта (ГРП)

В 1998г впервые на объектах ПФ "ОзенМунайГаз" был опробован метод гидроразрыва пласта. Повсеместно ГРП стал применяться с 2003 года с увеличением количества обработок в последующие годы. За период 2003-2012 гг. в скважинах 13-18 горизонтов проведено 1392 операций ГРП.

В качестве критериев эффективности ГРП приводятся следующие показатели: средний прирост дебита нефти по одной скважине, суммарная

дополнительная добыча нефти по всем скважинам за определенный период, успешность проведения работ, использование характеристик вытеснения для определения вовлеченных в разработку запасов нефти до и после проведения ГРП. Оценка эффективности проведенных мероприятий показала, что в большинстве случаев операции оказались успешными и привели к увеличению дебита нефти в среднем по скважинам в 6.5 - 7 раз.[7]

Определение эффективности ГРП по добывающим скважинам, т.е. добыча нефти за счет применения технологии, производилось путем сравнения с показателями базового варианта. Базовый вариант - это вариант разработки, который был реализован, если бы на нем не применялся ГРП. Эффект от ГРП определяется как разность между фактической добычей нефти и добычей нефти по базовому варианту. Результаты проведенного анализа по горизонтам представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2- Результаты технологической эффективности ГРП в добывающих скважинах

Год	Количество скважин		Дополнительная добыча нефти на скважину, т/сут	Накопленная дополнительная добыча нефти, тыс.т	Снижение обводненности, %	Успешность, %
	Всего	С эффектом				
2003	99	34	10	129.3	22	34.3
2004	200	51	13.8	191.8	21	25.5
2005	184	173	12	503.34	17	94
2006	122	115	14.6	676.28	5	94.2
2007	112	103	18.4	255.03	17	92
2008	113	113	17.4	302.46	0	100
2009	75	75	13.7	187.5	0	100
2010	130	130	10	269	5.7	100
2011	173	164	10.7	166.18	5	95
2012	88	83	8.2	173.5	5.2	94
Итого	1296	956	12.88	2854.39	98	74

Как следует из представленных данных, в целом от проведенных работ дополнительная добыча нефти в среднем на скважину составила 12.88 т/сут, накопленная дополнительная добыча нефти – 2854.4 тыс.т, успешность проведения работ – 74%.

Для примера оценки эффективности вышеописанным методом представлено изменение технологических параметров работы скважин по горизонтам, за определенный период до и после проведения ГРП (рисунки 3.2.1 и 3.2.2). Максимальный эффект от проведенного мероприятия получен на 17 горизонте месторождения, при этом дебит нефти увеличен на 16.2 т/сут, а обводненность снижена на 44% соответственно.

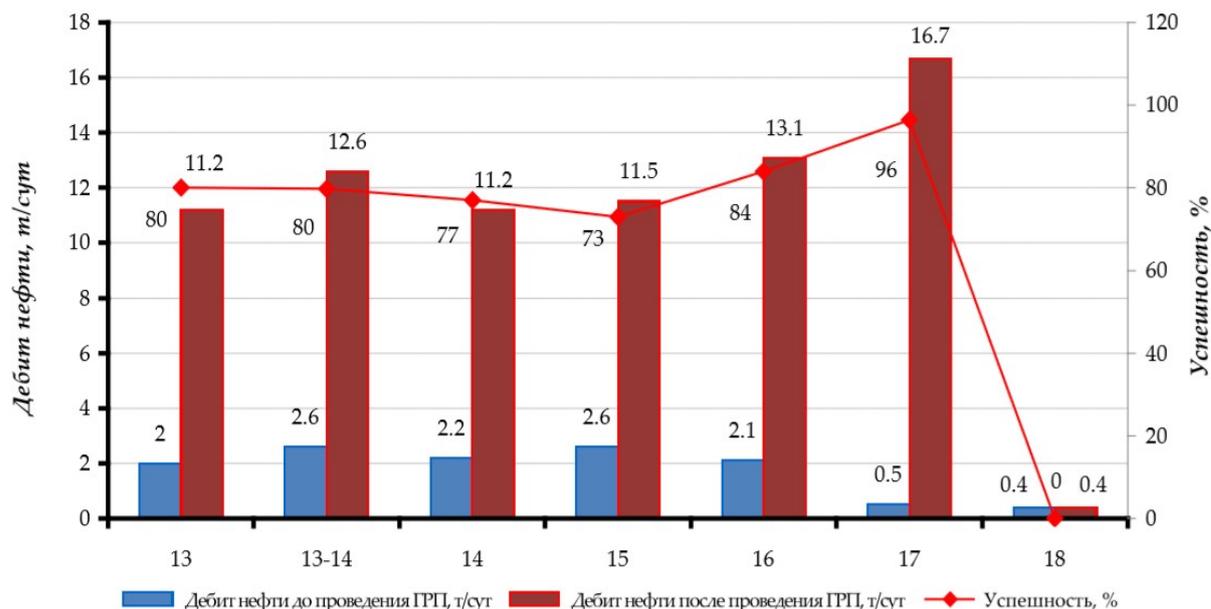


Рисунок 3.2.1 - Изменение технологических параметров работы скважин по горизонтам до и после проведения ГРП

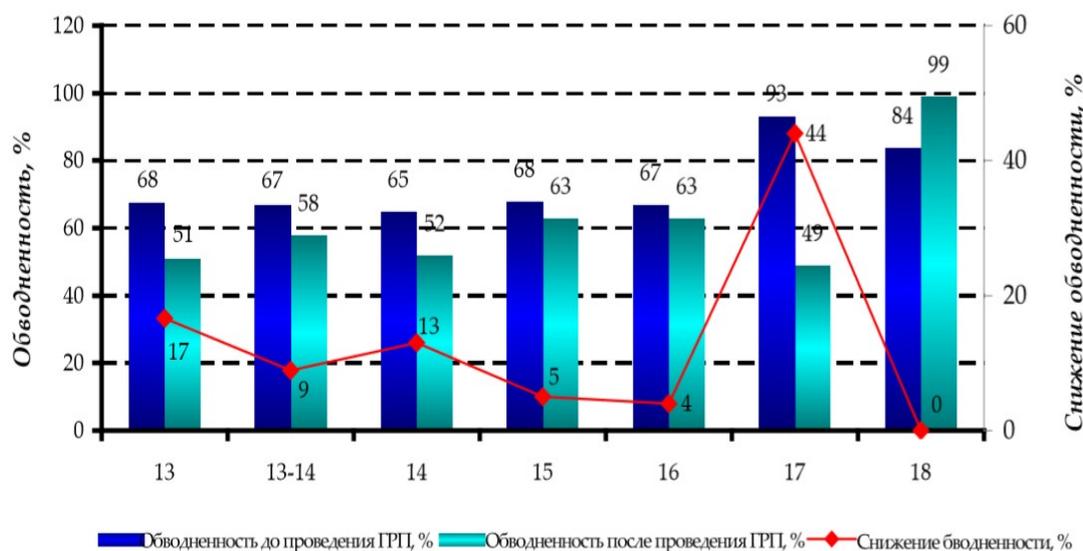


Рисунок 3.2.2- Изменение обводненности по горизонтам до и после проведения ГРП

В процессе проведения ГРП на скважинах в пласт закачивалось от 15 до 30 т пропанта различных фракций со средним размером гранул 0,85 мм, что позволяло создавать и закреплять трещины длиной от 26 до 84 м, высотой от 10 до 59 м и шириной от 2 до 4 ммс проводимостью 500-3800 мД · м.

Эффективная толщина продуктивных пластов в районе обработанных скважин изменяется от 3 м до 31.2 м, составляя в среднем 14.4 м. Расчлененность пласта высокая, от 3 до 14 м, в среднем 7м. Средняя песчанность пласта 0.17, при диапазоне изменения от 0.05 до 0.36. Проницаемость пропластков в разрезе скважин изменяется в пределах от 21,9 до 184,9 мД, в среднем 73,3 мД. Пористость пласта по скважинам изменяется в пределах от 17% до 29% и составляет в среднем 21%. Начальная нефтенасыщенность нефтеносной части в среднем составляет 61%, изменяясь от 16 % до 81 %. [8]

Выполненные расчеты эффективности по данной технологии показало целесообразность широкого применения ГРП на блоках 2а,3 месторождения Узень.

Расчет ГРП

1.Потери давления на трение при движении жидкости-песконосителя по НКТ.

Плотность жидкости-песконосителя.

$$\rho_{ж} = \rho_n(1-p_0) + \rho_{пр}p_0 = 960 \cdot (1-0,102) + 2650 \cdot 0,102 = 1132 \text{ кг/м}^3$$

Число Рейнольдса

$$Re = \frac{4Q\rho_{ж}}{\pi d \mu_{ж}} = \frac{4 \cdot 12 \cdot 10^{-3} \cdot 1132}{3,14 \cdot 0,062 \cdot 0,277} = 1007$$

$$\frac{64}{Re} = \frac{64}{1007} = 0,064$$

Коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda = \frac{64}{Re} = 0,064$

По Ю.В.Желтову, при наличии песка в жидкости при $Re > 200$ происходит ранняя турбулизация потока, и потери на трение при $Re=967$ и $p_0=0,102$ возрастают в 1,52 раза:

$$P_{т} = 1,52 \lambda \frac{16 Q^2 L}{2 \pi^2 d^5} \rho_{ж} = \frac{1,52 \cdot 0,064 \cdot 16 \cdot 12^2 \cdot 10^{-6} \cdot 1300 \cdot 1132}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,062^5} = 18,56 \text{ (МПа)}$$

2.Давление, которое нужно создать на устье при гидроразрыве.

$$P_y = P_{заб} - p_{рж} g L + P_t = 15,33 - 11,32 \cdot 9,81 \cdot 1300 + 18,26 = 19,15 \text{ (МПа)}$$

Рабочие жидкости гидроразрыва в скважину закачивают насосными агрегатами MERCEDES (таблица 3.24).

Таблица 3.2 – Техническая характеристика MERCEDES

Скорость	Подача, л/с	Давление, МПа
I	6,0	70
II	8,3	51
III	11,6	36
IV	14,6	29

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = \frac{P_y Q}{P_a Q_a k_{TC}} + 1 = \frac{19,15 \cdot 12}{29 \cdot 14,6 \cdot 0,8} + 1 = 2$$

где P_a – рабочее давление агрегата;

Q_a – подача агрегата при этом давлении;

k_{TC} – коэффициент технического состояния агрегата, в зависимости от срока службы $k_{TC} = 0,5-0,8$.

3. Объем жидкости для продавки жидкости-песконосителя.

$$V_{п} = 0,78d^2L = 0,785 \cdot 0,0622^2 \cdot 1300 = 3,92 (\text{м}^3)$$

4. Продолжительность гидроразрыва одним агрегатом при работе его на III скорости

$$t = \frac{V_{жс} + V_n}{Q_a} = \frac{10 + 3,92}{11,6 \cdot 10^{-3} \cdot 60} = 20 (\text{мин})$$

Дебит скважины до гидроразрыва был $Q_{нач} = 0,5$ т/сут. После гидроразрыва пласта средняя проницаемость изменилась и стала равной

$$k_{ср} = \frac{\ln \frac{r_k}{r_c}}{\frac{1}{k_1} \ln \frac{r_k}{r_1} + \frac{1}{k_2} \ln \frac{r_1}{r_c}} \quad (3.1)$$

где r_k – радиус контура питания (половина расстояния между двумя скважинами), $r_k = 300$ м; r_c – приведенный радиус скважины, $0,0062$ м; k_1 – проницаемость пласта до гидроразрыва, $k_1 = 0,22$ мкм²; k_2 – проницаемость после гидроразрыва, $k_2 = 1,75$ мкм²; $r_1 = r_k - r_{гpn} = 300 - 57 = 243$ м. [15]

$$k_{ср} = \frac{\ln \frac{300}{0,0062}}{\frac{1}{0,22 \cdot 10^{-12}} \ln \frac{300}{243} + \frac{1}{1,75 \cdot 10^{-12}} \ln \frac{243}{0,0062}} = 1,54 \cdot 10^{-12} (\text{м}^2) = 1,54 (\text{мкм}^2)$$

Дебит скважины до гидроразрыва

$$Q_{нач} = \frac{2 \pi k_{нач} h (P_k - P_c)}{\mu \ln \frac{r_k}{r_c}}, \quad (3.2)$$

Дебит скважины после гидроразрыва

$$Q = \frac{2 \pi k_{ср} h (P_k - P_c)}{\mu \ln \frac{r_k}{r_c}}, \quad (3.3)$$

Изменение дебита скважины после проведения мероприятия

$$\frac{Q}{Q_{нач}} = \frac{k_{ср}}{k_{нач}} = \frac{1,54}{0,22} = 7$$

Итак, из расчетов видно, что дебит скважины увеличился в 7 раз.

Технологическую эффективность ГРП лучше всего определять по изменению коэффициента продуктивности или приёмистости, так как один и тот же дебит скважины может быть получен при разных депрессиях на пласт. Для этого до и после ГРП определяют забойное давление при 3-4-х режимах работы скважины. Используя известную величину пластового давления (обычно его определяют до ГРП), рассчитывают депрессию на пласт для тех же 3-4-х режимов. При каждом режиме замеряют дебит скважины (в т/сут или в м³/сут) и строят так называемую индикаторную кривую: по горизонтальной оси откладывают дебит, а по вертикальной - депрессию скважины. По полученным кривым, задаваясь любым значением депрессии, определяют коэффициент продуктивности **К** по формуле:

$$K = Q / \Delta P, \quad (3.4)$$

Где Q - дебит нефти или приёмистость воды, $t \cdot \text{сут}^{-1}$ или $m^3 \cdot \text{сут}^{-1}$;
 ΔP - депрессия на пласт, МПа.

$$K = 86,3 / (4,7 - 1,8) = 29,76$$

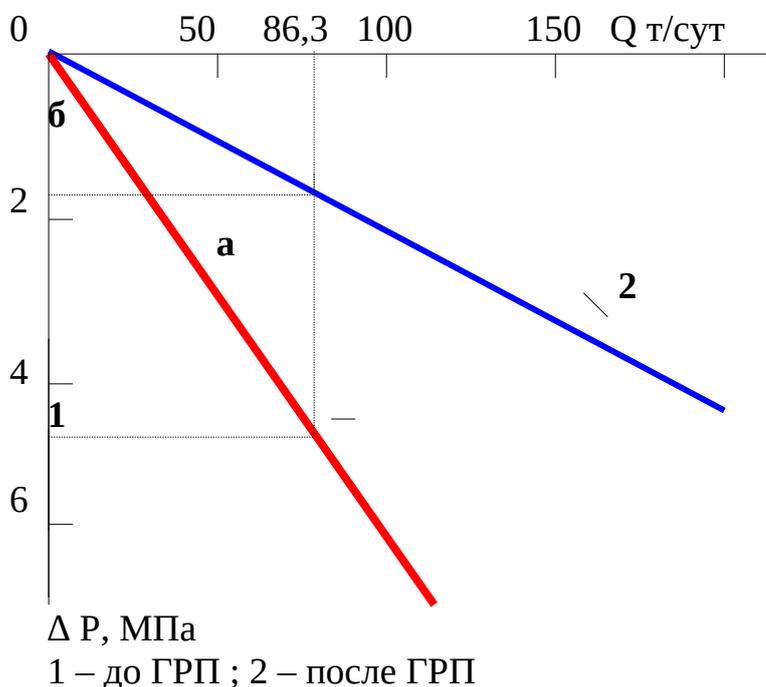


Рисунок 3.2.3- Индикаторная диаграмма

Расчеты вычислений на ЭВМ, выполненные в программе EXCEL, приведены в таблицах 3.2.3-3.2.4

Таблица 3.2.2 – Данные для расчета ГРП

Параметр	Значение
----------	----------

1		2
Глубина скважины, м	L	1300
Диаметр по долоту, м	D	0,25
Продолжение таблицы 3.2.2		
Вскрытая толщина пласта, м	h	10
Средняя проницаемость, м ² k		0,22·10 ⁻¹²
Модуль упругости пород, МПа	E	10000
Коэффициент Пуассона ν		0,3
Средняя плотность пород над продуктивным пластом, кг/м ³ ρ _п		2600
Плотность жидкости-песконосителя, кг/м ³ ρ _ж		960
Вязкость жидкости-песконосителя, мПа*с	μ	200
Содержание песка, кг на 1 м ³	c	300
Темп закачки, л/с	Q	12
Плотность закачиваемого песка, кг/м ³ ρ _{пес}		2650
Пористость песка в трещине после ее закрытия		0,3
Внутренний диаметр НКТ, м	d	0,062

Таблица 3.2.3 – Расчет ГРП

Вертикальная составляющая горного давления,	МПа	33,1578
Горизонтальная составляющая горного давления,	МПа	14,210485
Давление на забое в момент разрыва,	МПа	15,31890
Длина трещины после закачки 1 м ³ жидкости,	м	13,305571
Раскрытость (ширина) трещины,	мм	5,3683205
Объемная доля песка в смеси		0,1016949
Вязкость жидкости-песконосителя,	мПа*с	276
Давление на забое в конце ГРП (после закачки 10 м ³),	МПа	14,81
Длина трещины после закачки 10 м ³ жидкости,	м	57,34
Ширина трещины после закачки 10 м ³ жидкости,	см	1,245
Длина распространения жидкости-песконосителя,	м	51,6
Остаточная ширина трещины,	см	0,181
Проницаемости трещины остаточной ширины,	м ²	0,27·10 ⁻⁶
Средняя проницаемость ПЗС,	м ²	629·10 ⁻¹²
Средняя проницаемость на расстоянии 1 м от скважины,	м	70,13·10 ⁻¹²
Проницаемость на расстоянии, равном длине распространения жидкости-песконосителя,	м ²	1,75·10 ⁻¹²

Таблица 3.2.4 – Определение параметров ГРП

Параметр	Значение
Плотность жидкости-песконосителя, кг/м ³ ρ _ж	1131,864407
Число Рейнольдса Re	1009,805864

Коэффициент гидравлического сопротивления	λ	0,063378519
---	-----------	-------------

1		2
Потери давления на трение, МПа	p_T	18,07832395
Давление, которое нужно создать на устье при ГРП, МПа	p_y	18,96256077
Необходимое число насосных агрегатов		2
Объем жидкости для продавки жидкости-песконосителя, $m^3V_{п}$		3,922802
Продолжительность ГРП, мин	t	20,00402586

3.3 Закачка сшитых полимерных систем (СПС)

Работы по увеличению нефтеотдачи и повышению охвата заводнением закачкой сшитых полимерных систем на блоках 2А и 3 обрабатывалось по 5 участков в год. Участки нагнетательных скважин №№ 3111, 9320 обрабатывались дважды. Из 18 обработанных участков эффект получен в 15, таким образом успешность достигла 83%. Суммарная дополнительная добыча нефти составляет 12 239 тонны, средняя продолжительность эффекта – 6 месяцев. Дополнительная добыча нефти на 1 скважино-операцию равна 680 тоннам.

Максимальный эффект был достигнут по участку нагнетательной скважины № 6875. Дополнительная добыча составила 2485тн. Следом по эффективности идет группа скважин №№ 3111, 4743, 5831, 9320 с накопленными показателями дополнительно добытой нефти от 1 до 1,7 тыс. тонн (первая обработка СПС). В диапазоне от 400 до 800т находится эффективность по участкам скважин №№ 2063, 3111, 6320, 6870, 9320 (вторая обработка). Дополнительная добыча по остальным участкам составила менее 300 тн. Неэффективной оказалась работа, проведенная на участках скважин № № 1998, 4049. Распределение количества обработок и дополнительной добычи от данной технологии представлено в таблице 3.3 [9]

Табл.3.3 - Анализ эффективности обработки СПС по горизонтам

Горизонт	Всего обработок	Кол-во оцененных обработок	Кол-во успешных обработок	Доп. добыча нефти, т.	Уд. доп. добыча нефти на скв/ опер, т.
13	1	1	1	77.8	77.8
14	6	6	6	6036	1006.0
15-16	8	6	5	5473.2	912.2
17	4	4	3	652.3	163.1

Проведенный анализ работы реагирующих скважин подтвердил, что эффект от работ с использованием технологии СПС есть, и целесообразно дальнейшее применение технологии СПС на блоках 2А,3 месторождения Узень, в том числе повторные обработки скважин. При подборе участков необходимо тщательнее подходить к выбору объекта воздействия. До начала работ необходимо удостовериться в наличии гидродинамической связи нагнетательной и окружающих её добывающих скважин. Также необходимо произвести промыслово-геофизические исследования нагнетательной скважины по определению профиля приемистости до и после работ, для того, чтобы определить перераспределение потока закачиваемой воды по разрезу.

Расчет технологической эффективности DSGАполимера на месторождении Узень был выполнен на примере расчета закачки Ритина в пласт, расчет выполнен в программе Excell [10,11]

Исходные данные:

Производительность нагнетательной скважины $q_3=120 \text{ м}^3/\text{сут}$

Репрессия на нефтяные пласты $\Delta P=170 \text{ атм}$

Эффективная толщина нефтяных пластов $h=8,3\text{м}$

Площадь залежи, приходящаяся на нагнетательную скважину $S^1=22,5 \cdot 10^4 \text{ м}^2$

Коэффициент пористости пласта $\beta_n=0,25$

Начальная нефтенасыщенность пластов $\beta_n=0,67$

статочная нефтенасыщенность пласта после заводнения $\beta_{но}=0,25$

Вес воды замещающий 1 тонну поверхностной нефти в пластовых условиях $\gamma^*=1,32$

Расчет:

Концентрацию полимера найдем по формуле для расчета концентрации РИТИНа:

$$c=1-0,9e^{-z} \quad (3.5)$$

где параметр z находим по формуле:

$$z = \frac{q_3}{h \cdot \Delta P} = \frac{120}{8,3 \cdot 170} = 0,09$$

Следовательно концентрация DSGАполимера равна:

$$c=1-0,9 \cdot 2,7^{-0,09}=0,177\% \text{ или } 1,77 \text{ кг на } 1\text{м}^3 \text{ воды}$$

Суточная закачка полимера составит в таком случае:

$$g = c \cdot q_3 = 1,77 \cdot 120 = 212,4 \text{ кг/сут}$$

Коэффициент вытеснения нефти водой равен:

$$K_e = \frac{\beta_n - \beta_{но}}{\beta_n} = \frac{0,67 - 0,25}{0,67} = 0,63$$

Соотношение подвижностей закачиваемой воды и нефти в пластовых условиях

$$\mu_i = \frac{\mu_n}{\mu_в} \cdot K_e^{1,5} = \frac{3}{0,5} \cdot 0,63^{1,5} = 3$$

$$\mu_0 = \frac{1 + \mu_i}{1 + 1} \cdot \gamma_i = \frac{1 + 3}{1 + 1} \cdot 1,32 = 2,64$$

Текущая весовая обводненность добываемой жидкости по окружающим добывающим скважинам равна $A_2 = 0,75$. При этом расчетная доля вытесняющего агента равна:

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2} = \frac{0,75}{(1 - 0,75) \cdot 2,64 + 0,75} = 0,532$$

Расчетная послойная неоднородность в целом по всем окружающим добывающим скважинам равна $V^2 = 1,32$. С учетом этого определим объемную долю обводненных слоев

$$(1 - Y) = [1 - 0,25 \cdot (V^2)^2] \cdot A^2 = [1 - 0,25 \cdot 1,32^2] \cdot 0,532^2 = 0,16$$

Общее необходимое количество полимера для нагнетательной скважины равно

$$G = c \cdot S^1 \cdot h \cdot \beta_n \cdot \beta_{н} \cdot K_e \cdot (1 - Y) \cdot 0,01 = 1,77 \cdot 22,5 \cdot 10^4 \cdot 8,3 \cdot 0,25 \cdot 0,67 \cdot 0,63 \cdot 0,16 \cdot 0,01 = 558,1 \text{ кг}$$

Закачка этого количества полимера будет осуществлена за время:

$$\tau = \frac{G}{g} = \frac{558,1}{212,4} = 2,63 \text{ сут или } 2 \text{ суток } 15 \text{ часов}$$

После чего нагнетательная скважина примерно 1 сутки будет находиться в технологическом простое, а затем будет возобновлена закачка воды. После

закачки полимера в обводненных нефтяных слоях происходит увеличение фильтрационного сопротивления в ν раз. Соответственно изменится коэффициент учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента:

Был

$$\mu_0 = \frac{1 + \mu_i}{1 + 1} \cdot \gamma_i \quad (3.6)$$

Становится

$$\mu_0 = \frac{1 + \mu_i}{\nu + 1} \cdot \gamma_i \quad (3.7)$$

Принимаем $\nu=3$ на основе имеющихся данных, с учетом этого:

$$\mu_0 = \frac{1+3}{3+1} \cdot 1,32 = 1,32$$

При этом происходит изменение весовой обводненности

$$\text{От } A_2 = \frac{A \cdot \mu_0}{1 - A + A \cdot \mu_0} = \frac{0,532 \cdot 2,64}{1 - 0,532 + 0,532 \cdot 2,64} = 0,75$$

$$\text{До } A_2 = \frac{A \cdot \mu_0}{1 - A + A \cdot \mu_0} = \frac{0,532 \cdot 1,32}{1 - 0,532 + 0,532 \cdot 1,32} = 0,6$$

И изменение объемной обводненности:

$$\text{От } A_1 = \frac{A \cdot \mu_0}{(1 - A) \cdot \gamma_i + A \cdot \mu_0} = \frac{0,532 \cdot 2,64}{(1 - 0,532) \cdot 1,32 + 0,532 \cdot 2,64} = 0,69$$

$$\text{До } A_1 = \frac{A \cdot \mu_0}{(1 - A) \cdot \gamma_i + A \cdot \mu_0} = \frac{0,532 \cdot 1,32}{(1 - 0,532) \cdot 1,32 + 0,532 \cdot 1,32} = 0,532$$

При неизменных параметрах глубинных насосов окружающих добывающих скважин дебит нефти увеличится как по объему, так и по весу в $\frac{1-0,532}{1-0,69} = 1,51$ раз

При постоянном суточном объеме закачки воды $q_3 = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$ первоначальный дебит жидкости окружающих скважин составляет $q_b = 27,4$ т/сут, $q_n = 4,6$ т/сут, после закачки $q_n = 6,95$ т/сут, $q_b = 20,2$ т/сут

Прирост суточного дебита нефти составляет $6,95 - 4,6 = 2,35$ т/сут. В пересчете на год с учетом коэффициента эксплуатации 0,85 прирост добычи нефти составляет $2,35 \cdot 365 \cdot 0,85 = 729,1$ т/год. Однако эта оценка эффективности

закачки полимера является немного завышенной, так как в течение года из-за отбора нефти будут снижены текущие извлекаемые запасы нефти, а также уменьшится действие полимера, соответственно уменьшится значение v . [13]

Закономерность изменения во время t коэффициента v посчитаем следующим образом:

$$v = 1 + 2 \cdot e^{-0,003 \frac{t}{\tau}} = 1 + 2 \cdot 2,7^{-0,003 \frac{365}{2,63}} = 2,32$$

По этой причине произойдет увеличение коэффициента $\mu_0 = 1,32$ до $\mu_0 = \frac{1+3}{2,32+1} 1,32 = 1,59$ и увеличение объемной обводненности до

$$A_1 = \frac{0,532 \cdot 1,59}{(1 - 0,532) \cdot 1,32 + 0,532 \cdot 1,59} = 0,58$$

Соответственно увеличение дебита нефти составит $\frac{1-0,58}{1-0,69} = 1,35$ раза, соответственно прирост дебита нефти $4,6 \cdot (1,35 - 1) = 1,61$. С учетом естественного годового падения дебита равен на 5% составит $1,61 \cdot 0,95 = 1,53$ т/сут.

Таким образом, среднегодовой прирост дебита нефти равен $\frac{2,35 + 1,53}{2} = 1,94$ т/сут

Годовой прирост добычи нефти составит $1,94 \cdot 365 \cdot 0,85 = 601,89$ т при закачке 558,1 кг полимера [18].

При существующей 7-точечной системе скважин прирост дебита от обработки одной нагнетательной скважины составит примерно:

Среднегодовой прирост дебита нефти $1,94 \cdot 7 = 13,58$ т/сут

Годовой прирост добычи нефти $601,89 \cdot 7 = 4213,23$ т

При закачке 558,1 кг полимера

3.4 Технологии водоизоляции и изменения профиля приёмности на основе ВУС

С 2001 года на месторождении, в целях улучшения условий извлечения остающихся в пласте невыработанных запасов нефти, принята и реализуется программа проведения на нефтедобывающих и нагнетательных скважинах РИР.

За период 2001 - 2011 гг. РИР были проведены на 1274 скважинах, в т. ч в 2011 г. на 439 скважинах. Результаты РИР за период 2001 - 2011 гг. приведены в таблице 3.4.1

Таблица 3.4.1- Результаты РИР за период 2001-2011 гг.

Показатель	Количество скважин		Дополнительная добыча нефти на скв. т/сут	Накопленная дополнительная добыча нефти, тыс/т	Успешность, %
	Всего	С эффектом			

Продолжение таблицы 3.4.1

2001	9	5	3,9	4,7	55
2002	31	10	3,3	1,6	32
2003	10	6	6	7,1	57
2004	87	57	3,5	53,6	62
2005	120	68	4,5	39,5	67
2006	120	77	4,6	109	68
2007	120	50	4,4	31,6	65
2008	120	100	4	73,6	73
2009	120	77	2,9	39,34	80
2010	105	82	3,4	45,85	69
2011	439	200	2,4	35,5	59

Как следует из данных, представленных в таблице 7, в 2011 г. по сравнению с 2010 годом наблюдается увеличение объема работ по РИР в среднем в 4 раза. Дополнительная добыча нефти на скважину в 2011 г. снизилась по сравнению с 2010 годом с 3.4 до 2.4 т/сут, что ниже дополнительной добычи нефти на скважину по показателям проектного документа (4.2 т/сут). Успешность проведения работ в 2011 году выше проектных показателей (55%), но ниже показателей 2010 года (3.4 т/сут). В целом от проведения РИР накопленная дополнительная добыча за период 2001-2011 гг. составила 548.47 тыс.т нефти.

Селективная изоляция водоподающих пропластков вязко упругим составом (ВУС) давно используется на месторождении Узень. По количеству проведенных скважино-операций и количеству обработанных скважин ВУС является наиболее часто проводимым мероприятием.[14,15]

Суммарный эффект от всех произведенных обработок составил 95 596 тн нефти при успешности 72%. Удельная эффективность составила 187 тн на 1 скв/ обработку. Динамика внедрения данного метода представлена на рисунке 3.12.2. Показатели работы скважин после водоизоляционных работ представлены в приложении I, таблицы 14 - 17. Результаты расчетов эффективности по горизонтам приведены в таблице 3.12.2.

Табл.3.4.2- Анализ эффективности РИР на основе ВУС по горизонтам

Горизонт	Всего обработок	Кол-во оцененных обработок	Кол-во успешных обработок	Доп. добыча нефти, т.	Уд. доп. добыча нефти на скв/опер, т.
13	26	24	10	2261.4	94.2
14	142	134	96	15588.6	116.3
13-14	37	35	30	10597.5	302.8
15-16	205	186	137	48952.9	263.2

17	134	127	86	17460.5	137.5
18	9	8	6	735.7	92.0

Суммарная дополнительная добыча составила 33953,3 тн нефти. По сравнению с предыдущими работами эффективность увеличилась на 2% и составила 73%. Удельная эффективность на 1 обработку составила 151 тн.

Распределение количества добывающих скважин по эффективности представлено в таблице 3.4.3

Таблица 3.4.3- Распределение количества добывающих скважин по эффективности

Диапазон	Количество скв/операций	% от всех обработанных	Доп. добыча нефти т.	% от всей доп. добычи
> 2000 т.	2	0.4%	4354	5%
от 1000 до 2000т.	20	3.9%	29581	35%
от 500 до 1000 т.	35	6.8%	23471	28%
от 100 до 500 т.	99	19.3%	24268	29%
< 100 т.	89	16.2%	3330	4%

Как видим, на дополнительную добычу в диапазоне от 100 до 500тн приходится наибольшее количество обработанных скважин. Это можно считать хорошим результатом, с учетом сложности проведения водоизоляционных работ. Кроме того, более половины от всей дополнительной добычи получено с обработок, составляющих всего 10% от всех скв/операций. Динамика дополнительной добычи на примере скважины №7042 показана на рисунке 3.4.1

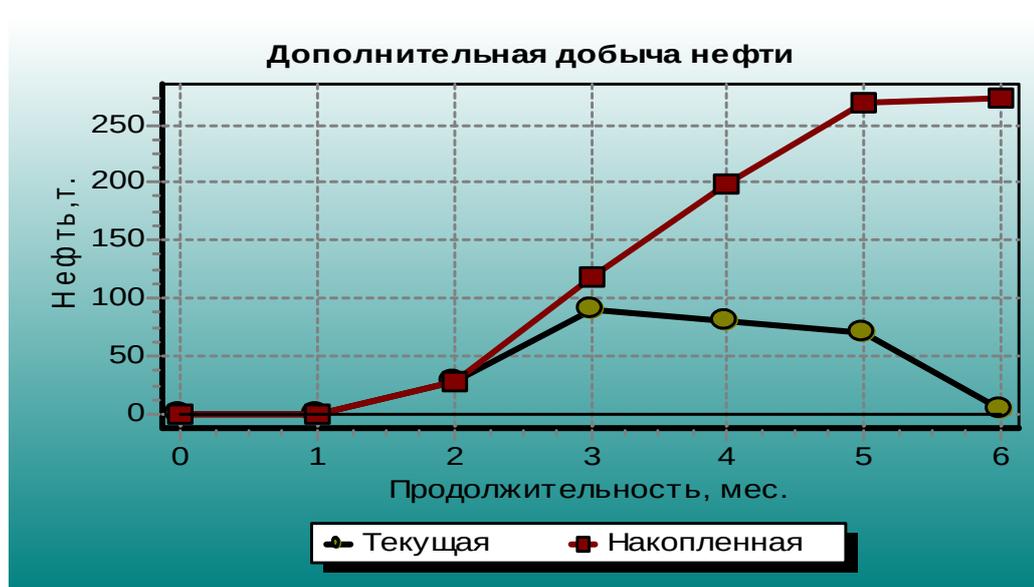


Рисунок 3.4.1. - Динамика дополнительной добычи нефти на примере скважины № 7042

В последние годы существенно увеличилась доля скважин обводнившихся за счет прорывов закачиваемой воды. Анализ эффективности показал, что дополнительная добыча от РИР в последние годы меньше чем в начальный период разработки. Это связано с подбором скважин для обработки и структурой эксплуатационного фонда, так как в начальный период обрабатывались скважины более высокодебитные по нефти. То есть обводненность была существенно ниже. На последних стадиях разработки условия применения ВУС значительно отличаются от начальных, (дебиты падают, обводненность возрастает). На некоторых скважинах водоизоляционные работы на основе ВУС производились неоднократно, замечено, что с увеличением кратности обработок эффективность уменьшается. Надо отметить, что работы по изоляции водоподдающих пропластков отличаются своей сложностью. В целом проведенный анализ показал, что изоляция обводненных пропластков путем создания гелеобразующего экрана по технологии ВУС целесообразна и эффективна.

ВУС в нагнетательных скважинах

Вязко-упругий состав также применялся для выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин. Всего было произведено 72 скв/операций на нагнетательных скважинах. Из анализа исключена 21 обработка, так как по участкам реагирующих скважин невозможно построить кривую «базовой» добычи. [17]

Суммарный эффект от всех произведенных обработок составил 23 102 тн нефти тн при успешности 76%. Удельная эффективность составила 453 тн на 1 скв/ обработку. Результаты расчетов эффективности по горизонтам приведены в таблице 3.4.4

Таблица 3.4.4- Анализ эффективности ВУС на участках нагнетательных скважин по горизонтам

Горизонт	Всего обработок	Кол-во оцененных обработок	Кол-во успешных обработок	Доп. добыча нефти, т.	Уд. доп. добыча нефти на скв/опер, т.
13	5	3	1	612.2	204.1
14	22	19	15	11290.8	594.3
15-16	38	28	19	8217.8	293.5
17	7	3	3	937.2	312.4
18	3	1	1	2043.9	2043.9

Из анализа распределения эффективности по участкам видно, что по эффективности большая часть обработанных участков находится в диапазоне 100-500 тн дополнительно добытой нефти. Основная дополнительная добыча

нефти получена от 12% скв/операций. Распределение показателей эффективности по участкам представлено в таблице 3.4.5

Таблица 3.4.5- Распределение количества нагнетающих скважин по эффективности

Диапазон	Количество скв/операций	% от всех обработанных	Доп. добыча нефти т.	% от всей доп. добычи
> 2000 т.	4	6%	12266	54%
от 1000 до 2000т.	4	6%	5254	23%
от 100 до 500 т.	15	23%	4802	21%
< 100 т.	4	6%	185	1%

По сравнению с добывающими скважинами (при чуть большей успешности) удельная эффективность по участкам нагнетательных скважин выше примерно в два-три раза. Изменение показателей разработки в среднем по участку нагнетательных скважин до и после ГТМ приведены в приложении I. Динамика дополнительной добычи на примере скважины №7042 показана на рисунке 3.4.2

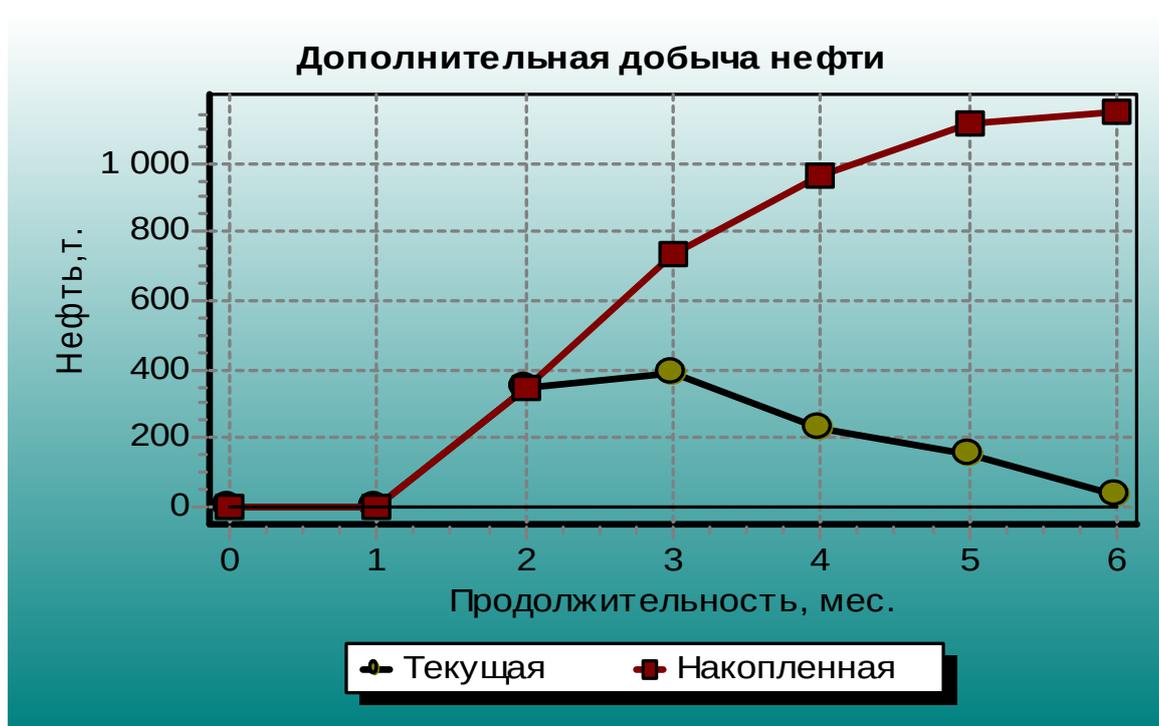


Рисунок 3.4.2- Динамика дополнительной добычи нефти на примере участка скважины № 7042

Проведенный анализ показал, что эффект от материала на основе ВУС при работах по водоизоляции, выравнивании профиля приёмистости есть и

целесообразно дальнейшее применение данной технологии на блоках 2А, 3 месторождения Узень.[18]

Расчет ВУС

1. Минимальный радиус изоляционного экрана, вычисляется по следующей формуле:

$$R_3 = \frac{P}{\text{grad } P} = \frac{20}{10} = 2 \text{ м} \quad (3.8)$$

Где:

ΔP – депрессия давления пласта, атм;

$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_3$;

$P_3 = \rho \cdot g \cdot H$;

$\text{grad } P$ - градиент прочности давления смеси, атм/м;

k – коэффициент пористости :

- для пористого коллектора $k = 1,0$;
- для трещиноватого коллектора:
- для малого пласта с диаметром 0,5мм $k = 2,0$;
- для большого пласта с диаметром 0,5мм $k = 3,0$

Для стабилизации водоизоляционных смесей, в породе нагнетают загустители (цемент или другие типы растворов, с $\text{grad } P > \text{grad } P_{\text{выс}}$).

2. Вычисление объема водоизоляционной смеси

Объем геля, который в результате химических реакций и температурного воздействия изолирует пластовые воды вычисляется по следующей формуле:

$$V = \Pi \cdot (k \cdot R_3 + R_c)^2 \cdot H \cdot m = 3,14 \cdot (2 \cdot 2 + 0,073)^2 \cdot 10 \cdot 0,25 = 130,2 \text{ м}^3 \quad (3.9)$$

Диаметр трещин – 0,3 мм; $k = 2$

Где:

R_c – радиус скважины, м;

H – толщина обводненного пласта, м;

m – средняя пористость пласта, ед.;

R_3 – минимальный радиус изоляционного экрана

3. Скорость подачи смеси

Производительность перегонной установки должна обеспечивать подачу смеси по трубам в несмешанном состоянии, а при попадании в пласт обеспечить полное перемешивание с другими компонентами. Вместе с этим агрегат должен обеспечивать скорость, которая не допустит деструкции смеси в пласте.

Оптимальная скорость подачи смеси, которая обеспечивает её сдвиг в несмешанном виде вычисляется по следующей формуле:

$$Q > Re_{\text{min}} \cdot M \cdot \Pi \cdot d_{\text{вн}} / 4 > 2160 \cdot 3,14 \cdot 10^{-5} \cdot 0,1 / 4$$

$$Q > 0,0017 \text{ м}^3 / \text{сек}$$

$$Q > 6,12 \text{ м}^3 / \text{час}$$

Где :

Re_{min} – минимальное значение критерия Рейнольдса обеспечивающее сдвиг смеси в несмешанном;

M – кинематическая вязкость смеси, м /с;

$d_{вн}$ – максимальный внутренний диаметр труб агрегата, м.

3. Скорость обеспечивающая полное перемешивание ВУС при попадании в назначенные области:

$$V_{нкт} = \frac{\pi \cdot (d - 2 \cdot b)^2 \cdot L}{4} = 3,14 \cdot (0,073 - 2 \cdot 0,0055)^2 \cdot \frac{1238}{4} = 3,74 \text{ м}^3$$

Где :

d – внешний диаметр НКТ, м;

b – толщина стен НКТ, м

L – глубина спуска НКТ, м

$Q < V_{нкт} / t_p < 3,74 / 0,4$

$Q < 9,35 \text{ м}^3 / \text{час}$

Где :

t_p – время полного перемешивания компонентов, час;

$V_{нкт}$ – внутренний объём НКТ, м^3 ;

5. Скорость предотвращающая деструкцию геля во время фильтрации в пористой среде пласта вычисляется по следующей формуле:

$$Q < \pi \cdot r \cdot j \cdot \sqrt{2 \cdot m \cdot K} < 3,14 \cdot 0,5 \cdot 1000 \cdot 10^6 \cdot \sqrt{2 \cdot 0,23 \cdot 5,5 \cdot 10^{-12}}$$

$Q < 0,0028 \text{ м}^3 / \text{сек}$

$Q < 10,6 \text{ м}^3 / \text{час}$

Где:

j – критическая скорость сброса, с^{-1} ;

K – проницаемость, м^2 ;

r – расстояние максимальной скорости фильтрации от скважины , $r = 0,5 \text{ м}$;

6. Исходя из вычисленных данных подбирается оптимальная скорость подачи ВУС :

$Q_{опт} = 8 \text{ м}^3 / \text{час}$

7. Время подачи и стабилизации смеси

Образование вязко упругой смеси в стабильный гель не должно быть допущено до его проникновения в пласт, т. е. не допустимо высыхание смеси раньше времени. Для этого время подачи ВУС в пласт компрессорными насосами не должно превышать времени высыхания геля:

$$t_{зак} = V_{нкт} / Q_{опт} < t_{гель}; t_{зак} = 3,6 / 8 = 0,45 \text{ час}$$

$t_{зак} < 6 \text{ час}$

Где:

$V_{нкт}$ – внутренний объём НКТ, м^3 ;

$Q_{\text{опт}}$ – оптимальная скорость нагнетания, м³/сут;

$t_{\text{гель}}$ – время стабилизации геля.

8. Вычисление времени полной закачки ВУС в пласт :

$$T = V / Q_{\text{опт}} = 130,2 / 8 = 16,3 \text{ час}$$

9. Требуемый объем полимеров выисляется по следующей формуле

$$M_1 = 130,2 \cdot 8 = 1042 \text{ кг}$$

10. Объем полимерного раствора с концентрацией воды $C_{\text{исх}}$, % вычисляется по следующей формуле:

$$M_1 = 130,2 \cdot 8 \cdot 100 / 87 = 1197 \text{ кг}$$

11. Объем ацетата хрома со 100% концентрацией вычисляется по следующей формуле:

$$M_2 = 130,2 \cdot 9 = 1172 \text{ кг}$$

Данные расчета:

Скважина № 392

1 Конструкция скважины :

- Диаметр компоновки – 146 мм

- Глубина спуска – 1280 м

2 Глубина – 1264 м

3 Глубина перфорации – 1236 – 1246 м

4 Устьевое оборудование :

- Диаметр НКТ – 73 мм

- Толщина стен НКТ – 5,5 мм

- Глубина спуска НКТ – 1238 м

5 Продуктивный пласт

- подошва – 1246,8 м

- пласт – 1224,4 м

- пористость – 25%

- проницаемость – $4,3 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$

6 Депрессия давления – 20 атм

7 Диаметр трещин – 0,3 мм

8 Изоляционный материал – ВУС на полимерной основе марки DP9-8177

- время смешивания частиц – 0,4 час

- градиент прочности давления смеси - 10 атм/м

- время формирования геля - 6 час

- кинематическая вязкость смеси - $10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$

- минимальное значение критерия Рейнольдса обеспечивающее сдвиг смеси в несмешанном - 2160

- критическая скорость сброса - 1000 с^{-1} ;

- максимальный внутренний диаметр нагнетательных труб – 0,1 м.

Таблица 3.4.6 - Вычисленные данные

№	Показатель	значение
---	------------	----------

1	Радиус изоляционного экрана, м	2
2	Объём изоляционной смеси, м ³	130,2

Продолжение таблицы 3.4.6

3	Скорость подачи ВУС, обеспечивающая её сдвиг в несмешанном виде, м ³ /с	>3,06
4	Скорость обеспечивающая полное перемешивание ВУС при попадании в пласт, м ³ /с	<4,5
5	Скорость предотвращающая деструкцию геля, м ³ /с	<15,8
6	Оптимальная скорость подачи ВУС, м ³ /с	8,0
7	Время подачи смеси в пласт, саг	22,8
8	Объём полимеров, кг	1042
9	Объём ацетата хрома, кг	1172

Таблица 3.4- Распределение удельной эффективности по горизонтам

Мероприятие	Горизонт						Всего
	13	14	13-14	15-16	17	18	
ВУС	94.2	116.3	302.8	263.2	137.5	92.0	186.0
ГКО		612.1					612.1
ГРП	2493.9	286.5	2840.8	2326.7			2294.8
СКО	0.0	92.0	378.3	215.8	147.6	0.0	175.4
СПС	77.8	1006.0		912.2	130.5		680.0
ГДРП	18.7	180.9		367.0	28.9	0.0	122.0
ТБХО	129.9				650.2		390.1
ТГХВ	360.6	473.0	747.9	481.3	1178.6	292.8	587.4
АРСиП		14.5		315.2			114.7
ТГК ПИО		52.3		866.4		127.0	521.2
ВУС наг	204.1	594.3		293.5	312.4	2043.9	427.8
Темпоскрин	1229.5	565.1		54.9	1278.8		552.4
Микробиол. возд.	30.6	122.7	481.8	19.2			97.8
Жидкое стекло	362.6	374.7		182.9	143.9		252.5
Электровоздействие		244.9		669.7	555.8		550.0
ГКУ	274.0						274.0

Таблица. 3.4.8- Сводные показатели эффективности мероприятий.

Мероприятие	Всего обработок	Кол-во успешных обработок	Коэф-т успешност и, %	Доп. добыча нефти, т.	Уд. доп. добыча нефти на скв/опер, т.
1	2	3	4	5	6
ГРП (доб.)	1296	956	74%	2854390	2294

ВУС(доб.)	550	367	72%	95596.6	187
ТГХВ	55	40	75%	31134.1	587

Продолжение таблицы 3.4.8

ВУС (нагн.)	75	39	72%	23101.9	428
СПС	24	15	83%	12239.3	680
Микробиол. возд.	36	23	64%	8900.7	247
Темпоскрин	18	8	67%	6628.6	552
СКО (доб.)	21	11	55%	5319.4	266
Электровоздействи е	9	8	89%	4949.9	550
ТГК ПИО	12	7	78%	4690.6	521
Жидкое стекло	10	9	100%	2272.1	252
ГДРП	12	5	50%	1219.7	122
ГКУ	5	4	80%	1095.9	219
ТБХО	2	2	100%	780.1	390
ГКО	2	1	100%	612.1	612
ГРП (нагн.)	2	1	100%	592.1	592
СКО (нагн.)	15	1	8%	468.6	36
АРСиП	3	2	67%	344.1	115

Самым успешным и действенным методом по добывающим скважинам стал метод ГРП. Накопленная дополнительная добыча на дату анализа составила 2854 тыс. тн. ГРП на нагнетательной скважине показал неплохие результаты, но однозначного заключения по единственному результату дать нельзя. В целом метод высокопроизводителен и успешен. Учитывая достаточное количество объектов для анализа и длительности периода после проведения ГРП, следует вести мониторинг за обработанными скважинами, поскольку известно, что вследствие образования как горизонтальных, так и вертикальных трещин, существует опасность прорыва пластовой воды по образованным после ГРП каналам.

Аналогичный по сущности, но более слабый (щадящий) по воздействию метод ГДРП показал невысокую эффективность на объектах обработки. Накопленная дополнительная добыча равна 1 219,7тн.[19]

На протяжении всей разработки, было обработано почти 30% действующего фонда по технологии ВУС. Всего было произведено 625 скважино-операций, что почти вдвое превышает количество других работ по МУН и ИДН вместе взятых. Суммарный эффект составил 118 698,5 тн нефти. Из них в результате водоизоляционных работ дополнительно добыто 95 596.7 тн нефти, а в результате выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин - 23 101.9 тн. За последние пять лет, дополнительная добыча оказалась равна 54 087 тн нефти. Удельная эффективность на 1 скв/операцию по участкам нагнетательных скважин равна 428 тн, а РИР – 548,47 тыс. тн. Полученные результаты можно признать удовлетворительными, учитывая сложность водоизоляционных работ. Водоизоляционные работы с

применением в качестве реагента жидкого стекла можно признать успешными – их удельная эффективность составила 252 тн на 1 скв/обработку при успешности 100%. Водоизоляционные мероприятия проведенные с применением ОТО-геля также обладают хорошими показателями - удельная эффективность их составила 151 тн на 1 скв/операцию при успешности 73%. Несомненно, это высокий показатель среди ремонтно-изоляционных работ.

Высокие результаты достигнуты благодаря проведению таких физических методов увеличения нефтеотдачи как ТГХВ, Электровоздействие и ТГК ПИО. Результаты эффективности оказались очень близки. Эти виды мероприятия проводились с успешностью 75-89% и высокой удельной эффективностью на 1 скв/операцию – 587 , 550 и 521 тн. Только за счет большего количества проведенных обработок технология ТГХВ опережает Электровоздействие и ТГКПИО по накопленной дополнительной добыче – 31 134 тн против 4 950 и 4 690 тн. Все три метода несомненно доказали свою эффективность и целесообразность применения на участках блока 2А, 3 месторождения Узень.

Такие методы повышения нефтеотдачи как СПС и ПГС "Темпоскрин" за счет вовлечения в разработку запасов из застойных зон достигли хороших показателей. Так по участкам скважин обработанных СПС достигнут один из максимальных показателей удельной дополнительной добычи среди всех анализируемых методов. На 1 скважино-операцию эффективность составила 680 тн нефти при успешности 83%. Суммарно дополнительная добыча составила 12 239 тн нефти.

При закачке полимер – гелевых систем также достигнут хороший результат. Суммарно дополнительная добыча составила 6 628 тн нефти. На 1 скважино-операцию эффективность составила 552 тн нефти при успешности 79%.

Кислотные обработки применялись на всем протяжении разработки месторождения Узень как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах с целью очистки и улучшения коллекторских свойств призабойной зоны.

По частоте применения больше пользовались солянокислотной обработкой. Суммарная дополнительная добыча нефти за счет СКО добывающих скважин составляет 5 319 тонн. Дополнительная добыча нефти на 1 скважино-операцию равна 253 тоннам. Успешность составила 52%. [20]

В отличие от вышеописанного метода технология гидро–кислотного удара (ГКУ) показала себя как эффективный способ при обработке призабойных зон нагнетательных скважин. В результате обработок удалось значительно повысить производительность скважин. Дополнительная добыча нефти на 1 скважино-операцию равна 219 тоннам. Успешность составила 88%.

Применение таких кислотных методов как ГКО и КПАС были единичными. По косвенным показателям можно признать некоторые из них эффективными (увеличение приёмистости), однако для полной оценки технологии результатов малочисленных обработок недостаточно, поэтому говорить об эффективности методов не представляется возможным.

В середине 1994 на блоке 2А,3 были произведены опытно-промышленные работы по обработке призабойных зон бактериями. В результате суммарная дополнительная добыча составила 8 900т при успешности 64%. Удельная эффективность составила 247 тн на 1 скв/обработку. Можно говорить о положительном опыте применения микробиологических технологий.

Распределение дополнительной добычи по горизонтам следующее, на первом месте совместный объект разработки 15+16 горизонты как по количеству проведенных мероприятий – 288 скв/операций, так и по накопленной дополнительной добыче – 113 565 тн. На второй позиции по эффективности 13 горизонт с результатом 69 759 тн дополнительной нефти, причем количество мероприятий (80 скв/опер) меньше, чем у 14 и 17 горизонтов. С 14 и 17 горизонтов суммарная дополнительная добыча составила 49 322 и 34 379 тн, количество проведенных ГТМ – 213 и 157 соответственно. На предпоследней позиции мероприятия, проведенные на скважинах разрабатывающих 13 и 14 горизонты совместно. С таких объектов в результате проведения 49 мероприятий дополнительно добыли 24 950 тн нефти. Замыкает список 18 горизонт с наименьшим количеством мероприятий (19 скв/опер) и соответственно минимальной эффективностью в 3640 тн нефти. Чаще мероприятия проводились в верхних объектах разработки – 13, 14, 15+16 горизонтах, реже в нижних -17 и 18 горизонтах. Результаты представлены в таблицах 17, 18 ,19.[21,22]

Анализ показал, что успешность мероприятий мало зависит от геолого-физических характеристик в связи с узким диапазоном коллекторских свойств. Для эффективности мероприятия большое значение имеет точное соблюдения технологии при проведении мероприятия. Еще одним условием для получения положительных результатов является соответствие подобранного объекта воздействия под критерии применимости метода. При проведении ГТМ на нагнетательной скважине необходимо определить структуру окружающего фонда: наличие гидродинамической связи между скважинами, количество реагирующих скважин, показатели разработки.

Резюмируя все вышеизложенное можно сказать, что наиболее эффективными методами увеличения нефтеотдачи пластов являются – ГРП, СПС, ТГХВ, Электровоздействие, ТГК ПИО, ГКУ и водоизоляционные работы.

Всего за счет всех оценённых мероприятий за весь период разработки дополнительно добыто 288 849 тн нефти. За последние 5 лет 177 429 тн нефти, что составляет 63% от всей добычи.

4 Безопасность и охрана труда

4.1. Законодательство в области безопасности и охраны труда

К Законодательствам в области безопасности и охраны труда относятся:

- Конституция РК

- Трудовым кодексом РК от 15.05.07 года регулируются правовые отношения безопасности и охраны труда. №252-III ЗРК «закона о пожарной безопасности» от 25.11.2010 года. А также в соответствии с «Едиными правилами безопасности при разработке нефтяных и газовых месторождение» от 03.04.2012 года;

- Требования к безопасности пожарной техники для защиты объектов.

К основным техническим регламентам, рекомендуемых при работе в нефтегазовой промышленности являются:

- технический регламент «Требования к безопасности нефтегазопромыслового, бурового, геологоразведочного и геофизического оборудования» от 29 декабря 2013 года;

- технический регламент «Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями» от 31 декабря 2012;

- технический регламент «Требования к безопасности нефтебаз и автозаправочных станций» от 2 июля 2012г.

В соответствии с Законом Республики Казахстан от 9 ноября 2010 года «О техническом регулировании» Правительство Республики Казахстан постановляет:

1. Утвердить прилагаемый Технический регламент «Требования к безопасности пожарной техники для защиты объектов».

2. Настоящее постановление вводится в действие по истечении шести месяцев со дня первого официального опубликования

Цели технических регламентов:

а) защита жизни или здоровья граждан, имущества физических или юридических лиц, государственного или муниципального имущества;

б) охрана окружающей среды, животных и растений;

в) предупреждение действий, вводящих в заблуждение приобретателей;

г) обеспечение энергетической эффективности.

Государственная политика в области безопасности и охраны труда направлена на:[23]

1) разработку и принятие нормативных правовых актов Республики Казахстан в области безопасности и охраны труда;

2) создание и реализацию систем экономического стимулирования деятельности по разработке и улучшению условий, безопасности и охране труда, разработке и внедрению безопасных техники и технологий,

производству средств охраны труда, индивидуальной и коллективной защите работников;

3) осуществление мониторинга в области безопасности и охраны труда;

4) проведение научных исследований по проблемам безопасности и охраны труда;

5) установление единого порядка учета несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;

6) государственный надзор и контроль за соблюдением требований законодательства Республики Казахстан в области безопасности и охраны труда;

7) нормативное закрепление порядка осуществления общественного контроля за соблюдением прав и законных интересов работников в области безопасности и охраны труда в организации;

8) защиту законных интересов работников, пострадавших от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, а также членов их семей;

9) установление условий оплаты труда за тяжелую работу и работу с вредными (особо вредными), опасными условиями труда, не устранимыми при современном техническом уровне производства и организации труда;

10) распространение передового отечественного и зарубежного опыта работы по улучшению условий и охраны труда;

11) подготовку и повышение квалификации специалистов по безопасности и охране труда;

12) обеспечение функционирования единой информационной системы в области безопасности и охраны труда;

13) международное сотрудничество в области безопасности и охраны труда.

5 Экономическая часть

5.1 Общие положения

В расчете отражены доходная часть и прямые затраты на операционные расходы, отчисления в специальные и другие фонды, подлежащие вычету. Расчет произведен как для определения суммы эксплуатационных затрат, валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Источником доходов настоящего проекта является реализация добываемой на месторождении нефти. Объем реализации нефти по данным предприятия принимается равным 98,7 % от уровня добычи нефти.

На внутренний рынок нефть поставляется как давальческое сырье на АНПЗ для переработки с последующей реализацией нефтепродуктов. В связи с этим предприятие несет расходы по уплате акцизов на бензин и дизтопливо, затраты по процессингу и транспортировке нефти и нефтепродуктов, используемых на собственные нужды. Попутный нефтяной газ после подготовки на КазГПЗ используется на собственные нужды.

Затраты на транспортировку нефти так же как и цена различаются от направления: на внутренний рынок – 22,3 \$/тонну (с НДС), в КТК – 84,3 \$/тонну, в дальнее зарубежье – 46,8 \$/тонну.[24]

5.2 Организационно-производственная характеристика производственного филиала «Узеньмунайгаз»

Основной хозяйственной единицей по разработке нефтяного месторождения является нефтегазодобывающее управление (НГДУ), в котором осуществляется полный производственный цикл по добыче нефти и попутного газа, а также их подготовка для передачи другим предприятиям в качестве готовой продукции .

Выполнение этих функций во многом зависит от производственно-организационной структуры НГДУ. Производственная структура предприятия – это состав его производства и служб всех взаимодействий в процессе производства.

Производственная структура предприятия влияет на экономику и определяет организационную структуру предприятия, их взаимосвязь, соподчиненность.

Для улучшения управления производством, более четкой координации деятельности предприятий в ноябре 1994 года на базе НГДУ «Узеньнефть» было организовано новое производственное объединение ОАО «Узеньмунайгаз».

С 2003 года ОАО «Узеньмунайгаз» является производственным филиалом (ПФ) АО «РД «КазМунайГаз» национальной компании «КазМунайГаз».

5.3 Определение объема продукции после внедрения гидравлического разрыва пласта

Для определения ожидаемого эффекта от гидроразрыва скважины найдем дополнительное количество нефти, которое получится за все время работы скважины на повышенном дебите на рассматриваемый период. Для этого зададимся продолжительностью эффекта $T_3=1$ год, в течение которого скважина работает со стабильным повышенным дебитом $q_2=3,5$ тонн/сутки. Дебит скважины до внедрения составляет $q_1=0,5$ тонн/сутки. Коэффициент эксплуатации скважины составляет $K_3=0,95$.

Количество нефти, полученной за один год после внедрения гидроразрыва для одной скважины определим по формуле:

$$Q_2 = q_2 \cdot T_3 \cdot K_3$$

$$Q_2 = 3,5 \cdot 365 \cdot 0,95 = 1213,625 \text{ тонн/год}$$

Дебит за то же время без обработки скважины составил бы:

$$Q_1 = 0,5 \cdot 365 \cdot 0,95 = 173,375 \text{ тонн/год}$$

Определим общий прирост добычи нефти, полученной в результате обработки по формуле:

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1$$

$$\Delta Q = 1213,625 - 173,375 = 1040,25 \text{ тонн/год}$$

5.4 Анализ экономической эффективности

5.4.1. Расходы

Предполагаемые объемы инвестиционных затрат базируются на укрупненных удельных показателях стоимости, связанных как с бурением скважин, так и исходя из характеристики и необходимого количества оборудования, необходимого на строительство намеченных объектов, которые включают в себя издержки по инвестициям в основной капитал, состоящие из следующих расходов:

- стоимости основного и вспомогательного оборудования, потребных материалов;
- затрат на строительные-монтажные и пусконаладочные работы;
- прочих платежей.

В расчетах экономических показателей вариантов разработки месторождения капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям:

- затраты в строительство скважин;
- затраты на надземное нефтепромысловое строительство.

Капитальные вложения в строительство скважин включают в себя:

- затраты на бурение новых добывающих скважин, в том числе вертикальных, горизонтальных и многоствольных скважин;
- затраты на бурение новых нагнетательных скважин;
- затраты на перевод скважин добывающих в нагнетательные;
- затраты на перевод нагнетательных скважин под категорию добычи;
- затраты на вывод скважин из бездействия после капитального ремонта;
- затраты на возврат/переход скважин с одного горизонта на другой;
- затраты на перевод скважин на механизированный способ добычи (УЭЦН);
- затраты на перевод скважин на механизированный способ добычи (ПШНУ);
- затраты на бурение и зарезку боковых стволов;
- затраты на выбытие (физическую ликвидацию) скважин.

Надземное строительство состоит из капитальных затрат на реконструкцию существующей системы внутрипромыслового сбора продукции скважин со строительством новых дополнительно необходимых объектов по каждому из вариантов разработки месторождения.

Распределение капиталовложений осуществляется в соответствии с графиком строительства объектов, включающим время проектирования, сроки занятия территории под строительство, строительства и освоения проектных мощностей, ввод в эксплуатацию.

1. Затраты на ГРП

В состав затрат, связанных с гидроразрывом, включаются расходы по подготовительно-заключительным работам по скважине и расходы по проведению соответствующих работ. Подготовительно-заключительные работы включают подготовку скважины к гидроразрыву и пуск ее в эксплуатацию после этого, переезд подъемника-спуска труб, шаблонирование, исследование скважины до и после гидравлического разрыва.

Непосредственно сам гидроразрыв связан с затратами на вызов и проезд соответствующей установки, топливо, реагенты, необходимые реагенты компоненты, а также на амортизацию оборудования.

Основные данные для подсчета уровня затрат в добыче нефти по статьям калькуляции заимствованы из плановой документации «Узеньмунайгаз» и представлены в таблице 5.4.1.[24]

Таблица 5.4.1 – Нормативы для подсчета эксплуатационных затрат

Наименование		Величина
Удельный расход электроэнергии на 1 тонну Добывающейнефти	кВт·ч/т	49,55
Удельный расход электроэнергии на закачку 1 м ³ воды	кВт·ч/м ³	15,5
Стоимостьэлектроэнергии	тг/ кВт·ч	6,56
Социальные страхования,		

Пенсионный фонд, фонд занятости	% от ФОТ	31
---------------------------------	----------	----

Продолжение таблицы 5.4.1

Наименование		Величина
Норма амортизации ОПФ ОПФ	% от стоимости	6,7
Текущий ремонт ОПФ	% от стоимости	1,2
Общие производственные затраты,	% от суммы	21
Внепроизводственные затраты Себестоимости	% от полной	0,5

Эксплуатационные расходы по гидравлическому разрыву можно выразить следующей формулой:

$$Z_1 = Z_{отб} + Z_{пес} + Z_{трансп} + Z_{топл} + A_m \quad (5.1)$$

Где: $Z_{отб}$ – затраты по оплате труда бригад, задействованных в процессе мероприятия;

$Z_{пес}$ – затраты, связанные с приобретением песка;

$Z_{трансп}$ - транспортные расходы на проведение гидроразрыва;

$Z_{топл}$ - затраты на топливо;

A_m – амортизационные отчисления ОПФ, приходящиеся на одну скважино-обработку.

Затраты по оплате труда включают:

- оплату труда бригад подземного ремонта скважин;
- оплату труда бригад по исследованию скважин;
- оплату труда бригад по приготовлению раствора;
- оплату труда бригад по обслуживанию установки по закачке жидкости разрыва в скважину.

Расчет оплаты труда бригад по проведению мероприятия представлен в таблице 5.4.2

Таблица 5.4.2 – Расчет оплаты труда бригад по проведению мероприятий

Наименование бригады	Стоимость часа работы, тг/ч	Норма времени, час	Стоимость работ, тг
Бригада по подземному ремонту скважин	23267	37	860879
Бригада по исследованию скважин	6594	4	26376
Бригада по приготовлению жидкости разрыва	11652	5	58260
Бригада по обслуживанию установки по закачке жидкости разрыва	4502	3	13506
Итого			959021

Таблица 5.4.3 – Расчет расходов на жидкость-песконоситель

Состав раствора	Масса песка, приходящаяся на 10 м ³ , кг	Цена за 1 кг песка, тг	Стоимость 1 м ³ раствора, тг
Песок, т	300	15	4500
Итого для 10 м ³ раствора			45000

Затраты на транспорт включают в себя транспортные расходы по переезду подъемника, вызов и переезд партий по исследованию скважин и доставку жидкости разрыва на скважину.

$$Z_{\text{трансп}} = 11804,4 \text{ (тг)}$$

Расходы на топливо включают затраты для приготовления и закачку необходимого объема рабочих жидкостей.

$$Z_{\text{топл}} = 5885,952 \text{ (тг)}$$

Амортизационные отчисления – отчисления производственных фондов, задействованных в проведении мероприятия, приходящиеся на одну скважино-обработку. Расчеты амортизационных отчислений приведены в таблице 5.4.4

Таблица 5.4.4 – Расчет амортизаций ОПФ

Наименование объекта	Балансовая стоимость, тг	Годовая норма амортизации, %	Отчисления на одну скважино-обработку
Подъемный агрегат	4333140	5	2329,645161
Насосный агрегат	3950100	8,3	3525,358065
Автоцистерны	3137850	6,7	2260,601613
Песконосительный агрегат	3484980	11,1	4159,492258
Итого			12275,0971

Затраты на амортизацию скважины, оплату труда рабочих, обслуживающих скважину, отчисления в пенсионный фонд и социальное страхование являются фиксированными.

По результатам расчетов, приведенных в таблицах 2.4-2.8, определим затраты на проведение мероприятия по формуле:

$$Z_1 = 959021 + 45000 + 11804,4 + 12275,0971 + 5885,952 = 1033986,449 \text{ (тг)}$$

Остальные затраты:

Затраты по извлечению дополнительной нефти, получаемой в результате обработки, состоят из расходов на извлечение ее на поверхность, сбор, транспортировку и технологическую подготовку нефти и затраты на выкачку рабочего агента в пласт.[25]

2. Расходы на электроэнергию по извлечению нефти:

$$З_{э} = Q_2 \cdot P_{э} \cdot Ц_{э}, \quad (5.2)$$

$$1213,625 \cdot 49,55 \cdot 6,56 = 394486,379 \text{ (тг)}$$

Где, Q_2 – годовой объем добычи нефти после проведения мероприятия, т;

$P_{э}$ – удельный расход энергии и на 1 тонну добываемой нефти, кВт·ч/

т;

$Ц_{э}$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, тг/ кВт·ч;

4. Расходы по искусственному воздействию на пласт:

$$З_{зв} = N_{рв} \cdot Э_n \cdot Ц_{э} \cdot Q_2, \quad (5.3)$$

Где, $N_{рв}$ – норма расхода воды на 1 тонну добываемой нефти, 2,45 м³/т;

$Э_n$ – норма расхода электроэнергии на закачку 1 м³ воды, кВт·ч/м³

$$2,45 \cdot 15,5 \cdot 6,56 \cdot 1213,625 = 302333,406 \text{ (тг)}$$

4. Расходы по сбору и подготовке скважиной продукции:

Расходы по сбору, транспортировке и подготовке нефти включают затраты по сбору нефти от скважины до установок по сбору нефти (УСН). Нефть из скважины поступает на ближайший блок входных ниток (БВН), а затем с каждого БВН по самостоятельному трубопроводу – на установку подготовки нефти.

Годовой размер затрат для данной статьи калькуляции будет

$$З_{смп} = З_{уд} \cdot Q_1 \quad (5.4)$$

где – $З_{уд}$ – удельные расходы на сбор, транспортировку и подготовку нефти, тг/т

$$З_{смп} = 899 \cdot 1213,625 = 1091048,875 \text{ (тг)}$$

5. Внепроизводственные расходы:

Внепроизводственные затраты – это затраты, связанные с коммерческой реализацией продукции.

$$З_{вп} = Q_2 \cdot Ц_{р}, \quad (5.5)$$

$$З_{вп} = 1213,625 \cdot 113,9 = 138203,7421 \text{ (тг)}$$

Q_1 – годовой объем добычи нефти без проведения мероприятия, т;

$P_{э}$ – удельный расход энергии и на 1 тонну добываемой нефти, кВт·ч/т;

$Ц_{р}$ – цена реализации 1 тонны нефти;

6. Социальные отчисления:

Отчисления работодателя на социальные страхования, пенсионный фонд и фонд занятости берутся по установленным нормам на соответствующий период времени и составляет 31% от ФОТ, то есть

$$Зор = ФОР \cdot 0,31 \quad (5.6)$$

$$Зор = 2366179 \cdot 0,31 = 733515,552 (тг)$$

7. Амортизация скважины:

Амортизационные отчисления по скважине начисляют по установленной норме 6,7% от первоначальной стоимости скважин:

$$Ar = (C_n \cdot N_a) / 100\%, \quad (5.7)$$

$$Ar = (288015000 \cdot 6,7) / 100\% = 19297005 (тг)$$

где C_n - первоначальная стоимость скважины, 288015000 (тг);

N_a - годовая норма амортизации скважины, %

$A_r = 19297005$ (тг).

Результаты расчетов по определению затрат после внедрения мероприятия сведем в таблицу 6.9.

Таблица 5.4.5 – Годовые эксплуатационные затраты после ГРП

Наименование статей калькуляции	Сумма, тг
Электроэнергия	394486,379
Затраты на ППД	302333,406
Сбор, транспортировка и подготовка нефти	1091048,875
Фонд оплаты труда	2366179,2
Социальные отчисления (31%)	733515,552
Амортизация скважины	19297005
Текущий ремонт	9360737,16
Внепроизводственные расходы	138203,7421
Затраты по проведению обработки	1033986,449
Итого	34617495,77

5.4.2 Доходы

Выручка от реализации продукции (нефти) рассчитана, исходя из объемов реализации продукции и цен на нефть принятых к расчету.

В соответствии с данными ПФ «Узеньмунайгаз» нефть реализовывается в следующем порядке: 27% на внутреннем рынке Республики Казахстан, 13% - в КТК (Каспийский трубопроводный консорциум) и 60% - в дальнее зарубежье (по нефтепроводу «Узень-Атырау-Самара» и морским путем).

Цена нефти, принятая в анализе определена в соответствии с фактическими ценами реализации нефти данным предприятием за 2010 год.

Проектируемая цена установлена на уровне 106,5 \$/тонну при реализации продукции на местном рынке, 450,5 \$/тонну при реализации по направлению КТК и 347,6 \$/тонну при реализации в дальнее зарубежье.

Таблица 5.4.6 – Годовой доход от реализации нефти

Рынок сбыта	Цена, тг/т	Количество, т	Сумма, тг
Внутренний рынок	15975	327,68 (27%)	5234688
КТК	52140	157,78 (13%)	8226649
Дальнее зарубежье	67575	728,18 (60%)	49194600
Итого			62655937

5.4.3 Расчет показателей экономической эффективности

Прибыль:

Годовой доход от реализации нефти- $D=62655937$ (тг)

Годовые эксплуатационные затраты - $P=34617495,77$ (тг)

$$П = Д - Р \quad (5.8)$$

$$62\,655\,937 - 34\,617\,495,77 = 28\,038\,441,3 \text{ (тг)}$$

Рентабельность затрат:

$$P_3 = П / Р \quad (5.9)$$

$$28\,038\,441,3 / 34\,617\,495,77 = 0,801 = 80,1 \%$$

В экономической части приведены доказательства экономической рентабельности и целесообразности проведения ГРП на месторождении Узень. Годовые эксплуатационные затраты составили 34617495,77 (тг), прибыль составила 28038441,3 (тг), а рентабельность затрат 80,1%. В итоге можно смело заявить, что гидроразрыв пласта является одним из лучших способов по увеличению производительности скважины с экономической точки зрения на месторождении Узень.[26]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данный дипломный проект «Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении Узень» частичный анализ разработки месторождения в период с 1997 года по 2010 год, а также более подробный анализ разработки XIII горизонта месторождения. Целью дипломного проекта является выявление возможных вариантов по дальнейшей разработке месторождения, повышения нефтеотдачи и интенсификации притока.

Проект состоит из пяти разделов. Первый раздел включает в себя полную геологическую характеристику месторождения, тектонику, стратиграфию, данные о запасах месторождения и д.р.

В технико-технологической части были описаны варианты разработки месторождения Узень с начала ввода в промышленную эксплуатацию, текущее состояние месторождения Узень и анализ разработки XIII горизонта.

В разделе об охране окружающей среды представлены основные мероприятия по охране и защите атмосферы, почвы, подземных и поверхностных вод, растительного и животного мира.

В результате тщательного анализа данных была составлена специальная часть дипломного проекта. Был сделан подробный и сравнительный анализ методов воздействия на пласт, и были выявлены самые эффективные из них, такие, как гидроразрыв пласта, закачка сшитых полимерных систем и закачка вязко упругого состава. Так же в этой части представлены расчеты по этим мероприятиям.

В экономической части приведены доказательства экономической рентабельности и целесообразности проведения ГРП на месторождении Узень. В итоге можно смело заявить, что гидроразрыв пласта является одним из лучших способов по увеличению производительности скважины с экономической точки зрения на месторождении Узень.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Ефремова Л.Н. “Изучение глинистых минералов в породах XIII-XVIII продуктивных горизонтов месторождения Узень” Недра М, 1968г.
- 2 Червяков Н.И. “О причинах снижения производительности скважин на месторождения Узень” НХ 1972г.
- 3 Беликова В.А. “Давления насыщения в нефтяных залежах XIII-XVIII горизонтов месторождения Узень “ НТС №42 1968г.
- 4 Аbruкин А.Л. “О точности глубинных измерительных устройств при работе многофазных потоках” НХ 1972г.
- 5 Перевалов В.Г. “О поддержании давления на месторождении Узень путем закачки воды в пласт” НХ №8 1967г.
- 6 Смольников Н.В. Технологические показатели разработки
- 7 Проект разработки месторождения Узень, том –1 Москва 2005г.
- 8 Дополнение проекту месторождения Узень, 1988г.
- 9 Распределение балансовых и извлекаемых запасов месторождения Узень по блокам, пластам и типам коллекторов различной проницаемости КазНИПИ нефть и ВНИИ г. Актау 1979 г.
- 10 Отчет текущий анализ разработки месторождения Узень по состоянию на 01.01.2001г, УФ ТОО “ЦТИ”
- 11 Отчет текущий анализ разработки месторождения Узень по состоянию на 01.01.2006г, УФ ТОО “ЦТИ”
- 12 Авторский надзор за реализации генеральной схемы разработки и уточнения добычных возможности месторождения Узень”, ВНИИ, 1979г
- 13 Желтов Ю.П. «Разработка нефтяных месторождений» 1986г.
- 14 “Уточненный проект разработки 2 и 3 блока месторождения Узень”. Жанаозень. 2000г
- 15 Айткулов А.У. “Повышение эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождения” Москва, 2000г
- 16 Отчет “Изучения текущего состояния разработки месторождении Узень и внедрения технологических решения по повышению эффективности” КазНИПИ нефть, 1982г.
- 17 Планов Г.Е. Охрана труда при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1982.
- 18 «Охрана труда» Тяжин Ж.Т. Методические указания к выполнению ИРС. Алма-Ата 1994 г.
- 19 www.umg.kz
- 20 www.kmg.kz
- 21 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности республики Казахстан. - Актау, 1996 г.
- 22 К.И. Джиембаева, Лалазарян «Сбор и подготовка скважинной продукции» 2005г

23 Калабаев Х.А. «Методические указания к выполнению организационно-экономической части проектов для студентов специальности РЭНГМ» Алма-Ата 1992 г.

24 Имашев Н.У., Чакабаев С.Е., Токарев В.П. и др. Отчёт по подсчёту запасов нефти месторождения Узень Гурьевской области Западно-Казахстанского края Казахской ССР по состоянию на 1 ноября 1963 г. Отчёт МНГР и КазНИГРИ. Фонд ПФ «Озенмунайгаз», 1964

25 Коростышевский М.Н., Малютин А.Е., Кувандыкова З.А. и др. «Пересчёт запасов нефти и газа 13-18 горизонтов месторождения Узень Мангистауской области по состоянию на 01.01.2005 г.» Договор №1710-17. Отчёт АО «КазНИПИМунайгаз». Договора Актау, 2006

26 Батманов К.Б., Утешинов А.Н. «Высокопарафинистые нефти Мангышлака», г. Алматы, 2006 г.