

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Сагын Рахымбек

Название: Маркшейдерские работы на нефтяных месторождениях на примере месторождения "Каражанбас"

Координатор: Женис Кожаев

Коэффициент подобия 1: 0,3

Коэффициент подобия 2: 0

Тревога: 1922

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

.....
.....
.....
.....
.....

16.05.2019

Дата

.....

Подпись Научного руководителя

Протокол анализа Отчета подобия

заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Сагын Рахымбек

Название: Маркшейдерские работы на нефтяных месторождениях на примере месторождения "Каражанбас"

Координатор: Женис Кожаев

Коэффициент подобия 1: 0,3

Коэффициент подобия 2: 0

Тревога: 1922

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

.....
.....
.....
.....
.....

16.05.2019



Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

.....
.....
.....
.....
.....

.....16.05.2019.....

..........

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТ

Горно-металлургический институт им. О. Байконурова

Кафедра «Маркшейдерское дело и геодезия»

Сагын Р.А.

Маркшейдерские работы на нефтяных месторождениях на примере
месторождения “Каражанбас”

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

специальность 5В070700 – Горное дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТ

Горно-металлургический институт им. О. Байконурова

Кафедра «Маркшейдерское дело и геодезия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
доктор PhD
Горно-металлургический
институт им. О. А. Байконурова
В.В. Имансакипова
" 15 " 05 2019 г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: Маркшейдерские работы на нефтяных месторождениях на примере
месторождения "Каражанбас"

по специальности 5В070700 – Горное дело

Выполнил: Сагын Р.А.

Научный руководитель
PhD доктор, сениор-лектор
Ж.Т. Кожаев
" 15 " 05 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Горно-металлургический институт им. О. Байконурова

Кафедра «Маркшейдерское дело и геодезия»

5B070700 – Горное дело



УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

доктор PhD

Б.Б. Имансакипова

" 16 " 05 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающемуся Сагын Рахимбеку Аскарвичу

Тема: Маркшейдерские работы на нефтяных месторождениях на примере месторождения "Каражанбас"

Утверждена приказом проректора по академической работе № 1912-б.
от «1» апреля 2019 г.

Срок сдачи законченного проекта «16» мая 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту:

а) Геологическая характеристика месторождения;

б) Применяемые технологии разработки

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

а) Анализ применяемых технологии разработки

б) Маркшейдерские работы при разработке нефтяного месторождения

в) Анализ методов проведения камеральных работ

Перечень графического материала: представить в виде презентации, состоящей из 12 слайдов.

Рекомендуемая основная литература: 5 наименований.

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Анализ применяемых технологии разработки	11.03.2019	
Маркшейдерские работы при разработке нефтяного месторождения	18.03.2019	
Анализ методов проведения камеральных работ	08.04.2019	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. Степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Горная часть	Кожаев Ж.Т. PhD доктор, сениор-лектор	16.05.19	
Специальная часть	Кожаев Ж.Т. PhD доктор, сениор-лектор	16.05.19	
Нормоконтролер	Нукарбекова Ж.М. м.т.н	16.05.19	

Научный руководитель



Кожаев Ж.Т.

Задание принял к исполнению обучающийся



Сагын Р.А.

Дата

"16" 05 2019 г.

ОТЗЫВ РУКОВОДИТЕЛЯ

на Дипломную работу
(наименование вида работы)

Сагын Рахымбек Аскаревич
(Ф.И.О. обучающегося)

5В070700- «Горное дело»
(шифр и наименование специальности)

На тему: «Маркшейдерские работы на нефтяных месторождениях на примере месторождения «Каражанбас»

ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ

Дипломная работа на тему «Маркшейдерские работы на нефтяных месторождениях на примере месторождения «Каражанбас» состоит из 5 разделов и рассмотрены проблемы разработки высоковязкой нефти, а также современные технологии, используемые на данном месторождении.

Детально описаны и проанализированы выполняемые маркшейдерские работы и основные положения по технике безопасности и охране окружающей среды, а так же в экономической части рассматриваются технико-экономические показатели рудника. По результатам работ была проведена камеральная обработка данных в программе AutoCad.

Оценка работы

В данной дипломной работе выполнены все маркшейдерские работы при планировании и развитии нефтяных месторождениях, замечаний нет. Дипломная работа оценивается на оценку «отлично» 95% (А).

Руководитель

PhD доктор, сениор-лектор КазНТУ имени К.И. Сатпаева
(должность, уч.степень, звание)


«12» 06 20/9.

Кожаев Ж.Т..

АНДАТПА

Осы дипломдық жұмыста «Мұнай кен орындарында маркшейдерлік зерттеу», жоғары тұтқырлықты мұнай өндіру проблемалары, сондай-ақ осы кен орында қолданылатын заманауи технологиялар қарастырылады.

Жұмыстардың толық сипаттамасы жазылған. Жұмыстың қорытындысы бойынша деректерді түпкілікті өңдеу жүргізілді. Сондай-ақ, суды және қоршаған ортаны қорғау бойынша қабылданған шараларға назар аударылады.

Барлық жұмыстар басты геодезистің жетекшілігімен жүзеге асырылды.

АННОТАЦИЯ

В этой дипломной работе на тему “Маркшейдерские работы на нефтяных месторождениях” рассмотрены проблемы разработки высоковязкой нефти, а также современные технологии, используемые на данном месторождении.

Детально описаны и проанализированы выполняемые работы. По результатам работ была проведена камеральная обработка данных. Также уделено внимание на тему мероприятия по охране недр и окружающей среды.

Все практические работы проходили под руководством старшего маркшейдера.

ABSTRACT

In this thesis work on the subject of “Mine surveying at oil fields”, the problems of high-viscosity oil development, as well as modern technologies used in this county, are considered.

Detailed description and analysis of the work. According to the results of the work, the final processing of the data was carried out. Also, attention is paid to the measures taken to protect the waters and the surrounding environment.

All the practical work was done under the supervision of a senior marketer.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

1. Описание месторождения	3
2. Геологическая характеристика	3
2.2. Тектоника	6
2.3. Буровые работы	7
2.4. Характеристика отборов нефти и газа	8
2.5. Товарная характеристика нефти	12
3. Применяемые технологии разработки	13
3.1. Технология влажного внутрислоевого горения	13
3.2. Технология паротеплового воздействия	15
3.3. Транспортировка нефти	18
4. Специальная часть	19
4.1. Основные виды работ Маркшейдерско - Геодезической Службы на м/р Каражанбас	19
4.2. Характеристика выполняемых работ	19
4.3. Маркшейдерские работы на нефтяном месторождении	20
5. Мероприятия по охране недр и окружающей среды	30
5.1 Охрана недр	30
5.2 Охрана окружающей среды	30

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяное месторождение Каражанбас расположено в северо-западной части полуострова Бузачи на территории Мангистауской области Республики Казахстан (рисунок 1), представляющую собой равнину с абсолютными отметками от минус 19 м до плюс 28 м. Характерной чертой ландшафта является наличие многочисленных соров, труднопроходимых для автотранспорта. Положительные формы рельефа представлены барханами и останцами коренных пород.

Преддипломную практику проходил на данном месторождении в должности помощника маркшейдера.

Целью данной практики являлось приобретение профессиональных умений и навыков самостоятельной работы, выполняемой маркшейдером на горном предприятии.

Основными задачами практики являлось:

- закрепление теоретических знаний и получение твердых практических навыков по специальности;

- знакомство с геологическими и горнотехническими особенностями месторождения, маркшейдерским обеспечением горных работ;

- активное участие в геологических, геодезических и маркшейдерских работах, выполняемых на горном предприятии;

- сбор материалов для дипломной работы на IV курсе;

По прибытию на месторождение был проведен вводный инструктаж, ознакомился с работами, а также политикой – уставом “Каражанбасмунай”. Были выданы спецодежда, СИЗ и провели ознакомление с приборами (тахеометр, нивелир и т.д.).

Приборы и программные обеспечения, которые использовались на практике:

- Тахеометр Leica TS06, TS 805;

- Нивелир Sokkia;

- Autocad 2007 и Autocad 2016

- PlainCalco97

В общий объем инженерно – геодезических работ вошли:

- Рекогносцировка местности производства работ;

- Создание съемочной сети;

- Топографическая съёмка;

- Обследование подземных коммуникаций;

- Вынос и разбивка углов площадок скважин;

- Высотно- плановая привязка;

- Камеральная обработка полевых измерений, составление графической документации и технического отчета.

1. Описание месторождения

Месторождение было открыто в 1974 г., когда в структурно-поисковой скважине K12 был получен фонтанный приток нефти из нижнемеловых отложений. В географическом отношении находится в пределах северо-восточной прибрежной части Каспийского моря.

В 1980 г. на месторождении Каражанбас было начато эксплуатационное бурение и по состоянию на 01.01.2018 г. в фонде числится 3900 скважины.

Через месторождение проходит высоковольтная линия электропередачи ЛЭП-110, обеспечивающая его электроэнергией.

Балансовые запасы – 238 535 тыс. тонн при коэффициенте извлечения 0,36; извлекаемые – 96 983 тыс. тонн.



Рисунок 1 - Месторасположение месторождения «Каражанбас».

1.1 Добыча нефти

С 2008 года наблюдается ежегодный прирост добычи нефти. Если в 2008 году добывалось 1 млн. 829 тыс. тонн нефти, то в 2014 году АО «Каражанбасмунай» добыла - 2 млн. 132 тысячи тонн, перевыполнив план добычи на 57 тыс. тонн. В 2015 году компания добыла 2 млн. 138 тысячи тонн нефти, с перевыполнением плана на 38 тыс. тонн. План на 2017 год составляет 2 141 тыс.тонн. 2018 год объем добычи нефти за 5 месяцев составляет 893,701 тонн.

2. Геологическая характеристика

Нефтегазоносность месторождения связана с нижнемеловыми и среднеюрскими отложениями, залегающими до абсолютной отметки 500 метров в пределах Бузачинского поднятия.

Климат района резко-континентальный, с жарким засушливым летом и морозной, малоснежной зимой, сопровождающейся сильными ветрами.

Климатические условия (показатели метеостанции Кызан, ближайшей к месторождению):

- абсолютный максимум температуры воздуха +44 °С;
- абсолютный минимум температуры воздуха -38 °С;
- среднегодовая температура воздуха +17,7 °С;
- среднегодовое количество осадков 140 мм;
- ветровая нагрузка:
- скорость ветра 32 м/с;
- ветровой напор кгс/м²;
- Макс. толщина снежного покрова 120мм;
- Макс. толщина обледенения (1 раз в 10 лет) 20 мм;
- сезонная глубина промерзания грунта -1,11м;
- расчётная глубина промерзания для песка пылеватого -1,19 м;

Коэффициент нефтенасыщенности -0,63, нефтенасыщенная толщина 2,6-3,7 м. Покрышками служат глинистые породы толщиной 5 и 11 м.

Начальное пластовое давление в залежах изменяется от 6,1 до 7,4 МПа, температура 29-310С, дебиты нефти - 1,2-5,5 м³/сут. Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1,095 г/см³ и минерализацией 95 г/л. Режим залежей водонапорный.

Проблема разработки месторождений тяжелых высоковязких нефтей заключается в том, что естественные температурные условия в пласте практически не обеспечивают необходимой подвижности нефти при ее фильтрации к забоям добывающих скважин. Аномальные пластовые нефти месторождения Каражанбас исключают возможность разработки данного месторождения традиционными способами и требуют опробования и применения новых, перспективных методов.

С этой целью в 1978 г. решением МНП на месторождении были созданы и введены в эксплуатацию два крупномасштабных опытно-промышленных участка: ВВГ (влажного внутрипластового горения) и ПТВ (паротеплового воздействия), а в 1984 г. Центральной Комиссией по разработке МНП была утверждена технологическая схема разработки месторождения Каражанбас с применением тепловых методов.

Сложность геологического строения месторождения обусловлена большим количеством продуктивных пластов, невыдержанностью их по площади и разрезу, литологической изменчивостью коллекторов, стратиграфическим выклиниванием среднеюрских горизонтов, наличием

многочисленных тектонических нарушений (порядка 130), в меловых и среднеюрских продуктивных пластах.



Рисунок 2 - Обзорная карта

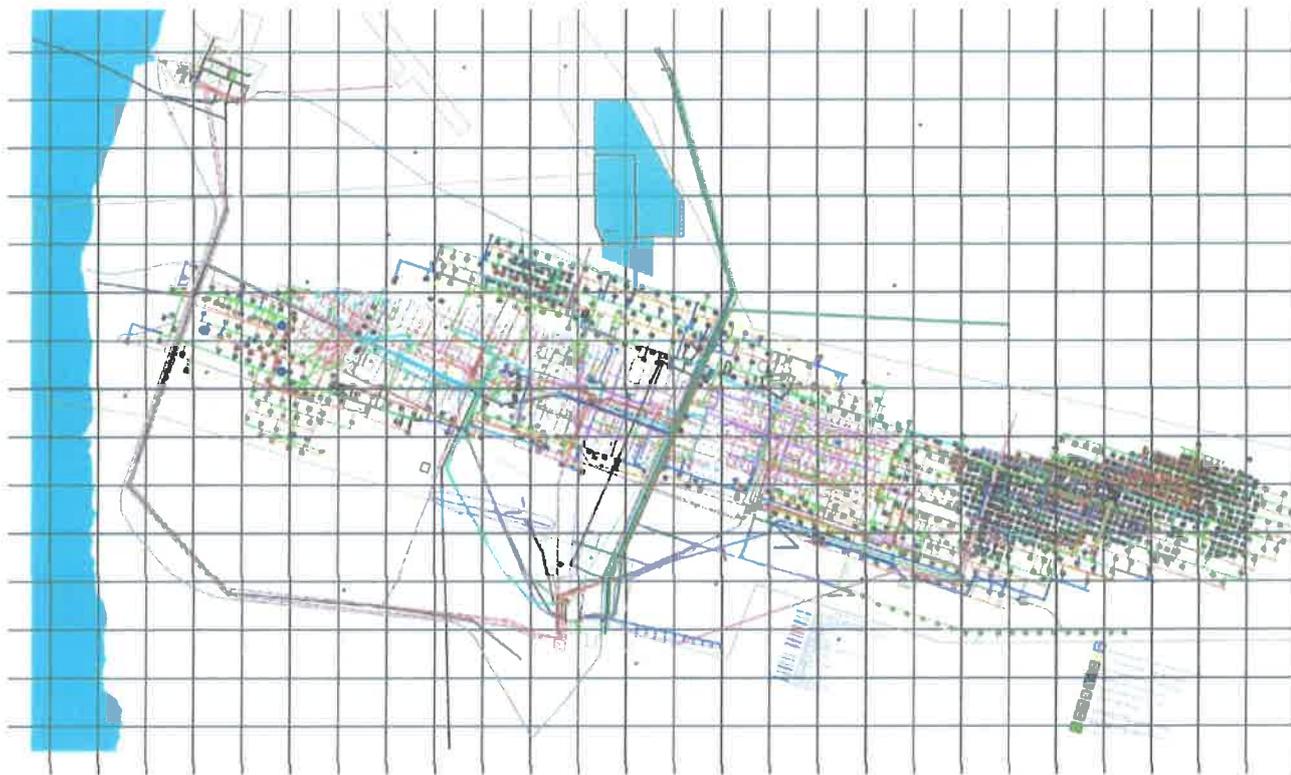


Рисунок 3 - Геологическая карта месторождения “Каражанбас”

2.2 Тектоника

В тектоническом отношении месторождение Каражанбас по III отражающему горизонту (юрско-меловое несогласие), стратиграфический приуроченное к подошве меловых отложений, структура представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания, поделенной серией тектонических нарушений на блоки. В пределах изогипсы – 440 м структура имеет размеры 24,6 * 4,6 км и амплитуду 110 м. В центральной части месторождения одноименной изогипсой – 370 м оконтуриваются 2 поднятия. Амплитуды поднятий достигают 30 м.

Нижнетриасовые отложения в пределах месторождения Каражанбас полностью не вскрыты ни в одной скважине. Триасовые отложения представлены только нижним отделом, в составе индского и оленекского ярусов.

В сводовой части месторождения юрская часть разреза отсутствует, и триасовые породы залегают непосредственно под нижнемеловыми отложениями. Среднеюрские отложения вскрыты только на периклиналях и погруженных участках крыльев структуры, а на большей части свода они размыты.

Отложения верхнемелового и палеогенового возраста в пределах рассматриваемой площади отсутствуют.

Четвертичные отложения с размывом залегают на нижнемеловых и сложены песками, суглинками и супесями. Толщина отложений не превышает 10 м.

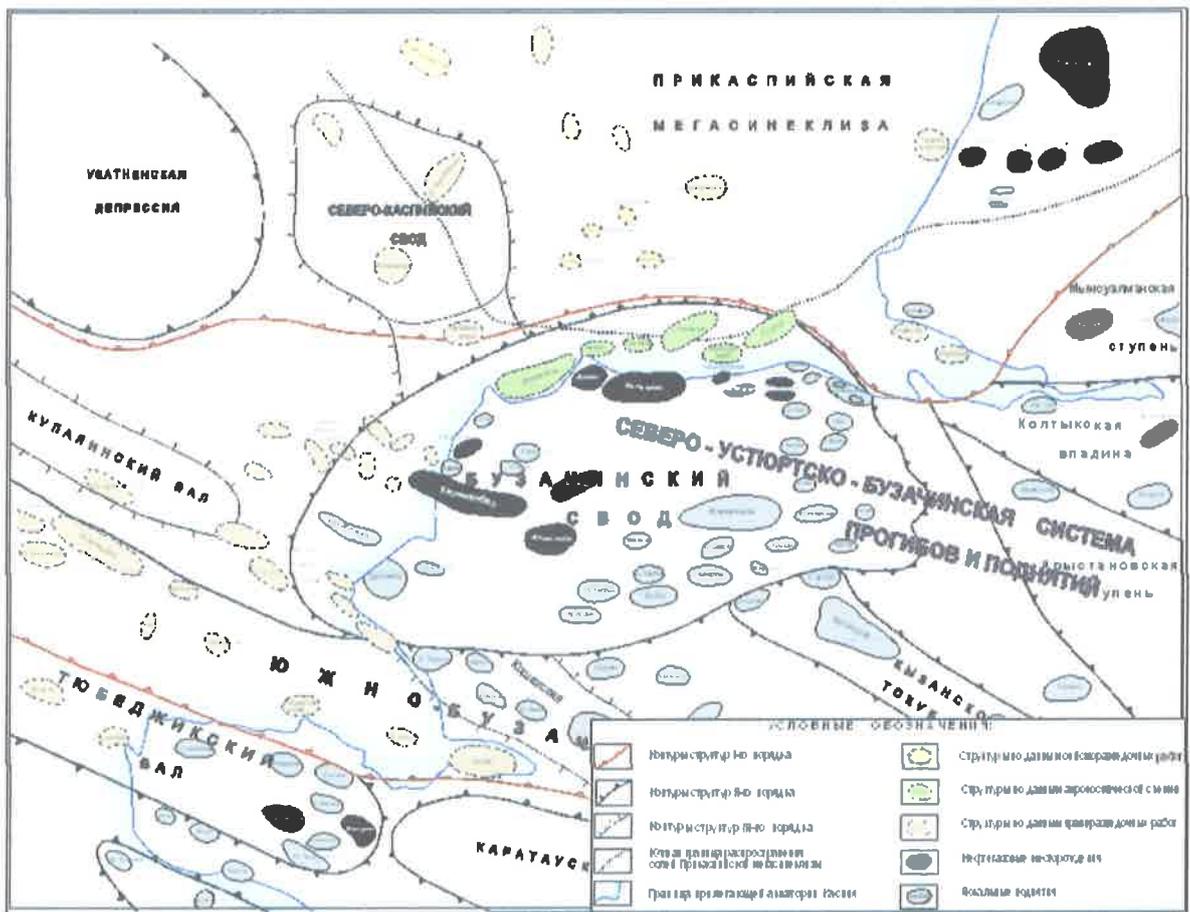


Рисунок 4 - Месторождение Каражанбас. Тектоническая схема.

В подсчете запасов 1977 г. была принята геологическая модель, по которой Каражанбасская структура тектоническими нарушениями разбита на семь блоков: I, II, III, IV, V, VI, VII, проводившимися условно для объяснения несоответствия результатов опробования в соседних скважинах, приведших к невязке отметок ВНК на близлежащих участках структуры.

2.3 Буровые работы

Подготовка площади для постановки поискового бурения осуществлялась структурно-поисковым бурением геолого-поисковой партией Комплексной экспедиции «Мангышлакнефтегазразведка» (МНГР) с картированием кровли неокомских отложений.

Структура разбуривалась профилями вкрест простирания пород. Расстояния между профилями составляли 3500-3700 м, а между скважинами от 750 до 2850 м с учётом проходимости соров, которые распространены в восточной части месторождения. Для уточнения положения тектонических нарушений, установленных сейсмосьёмкой бурились профили из 2-3 скважин с расстоянием между ними 350-500 м. При получении противоречивых результатов опробования в целом ряде случаев уточнение границ блоков проводилось также структурно-поисковыми скважинами.

Всего на месторождении пробурено 26 структурно-поисковых скважин общим метражом 11102 м.

В процессе бурения первой структурно-поисковой скважины К-12 при забое 303 м (пласт Г) был получен открытый фонтан нефти.

После бурения нескольких структурно-поисковых скважин начали бурить поисковые скважины, причём бурение первых опережало бурение последних, что позволяло целенаправленно закладывать поисковые скважины. Поисковое бурение осуществлялось Комплексной экспедицией «МНГР» согласно «Проекту глубокого поискового бурения на Северо-Бузачинском своде Мангистауского района Мангышлакской области». Поисковые скважины располагались по системе профилей вкрест простирания структуры. Расстояние между профилями составляли 2,5-4,5 км, а между скважинами в профилях 1,5-2,0 км.

Всего пробурена 41 скважина, в том числе 39 скважин на неоком-юрскую продуктивную толщу метражом 21815 м, и две скважины Г-1 и Г-2 с целью изучения геологического строения и нефтегазоносности доюрских отложений глубинами, соответственно, 2604 и 3750 м.

Количество разведочных скважин и их размещение определялись с учётом местоположения поисковых скважин. Всего пробурено 15 разведочных скважин общим метражом 6385 м и все они вскрывали полный разрез продуктивной толщи.

Эксплуатационное разбуривание месторождения начато в марте 1980 года и на 01.07.2007 г. пробурено 2253 добывающих и нагнетательных скважин общим метражом 834463 м.

2.4 Характеристика отборов нефти и газа

В таблице 1.1 приведены основные проектные и фактические показатели разработки за 2005-06 годы и за первое полугодие 2007 г. по месторождению в целом, в таблицах 1.2 и 1.3 - по территориям месторождения – старой, включающей участки ВВГ и ПТВ, и новой, включающей северный, восточный и западные участки за пределами старой территории. Динамика основных технологических показателей с начала разработки месторождения в целом представлена на рисунках 2.1 и 2.2.

На старой территории в 2005-2007 гг. отмечается увеличение добычи нефти и превышение фактической добычи нефти и жидкости над проектными величинами. Это связано с большими, чем планировалось дебитами жидкости и нефти (см. таблицу 1.2.).

Добыча нефти в 2005 г. составляла 694 тыс.т, в 2006 г. – 947 тыс.т, за первое полугодие 2007 г. добыли 460 тыс.т.

Среднесуточный дебит скважин по жидкости на старой территории в первой половине 2007 г. составлял 41,8 т/сут, по нефти – 2,9 т/сут.

Средняя обводнённость продукции остаётся на уровне 94-93%, что соответствует проектной величине.

Таблица 1.1 - Месторождение Каражанбас. Динамика основных проектных и фактических показателей разработки за 2005-06 гг. и первое полугодие 2007 г.

№ п/п	Показатели	Годы					
		2005		2006		2007	факт на 01.07. 2007
		проект	факт	проект	факт	проект	
1	Добыча нефти всего, тыс.т	2314	2238	2750	2324	2819	1021
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	24817	24776Я	27567	27100	30387	28122
3	Добыча жидкости всего, тыс.т	13205	15079	14173	16601	15215	7986
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	98578	100885	112750	117486	127965	12547 2
5	Обводнённость среднегодовая, %	82,5	85,2	81	86	81,5	87,3
6	Ср. суточный дебит 1 скв. по нефти, т/сут	7	6,6	7	6,2	7	5
7	Ср. суточный дебит 1 скв. по жидкости, т/сут	48	44,7	44	44	39	39
8	Коэффициент нефтеизвлечения, д ед.	9	9,3	10	10,2	11	10,6
9	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	20,2	17,9	24,7	18,6	26,4	8,1
10	Накопленная добыча нефтяного газа, млн. м ³	201,6	199,2	226,3	216,8	252,7	224,9
11	Закачка пара, тыс. т	1258	1294	1716	1637	1925	491
12	Закачка воды, тыс.м ³	4100	3266	8442	5976	9904	3624
13	Закачка сточной воды в поглощ. скв. тыс. м ³		6530		7029,2		3330
14	Накопленная закачка пара, тыс.т	37499	37535, 3	39215	39172, 5	41139	39663 ,5
15	Нак. зак воды без учёта зак в погл скв, т.м ³	52722	36352, 4	63935	42074, 7	73708	45698 ,6
16	Компенсация отбора закачкой текущая, без учёта поглощающих скважин, %	41	30	72	46	78	51
17	Компенсация отбора закачкой текущая, с учётом поглощающих скважин, %	68	74	81	88	81	93
18	Ср. приемистость нагн. скв. по пару, т/сут	89	107	124	107	124	120
19	Ср. приемистость нагн. скв. по воде, м ³ /сут	76	89	100	89	118	94
20	Ввод новых добывающих скв. шт. в т.ч.:	135	67	170	184	150	69
21	из эксплуатационного бурения и освоения	135	67	170	183	150	50
22	перевод скважин из других категорий	0	0	0	1	0	19

Продолжение таблицы 1.1.

23	Ввод новых нагнетательных скважин, в т. ч:	15	19	74	12	10	14
24	из бурения и освоения	0	0	0	6	0	3
25	перевод скважин из других категорий	15	19	74	6	10	11
26	Фонд добыв. скважин на конец года, шт.	1419	1395	1515	1604	1655	1650
27	Действ. фонд добыв. скв. на конец года, шт.	1135	1084	1212	1320	1379	1403
28	Фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	456	460	527	458	533	460
29	Действ. фонд нагнет. скв. на конец года, шт.	319	202	422	273	436	278
30	Коэффициент экспл. добывающих скв. д.ед.	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
31	Козф. экспл. нагнет. скв. по воде, д.ед.	0,9	0,4	0,9	0,5	0,9	0,8
32	Козф. экспл. нагнет. скв. по пару, д.ед.	0,9	0,8	0,9	0,8	0,9	0,3

Таблица 1.2 - Месторождение Каражанбас. Старая территория. Динамика основных проектных и фактических показателей разработки за 2005-06 г. и I полугодие 2007 г.

№ п/п	Показатели	Годы					факт на 01.07.2007
		2005		2006		2007	
		проект	факт	проект	факт	проект	
1	Добыча нефти всего, тыс.т	673	694	623	947	608	460
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	19445,3	19576	20069	20523	20677	20983
3	Коэффициент нефтеизвлечения, %	15,6	15,7	16,1	16,5	16,6	16,9
4	Добыча жидкости всего, тыс.т	10069	11968	9815,4	13610	9661	6526
5	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	89557	91712	99372,3	105322	109033	111849
6	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	5	5,6	4	7,5	4	3,6
7	Накопл. добыча нефтяного газа, млн.м ³	154	156,6	158	164	162	168
8	Закачка пара, тыс.т	1200	1254	1008	1027	1006	165
9	Закачка воды, тыс.м ³	4100	3266	8000	5976	8000	3624
10	Закачка сточн. воды в погл скв. тыс.м ³		6530		7029		3330

Продолжение таблицы 1.2.

11	Ввод новых добывающих скважин:	26	17	16	26	56	27
14	Ввод новых нагнетательных скважин	0	0	0	10	0	3
17	Фонд добыв. скв. на конец года, шт.	1035	1044	1051	1070	1107	1095
18	Действ фонд доб. скв. на конец года, шт.	828	753	841	824	886	876
19	Фонд нагнет. скв. на конец года, шт.	441	441	438	442	434	435
20	Действ. фонд нагн. скв. на конец года, шт.	353	183	350	259	347	266
21	Кэф. экспл. добывающих скв. д.ед.	0,9	0,9	0,96	0,8	0,98	0,98
22	Кэф экспл. нагнетательных скв. д.ед.	0,9	0,72	0,9	0,74	0,9	0,8
23	Ср. сут. дебит 1 скважины по нефти, т/сут	3	3,8	2,5	3,7	2,3	2,9
24	Ср. сут дебит 1 скв-ны по жидкости, т/сут	44,4	51	41,9	53,6	39,2	41,8
25	Ср. приемистость нагн. скважин по пару, т/сут	87	96,4	138	98,2	139	120
26	Ср. приемистость нагн. скважин по воде, м ³ /сут	108	81	115	89	118	99
27	Обводнённость среднегодовая, %	93	94,2	94	93	94	93
28	Компенсация отбора закачкой текущая, без учёта поглощающих скважин, %	53	38	92	51	93	58
29	Компенсация отбора закачкой текущая, с учётом поглощающих скважин, %	81	92	98	103	100	109

Как видно из таблицы 1.2, в целом на новой территории месторождения Каражанбас отмечается уменьшение добычи нефти. В 2005 г. она составила 1544,3 тыс.т, в 2006 г. – 1377 тыс.т, а за первое полугодие 2007 г. добыли 561 тыс.т.

Уменьшение добыча нефти происходит, за счёт уменьшения добычи нефти из II и III объектов, как на восточном, так и на западном участках.

Отставание фактической добычи нефти на новой территории от проектной величины в 2005 г. составило - 6%, в 2006 г. - 35% (см. таблицу 1.2).

За первое полугодие 2007 г. добыча нефти в целом по новой территории месторождения Каражанбас составила 561,3 тыс.т при проектной величине на 2007 г. – 2211 тыс.т.

Добыча жидкости уменьшилась с 3110,3 тыс.т в 2005 г. до 2991,1 тыс.т в 2006 г. и была меньше проектной величины в 2005 г. - на 1%, в 2006 г. - на 32%. За I полугодие 2007 г. она составила – 1459,6 тыс.т, что составляет 26% от проектной годовой добычи жидкости.

Средний дебит нефти скважин на новой территории в 2006 г. уменьшился, по сравнению с 2005 г., с 15,2 т/сут до 11 т/сут и оказался меньше, чем планировалось (18 т/сут). На 01.07.2007 г. средний дебит нефти 1 скважины на новой территории составлял 8 т/сут вместо 15 т/сут по проекту. Наибольшим средним дебитом нефти - 15 т/сут, характеризовались скважины, эксплуатирующие III объект разработки на восточном участке.

Средняя обводнённость продукции в 2006 г. и в I полугодии 2007 г. увеличивалась несколько более высокими темпами, чем предусмотрено проектом: до 54% вместо 51% и до 61,5% вместо 60%, соответственно. Это связано с большей обводнёностью скважин, как переходящих, так и новых, эксплуатирующих I объект разработки на северном участке, II и III объекты разработки - на западном участке.

2.5. Товарная характеристика нефти

Наиболее полно характеристика продуктов переработки нефти изложена в подсчете запасов 1977 г.

Основными компонентами свободного газа также является метан – 94.9% мольн., этан – 1.7% мольн, пропан – 0.9% мольн., что почти не отличает его от растворенного газа месторождения Каражанбас.

Особенности углеводородного состава легких фракций позволяют получать бензины с высокими моторными свойствами (октановое число 55-67). Однако, содержание этих фракций не превышает 5%.

Лигроиновые фракции могут быть использованы как компонент сырья для получения реактивного топлива.

Из масляных фракций (температура застывания 7-24⁰С) могут быть получены масла вязкостью 92-109 ССТ.

Остатки после отгонки фракций до 200, 250 и 300⁰С пригодны для выпуска широкого ассортимента топочного мазута, в т.ч. марки 40 сернистого. Остатки выше 450 и 490⁰ могут быть использованы как битумы дорожных марок БН-0, БН-1.

Дизельные фракций пригодны для получения компонентов дизельного топлива марок “ДЗ”, “ДС”, “ДЛ” после гидроочистки.

Вакуумный дистиллят (350-400⁰С) может быть использован для каталитического крекинга.

Характерной особенностью нефти Каражанбаса является повышенное содержание микроэлементов, главным образом пятиокиси ванадий-порфиринового комплекса. По данным ВНИГРИ концентрация пятиокиси ванадия в среднем составляет 300 г/т нефти.

3. Применяемые технологии разработки

3.1. Технология влажного внутрислоевого горения

Среди термических методов добычи нефти внутрислоевое горение выгодно отличается тем, что факторы, способствующие вытеснению нефти, действуют комплексно, в результате чего может быть достигнут очень высокий коэффициент нефтеотдачи (до 0,8); отсутствует необходимость ввода тепловой энергии с поверхности, так как процесс автотермичен, осуществляется за счет сгорания нефти в пласте. При этом в пласте сжигается наименее ценная часть (12...15 %) еще не добытой нефти, отправляемая даже после нефтехимической переработки на энергетическое использование, причем это количество существенно меньше, чем при паротепловом воздействии, широко распространённом среди термических методов добычи нефти. При паротепловом вытеснении для добычи 1 т нефти на поверхности сжигается уже добытое топливо, эквивалентное 300 кг нефти. При внедрении ВГ происходит более эффективное использование тепла, связанное с отсутствием его потерь в поверхностных коммуникациях и в стволе скважины.

Процесс ВВГ сопровождается образованием обширной зоны насыщенного пара перед фронтом горения, который улучшает условия вытеснения нефти. При одном и том же положении фронта горения при ВВГ вытесняется больше нефти за счет того, что зона пара и горячей воды передвигается далеко впереди фронта горения. Водовоздушное отношение не должно превышать 0,002 м /м.

Анализ процесса горения показывает, что его влияние сказывается на работе почти всех окружающих добывающих скважин. Углекислый газ отмечается в скважинах, реагирующих на процесс. По материалам анализов попутного газа построены карты распределения углекислого газа, по которым определяют зоны воздействия ВВГ. Углекислый газ оказывает влияние на свойства нефти, снижая ее вязкость и тем самым увеличивая подвижность.

Процесс горения проявляется в основном в росте устьевого давления в добывающих скважинах. Так, устьевое давление в добывающих скважинах через 1,0...1,5 мес. после начала закачки воздуха в близлежащие нагнетательные увеличивается на 0,5...1,5 МПа, а при прорыве газообразных продуктов горения — до 3,0 МПа.

Процесс горения привел к росту газообразных продуктов в добывающих скважинах: если до начала процесса их содержание в скважинах не превышало 10 м³ на 1 т добытой нефти, то в течение процесса их содержание возросло до 50...250 м³/т и более.

С ростом газонефтяного фактора происходило постепенное изменение состава добываемого газа. Количество углекислого газа и азота увеличивалось, а количество метана снижалось. Кислород, входящий в состав закачиваемого воздуха, в процессе окисления нефти использовался почти полностью, выход его в газообразных продуктах находился в пределах 0...2 %.

Низкое количество углекислого газа в начальный период осуществления процесса обусловлено его растворением в нефти. В дальнейшем состав газообразных продуктов горения стабилизировался, количество углекислого газа возросло до 12...15 %, что соответствует средним значениям, характерным для процесса внутрислоевого горения. Углекислый газ, как правило, появляется в тех скважинах, где отмечаются повышенное устьевое давление и повышенный газовоздушный фактор.

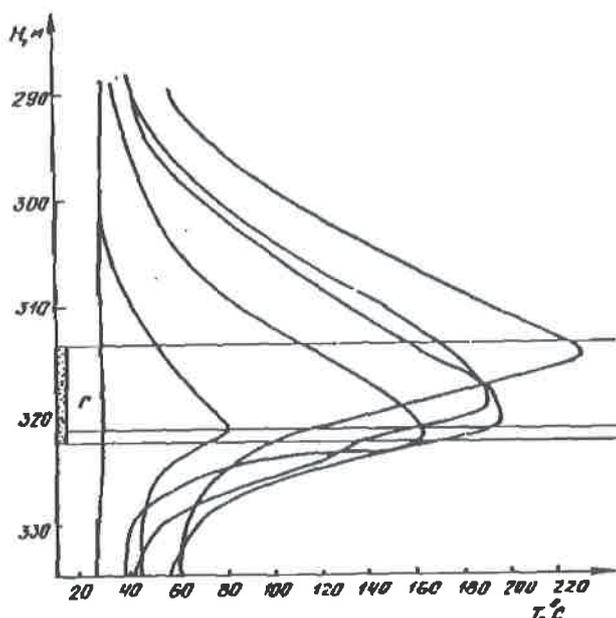


Рисунок 5 - Распространение температурного фронта в контрольной скв. 1К

Основной недостаток ВГ (ВВГ) — трудность управления развитием процесса, которая находится, как известно, в обратной зависимости от степени изученности сложного механизма процесса разработки.

Таким образом, три параметра — рост давления на устье скважины, увеличение газовоздушного фактора и появление в газообразной продукции углекислого газа — указывают на наличие влияния процесса горения на работу добывающей скважины. Поэтому средний дебит скважин в зоне реагирования на первом этапе достигал 9 против 2...3 т/сут в нереагирующих скважинах. Данная технология является достаточно экономичной и перспективной.

Исследования методом пробных откачек или методом установившихся отборов (МУО) в скважинах месторождения Каражанбас проводились в первые годы разработки при эксплуатации их фонтанным способом, после перевода скважин на механизированный способ эксплуатации исследования МУО проводились крайне редко.

Основные положения реализуемого варианта разработки: на старой территории месторождения (участки ВВГ и ПТВ) закачка холодной сточной воды, на новой — паротепловое воздействие, проведение паротепловых обработок добывающих скважин, закачка холодной воды.

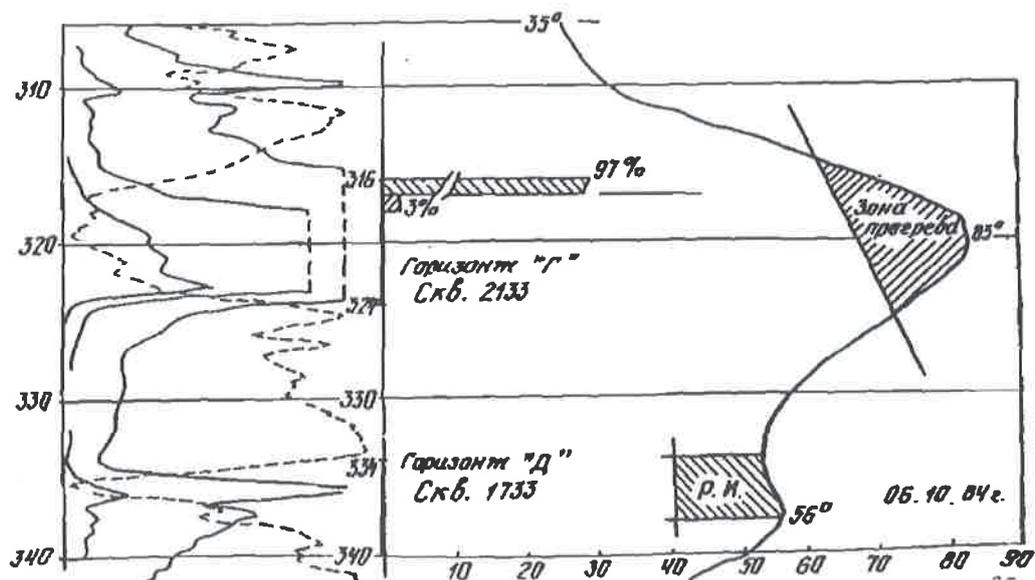


Рисунок 6 - Потокометрия скв.2133, и термометрия скв. 1733:
Р.И.- работающий (принимающий) интервал

3.2. Технология паротеплового воздействия

Механизм извлечения нефти при нагнетании в пласт теплоносителя основывается на изменении свойств нефти и воды, содержащихся в пласте, в результате повышения температуры. При этом интенсивно снижается вязкость нефти, происходят ее термическое расширение, испарение легких фракций и другие процессы. Все это в совокупности способствует увеличению коэффициентов вытеснения и охвата пластов воздействием как по толщине, так и по площади залежи.

Данный процесс заключается в том, что в продуктивном пласте путем распределения нагнетания теплоносителя создается линейный тепловой фронт, который, перемещаясь по направлению к рядам добывающих скважин, обеспечивает вытеснение нефти.

Параметры теплоносителя на устье нагнетательной скважины: температура — 250...300 °С, давление — 4...7 МПа, темп нагнетания 6,6...7,4 т/г.м) и объем нагнетания—0,6... 1,0 порового объема пласта, которые определяются конкретными геологическими условиями объема разработки.

Обустройство промысла ПТВ позволило начать эксплуатацию залежи с мая 1982 г. В первый период, с мая по ноябрь 1982 г., добывающие скважины эксплуатировались на естественном режиме, что привело в конце периода к снижению добычи по этому участку почти вдвое. Дебиты скважин упали с 7,0...7,5 до 3,8 т/сут, обводненность продукции составила 0,2...3,5 %.

С пуском в эксплуатацию в ноябре 1982 г. парогенераторов и началом процесса паротеплового воздействия гидродинамические характеристики разрабатываемого участка улучшились: дебиты возросли, пластовое давление стабилизировалось.

Основные черты динамики процесса ПТВ наиболее полно можно проследить по работе скважин первоочередного участка, который был пущен в эксплуатацию в мае-июне 1982 г. и где впервые на промысле ПТВ был начат процесс.

В начальный период закачка теплоносителя привела к увеличению дебита жидкости и росту обводненности продукции. Отборы нефти изменились незначительно. Реакция скважин проявилась спустя 4 мес. после начала воздействия. Дебиты скважин по нефти существенно возросли при одновременном росте дебитов жидкости. Процесс ПТВ привел не только к увеличению дебитов скважин, которые могли возрасти за счет роста пластового давления, но и к увеличению продуктивности скважин как по жидкости, так и по нефти (рис. 7). Увеличение коэффициентов продуктивности скважин могло произойти за счет снижения вязкости нефти при повышении пластовой температуры (повышение начальной пластовой температуры на 2...3 °С уже ведет к снижению вязкости пластовой нефти на 30...50 МПа с) и увеличения

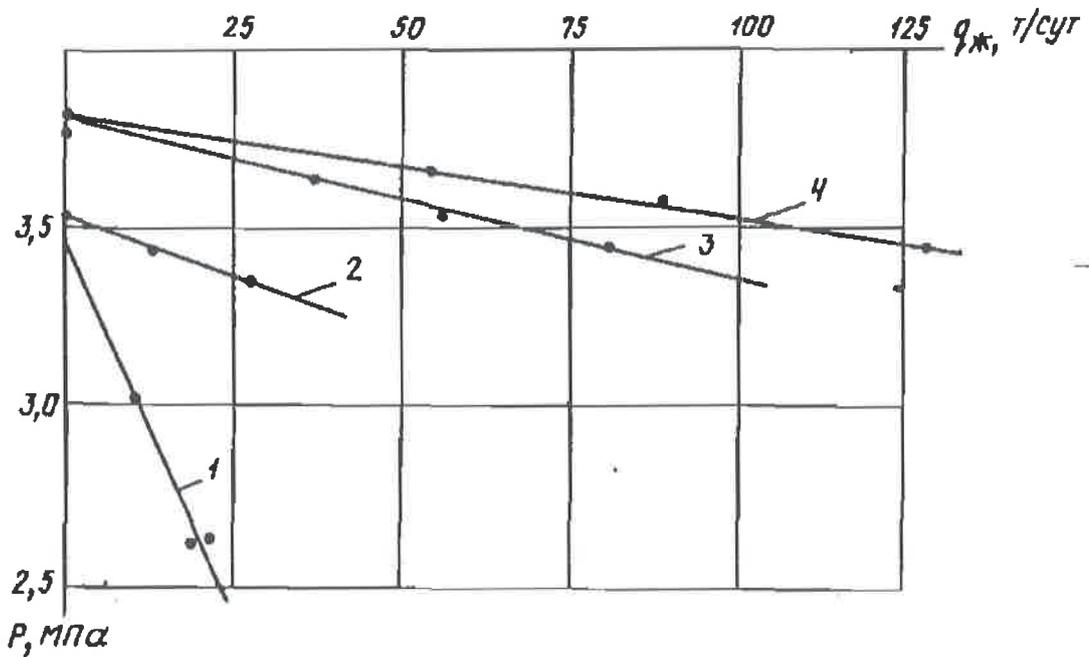


Рисунок 7 - Индикаторные диаграммы по скв. 622 ПТВ: 1 — $K_{пр}$ - 26 т/(сут-МПа), 1982 г., безводная нефть; 2 — $K_{пр}$ - 150 т/(сут-МПа), 1982 г., 15 % воды; 3 — $K_{пр}$ - 217 т/(сут-МПа), 1983 г., 72 % воды; 4 — $X_{пр}$ - 375 т/(сут-МПа), 1983 г., 83 % воды работающей толщины пласта. Об увеличении работающей толщины пласта свидетельствуют материалы промысловых исследований методом поток метрии, которые показали рост коэффициентов охвата в целом по участку ПТВ (1985 г. — 0,36; 1986 г. — 0,33; 1987 г. — 0,38; 1988 г. — 0,4; 1989 г. — 0,34; 1990 г. — 0,51).

Высокий уровень отборов нефти на данном участке с высокой плотностью сетки скважин (100x100 м) держался в течение 4...5 мес., затем началось снижение отборов нефти при некоторой стабилизации дебита жидкости, т.е.

увеличивалась обводненность продукции, которая через 11 мес. после начала процесса достигла 70...75 %.

Таким образом, особенностью процесса ПТВ для залежей месторождения Каражанбас являются быстрый прорыв конденсата пара в добывающие скважины при высокой плотности сетки (1 га/скв.) скважин и высокий темп роста обводненности продукции добывающих скважин. За 8... 10 мес. непрерывной закачки теплоносителя обводненность реагирующих скважин возросла до 60 % и более при начальном значении 1,0...3,5 %.

Следующей особенностью является запаздывание реагирования добывающих скважин на закачку рабочего агента. Если для плотной сетки оно составляет 2...4 мес., то для более редкой — 4...5 мес. Немаловажным фактором является неравномерное продвижение теплоносителя по площади. Как правило, только часть скважин активно реагирует на процесс закачки теплоносителя. Невысок пока и коэффициент охвата пласта по толщине закачиваемым теплоносителем (рис. 8) и в ряде скважин не превышает 0,25...0,4, причем в большинстве случаев из-за засыпки забоя скважин песком.

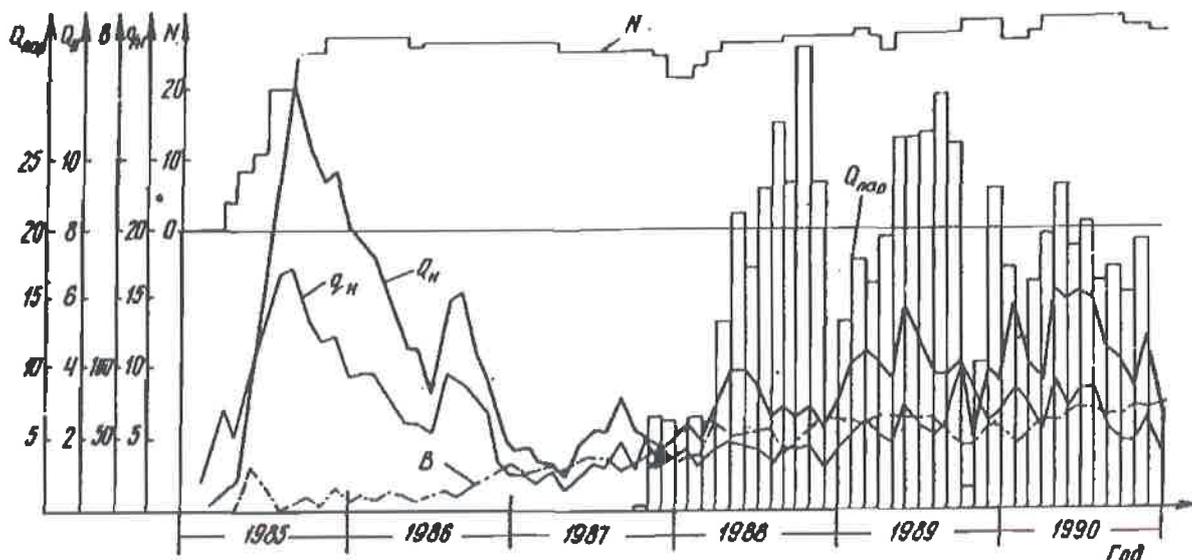


Рисунок 8 - ПТВ, блок 14п. Показатели работы скважин при внедрении технологии непрерывного нагнетания теплоносителя (пара): $Q_{\text{пар}}$ — закачка пара, тыс.т/мес.; $Q_{\text{н}}$ — добыча нефти, тыс.т/мес.; B — обводненность, %; $Q_{\text{н}}$ — дебит нефти, т/сут; N — фонд скважин

По состоянию на 01.07.07 бездействующих скважин 354 или 17% от всего фонда добывающих и нагнетательных скважин, в т.ч. бездействовали 13% добывающих и 32% нагнетательных скважин. При этом, большинство

бездействующих скважин находятся на старой территории в районе участков ВВГ и ПТВ. Основными причинами бездействия добывающих скважин являются ожидание капитального ремонта для промывки песчаной пробки, смены подземного оборудования, высокая обводненность продукции, ожидание перевода скважин на механизированный способ эксплуатации.

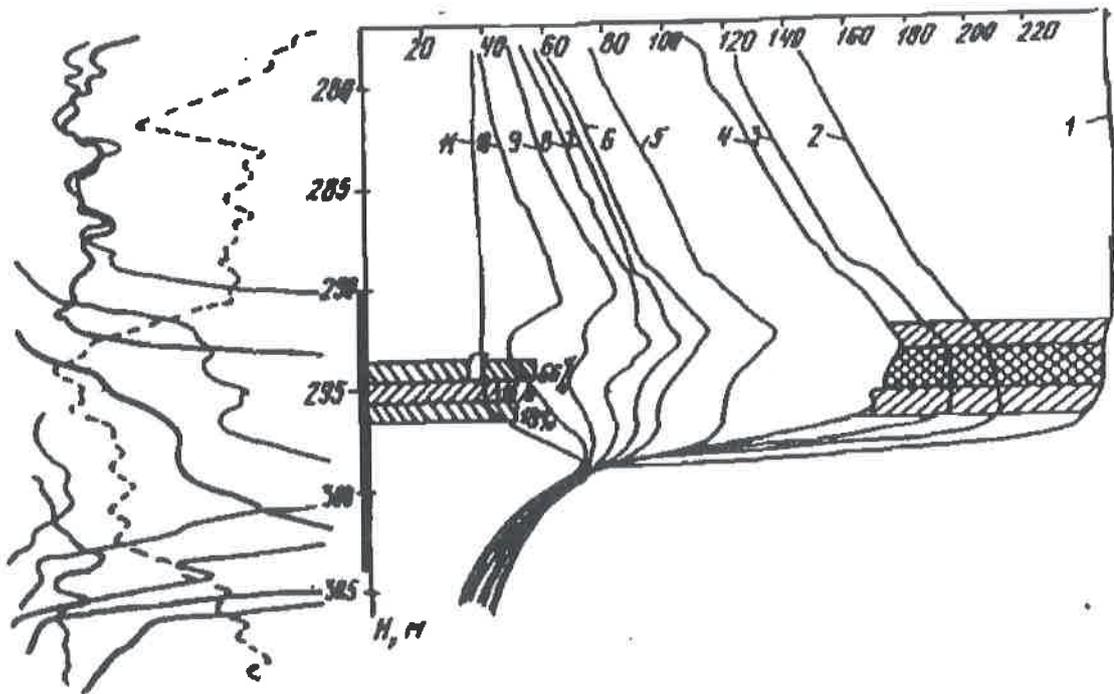


Рисунок 9 - Потокметрия, и термометрия по паронагнетательной скв. 548: 1 — при закачке пара; 2 — 4 — после прекращения закачки пара через 122, 169, 240 ч; 5 - 10 — после закачки холодной воды через 430, 175, 140, 100, 65, 10 мин; // — при закачке холодной воды.

3.3. Транспортировка нефти

Команда опытных менеджеров по транспортировке и маркетингу АО «Каражанбасмунай» успешно осуществляет реализацию 100% объёма добываемой нефти. Месторождение соединено с трубопроводной системой «Казтрансойл» и поставляет нефть на внутренний рынок – до 15 % добываемой нефти на Атырауский НПЗ; на экспорт через порт Актау, по трубопроводу Атырау–Самара.



Рисунок 10 - Транспортировка нефти

4. Специальная часть

4.1. Основные виды работ Маркшейдерско - Геодезической Службы на м/р Каражанбас

- 1) построение и развитие опорной маркшейдерской сети планово высотного обоснования на территории месторождения;
- 2) выполнение совместно с геологической службой и контроль за производством работ, связанных с геометризацией месторождения;
- 3) мониторинг обводнённых и замазученных участков месторождения;
- 4) маркшейдерские обеспечение программ бурения, ликвидации, переликвидации скважин;
- 5) мониторинг уровня грунтовых вод и уровня Каспийского моря;
- 6) мониторинг защитных сооружений (морская дамба);
- 7) участие в разработке проектов реконструкции, консервации и ликвидации различных объектов, проектов и схем разработки месторождения;
- 8) участие в разработке проектов и оформлении материалов для получения участков земельных и горных отводов для нужд Компании, контроль за соблюдением границ и использованием их по назначению согласно земельному кодексу РК;
- 9) производство дополнительных съёмок и создание схем, планов и карт территорий и производственных объектов месторождения;
- 10) контроль за деформациями земной поверхности, эксплуатируемых зданий и инженерных сооружений;
- 11) производство всех видов пространственно-линейных измерений по производственной необходимости подразделений Компании;
- 12) согласование планов и приёмка маркшейдерских работ, выполняемых подрядными организациями;
- 13) разбивочные и съёмочные работы при строительстве и реконструкции инженерных сооружений;
- 14) топографо-геодезические работы при размещении и проектировании объектов на территории месторождения;
- 15) геодезическое обеспечение строительно-монтажных работ выполняемых силами подразделений Компании;
- 16) приёмка и передача маркшейдерско-геодезической основы для производства строительно-монтажных работ, выполняемых подрядными организациями.

4.2. Характеристика выполняемых работ

Исходными пунктами съёмочного послужили реперы №22А, 24А, 26А, 32А, 33А, 34А, 2422А, RAVNINA, FM, FM 4254А, 6896А, 7732А, 7765А, 5430А.

Система координат: местная

Система высот: Балтийская

1. Плановое съёмочное обоснование выполнено с применением инструментов (эл. Тахеометров) Leica TC805, TS-06 и системы теодолитных ходов точностью 1:2000.

2. Высотное съёмочное обоснование выполнено с применением инструментов TC 805, TS-06 и техническим нивелированием по точкам теодолитного хода.

3. Уравнивание съёмочного обоснования выполнено: на ПК при помощи программы "LeicaGeosystems".

4. Методы съёмки:

– Тахеометрическая съёмка М 1:1000 с применением электронных тахеометров Leica TC 805, TS-06.

– Камеральная обработка произведена на ПК с помощью программ AutoCAD 2007, 2015.

– В результате камеральных работ получены планы территории.

4.3. Маркшейдерские работы на нефтяном месторождении

– Топографическая съёмка

Съёмка местности в масштабе 1:1000 выполнялась согласно "Инструкции по топографической съёмке в масштабах 1:5000, 1:2000, 1:1000, и 1:500", в соответствии с требованиями технического задания с набором точек, обеспечивающих достоверное построение рельефа и топографической ситуации.

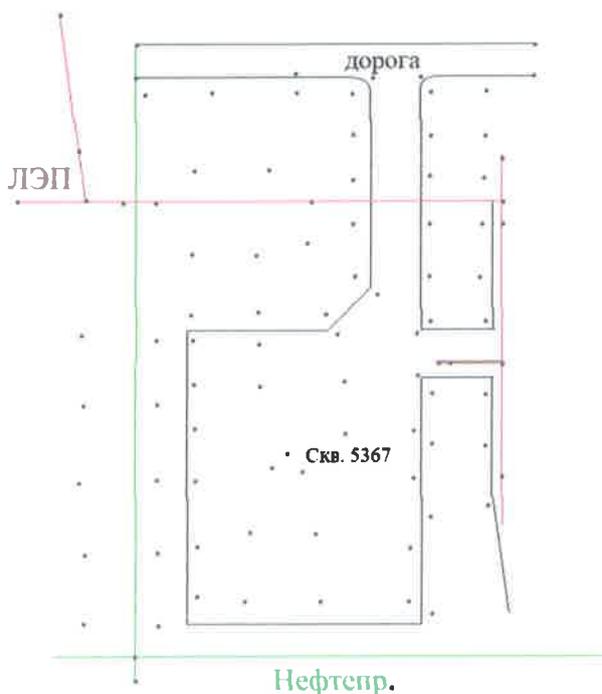


Рисунок 11 - Процесс топографической съёмки

При съемке Маркшейдер ведет абрис. Абрисы оформляются с использованием условных знаков (с пояснительными подписями), выдерживая масштаб съемки. Абрис ведется на отдельных для каждой станции листах. При съемке речные точки без пропусков и равномерно покрывают территорию съемки.

Съемке подлежат объекты добычи, первичной переработки и подготовки природных ископаемых (нефти, газа) для транспортировки, такие как цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), центральные пункты подготовки нефти (ЦППН), дожимные насосные станции (ДНС), кустовые насосные станции (КНС). К основному участку работ относится большая незастроенная прилегающая территория.

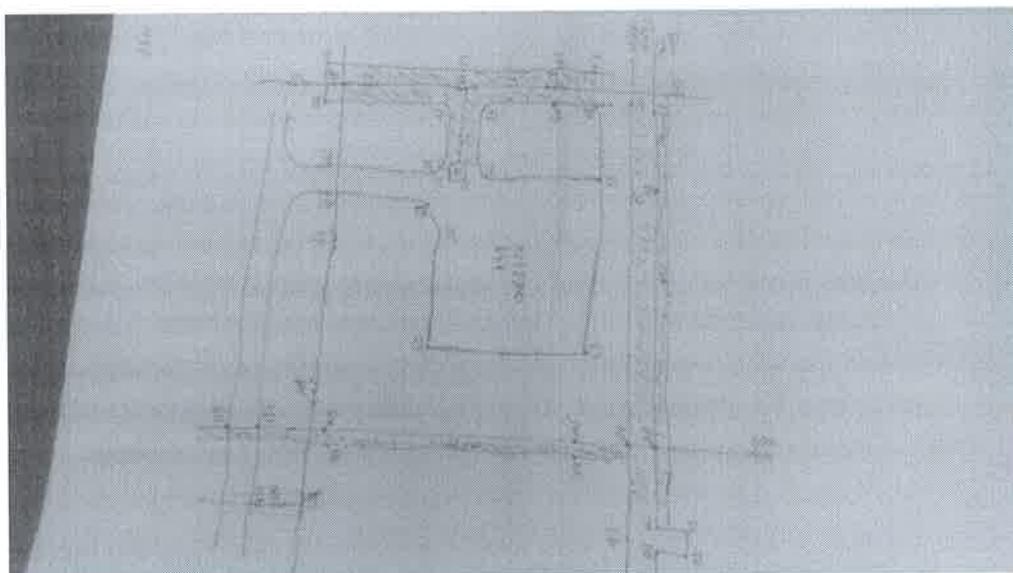


Рисунок 12 - Абрис (скв.3426)

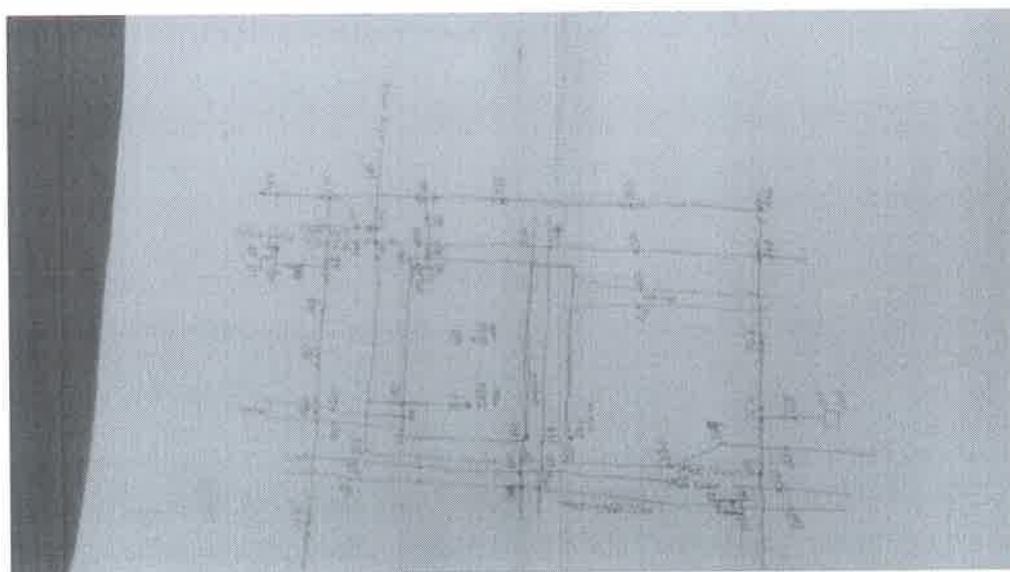


Рисунок 13 - Абрис (скв.5636)

Реечники передвигаются по заранее намеченным маршрутам, фиксируя как при обычной тахеометрической съемке все характерные точки местности (переломные точки рельефа, ситуационные и другие характерные точки местности). Координаты точек местности, появляющиеся на дисплее контроллера, записываются на магнитные носители информации простым нажатием кнопки.

Возникают трудности при съемке линейных коммуникаций: трубопроводов, опор линий электропередачи и т.д., поэтому необходимо обеспечить видимость между пунктами съемочной сети.

Все собранные данные обрабатываются в программе AutoCAD. После объединения данных, приведенных к одному формату, информация разбивается по слоям. Для объектов нефтяной и газовой промышленности используется классификатор, созданный на основании требований, предъявляемым к системам классификации объектов.

Каждый объект выделяется соответствующим цветом при соединении пикетов для дальнейшей его обработки. Как видно из рисунков 14,15 перед обработкой проверяются все опорные точки.

Соединение пикетов происходит от общего к частному, используя абрис. На первом этапе отображаются большие площадные объекты. После этого более мелкие, площадные и линейные. Затем точечным объектам присваиваются необходимые символы. Таким образом, создается конечный результат топографической съемки – цифровая модель местности.

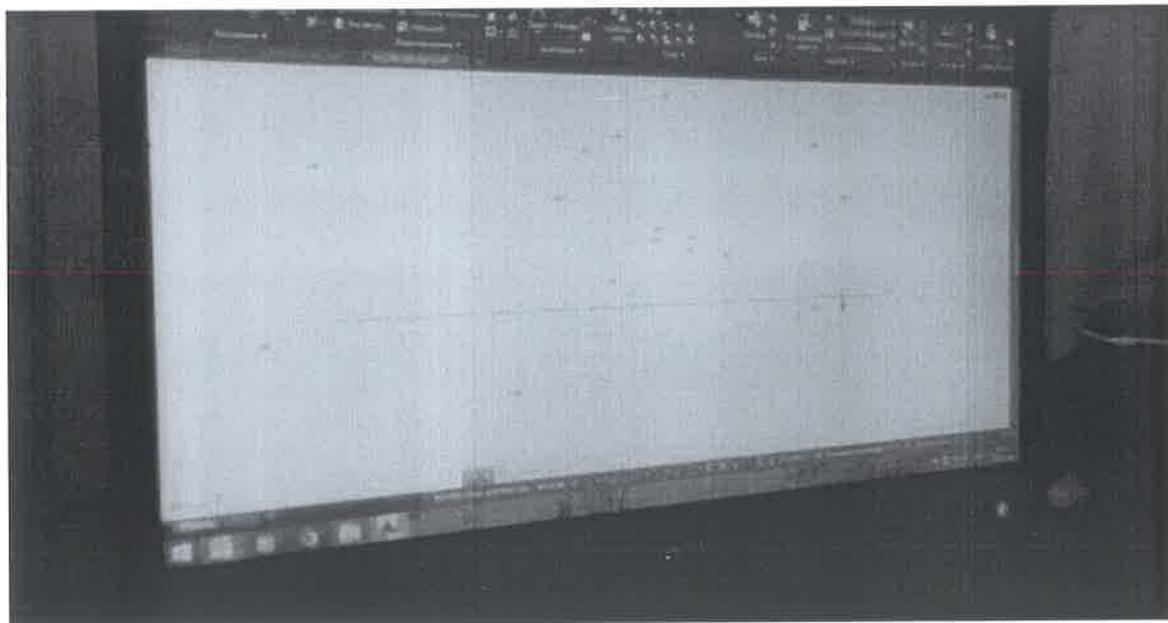


Рисунок 14,15 - Обработка данных в AutoCAD

Все данные полученные с съемки отправляются в геологический отдел, при несоответствии данных составленная цифровая модель проверяется исполнителем на местности путем сравнения и проведением контрольных замеров.

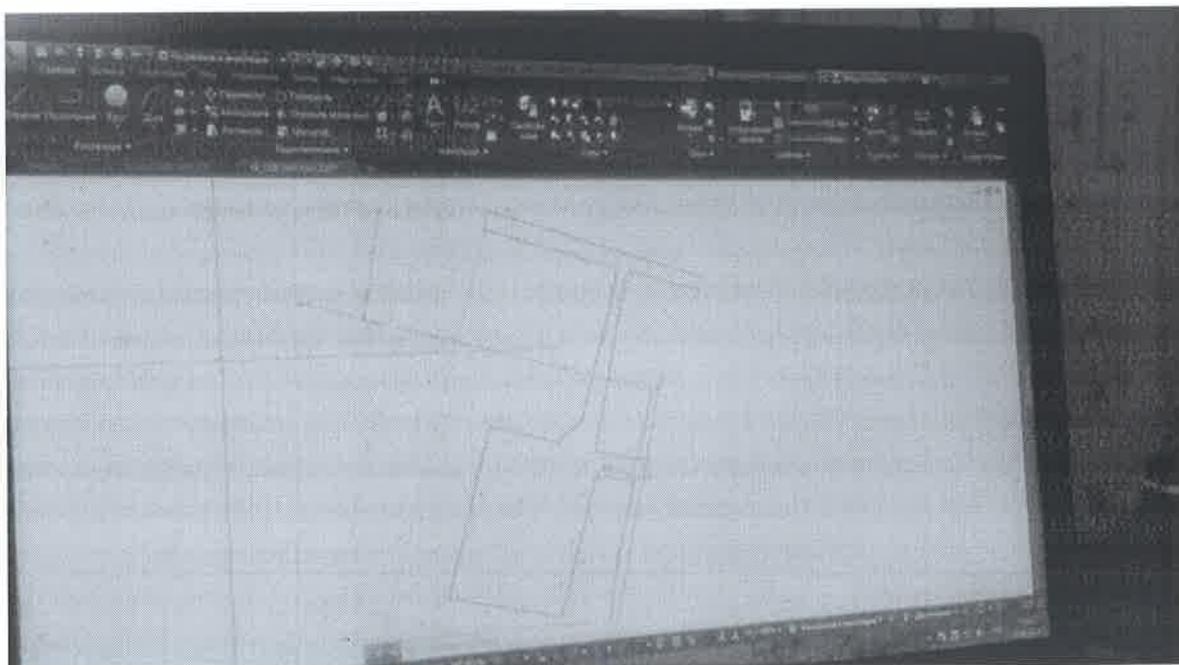


Рисунок 16 –Обработка

– Вынос в натуру и разбивка углов трассы, площадок скважин

Вынос проекта в натуру — это перенос точек какого-либо объекта с плана на местность с последующим закреплением его высотного и планового расположения, а также выделение границ необходимого участка при помощи специального геодезического оборудования.

Перед началом работ необходимо занести данные с координатами пикетов в прибор. При выезде на участок надо установить тахеометр на точке стояния, направить его на точку ориентирования. После этого указать координаты обеих точек в меню прибора и далее прибор «подскажет» куда ее повернуть и на каком расстоянии в указанном направлении установить точку. «Подсказывать» инструмент может как звуковым сигналом, так и числовыми показателями на дисплее.

Процесс выноса точек земельного участка в натуру осуществляется по проектным чертежам. При этом расстояния и углы на местности откладываются без изменений и масштабирования. Происходит это следующим образом:

– по координатам ключевых точек производится расчёт проектных расстояний и углов;

– полученные углы и расстояния откладываются на местности.

Точное место установки маркера (точки) определяется с помощью специального отражателя.

Работы по выносу в натуру участков трубопроводов на территории ГЗУ-33, ГЗУ-34ПТВ, ГЗУ-6, ГЗУ-12ВВГ на месторождении Каражанбас, производились с использованием электронного тахеометра Leica TC805, TS-06 от ранее закреплённых тригопунктов №22А, 24А, 26А, 32А, 33А, 34А, 2422 А, RAVNINA, FM, 4254А, 5430А и закреплены на местности деревянными кольями с соответствующими обозначениями.



Рисунок 17 - Процесс работы

– Нивелирование. Нивелирный ход

Нивелирование выполняют, используя нивелир и рейки. Отсчеты берут по шкалам устанавливаемых вертикально нивелирных реек. Нивелирование выполняют двумя способами - “из середины” и “вперед”.

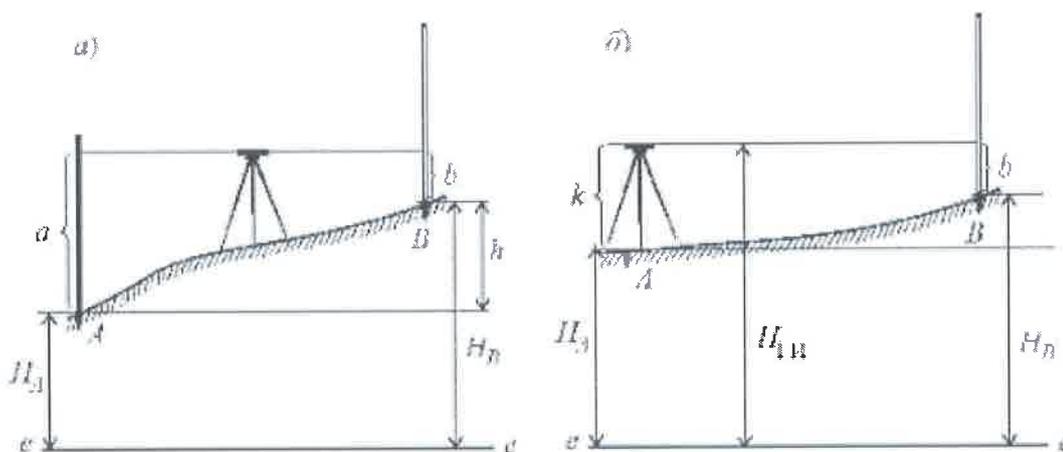


Рисунок 18- а) Из середины
б) Вперёд

Если точки *A* и *B*, расположены так, что измерить между ними превышение с одной установки нивелира невозможно, превышение измеряют по частям, то есть прокладывают нивелирный ход (рис. 19).

Превышения вычисляют по формулам:

$$h_1 = a_1 - b_1; \quad (1)$$

$$h_2 = a_2 - b_2; \quad (2)$$

$$h_3 = a_3 - b_3; \quad (3)$$

а высота точки *B* определится по формуле

$$h = h_{\text{приб}} - b \quad (4)$$

Расчет проводится в мм. и м.

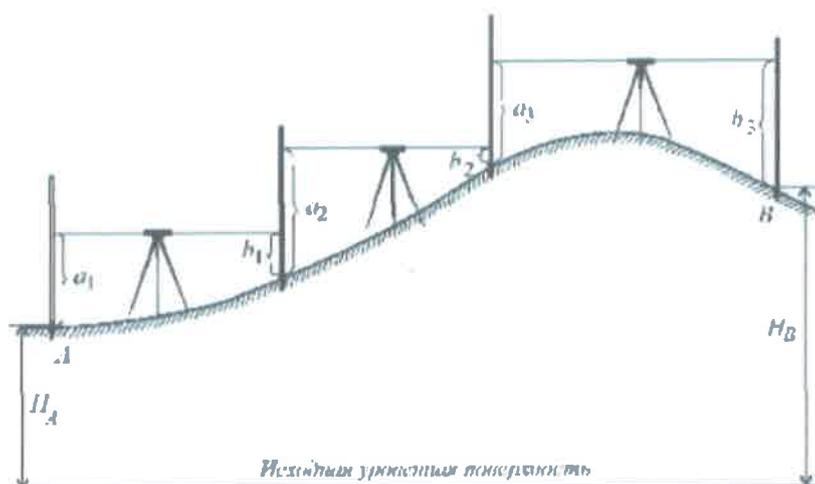


Рисунок 19 - Нивелирный ход

Превышение между конечными точками хода A и B равно сумме вычисленных превышений:

$$h_{AB} = h_1 + h_2 + h_3, \quad (5)$$



Рис. 20,21. Процесс выполнения нивелирного хода от тригопункта 4254А до Крун-1

– Расчёт объёма площадки

Для расчёта $V_{пл.}$ необходимо провести нивелировку площадки. Замеры необходимо взять по характерным точкам (углы, уступы, низ и верх площадки) через каждые 15 – 20 м.

Параметры площадки по нормативу 60x80м. Формула, используемая для расчёта площади:

$$S = a * b, \text{ т.е.} \quad (6)$$

$$S_{пл.} = 60 * 80 = 4800 \text{ м}$$

Также нужно высчитать $h_{ср. \text{ верх}}$ и $h_{ср. \text{ низ}}$ площадки, для того чтобы узнать разницу:

$$\Delta h = 2.130 - 1.583 \quad (7)$$

$$\Delta h \approx 0.55 \text{ м}$$

Стандартная высота площадки на данном месторождении принято считать 0,70 м

Зная площадь $S_{пл.}$ и Δh можно высчитать объем площадки $V_{пл.}$ по формуле:

$$V = \Delta h * S \quad (8)$$

$$V = 0.55 * 4800$$

$$V = 2.640 \text{ м}$$

– Измерение высоты недоступных объектов

Для составления топоплана необходимо знать некоторые элементы опор ЛЭП, которые находятся «не на земле». Это отметки подвеса проводов и отметки провиса проводов между опорами ЛЭП.

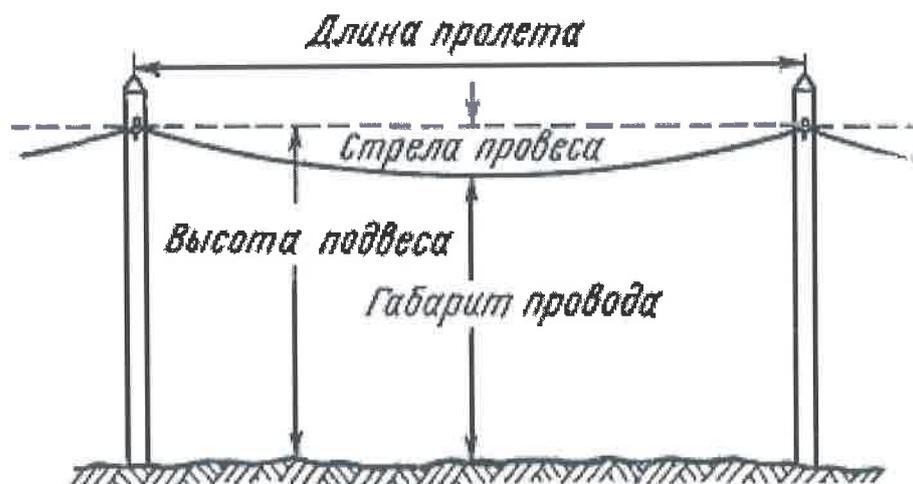


Рисунок 22 - Габариты воздушных линий

Для определения этих отметок существует несколько методов, в зависимости от того, какие у вас с собой инструменты.

– Определение отметок тахеометром

Способ «Безотражательный»

Если у тахеометра есть безотражательный режим, то взятие отметок подвеса проводов трудности не представляет. Просто в безотражательном режиме наводите на изолятор – и все. Поставив высоту отражателя «0».

Способ «Недоступная высота объекта»

Сейчас все современные тахеометры имеют встроенное программное обеспечение для определения высоты недоступного объекта. В каждом приборе данная функция называется по-своему, но принцип работы одинаков.

– Речник с отражателем становится «примерно под проводом»

– Наблюдатель с тахеометром стоя в любом удобном месте и запустив режим «Недоступная высота объекта» указывает высоту отражателя и измеряет дальность на вешку.

– После этого изменяя вертикальный угол, он наводится на изолятор или провод ЛЭП и прибор непрерывно выдаёт высоту точки наведения относительно высоты земли, где стоял реечник.



Рисунок 23 - Измерение высоты ЛЭП через тахеометр(TS-06)

– Работа с программами PlainCalc097 и AutoCAD

PlainCalc097 - геодезический калькулятор, предназначенный для использования в сфере геодезии и картографии, для расчёта геодезических (B, L) и плоских прямоугольных (x, y) координат.

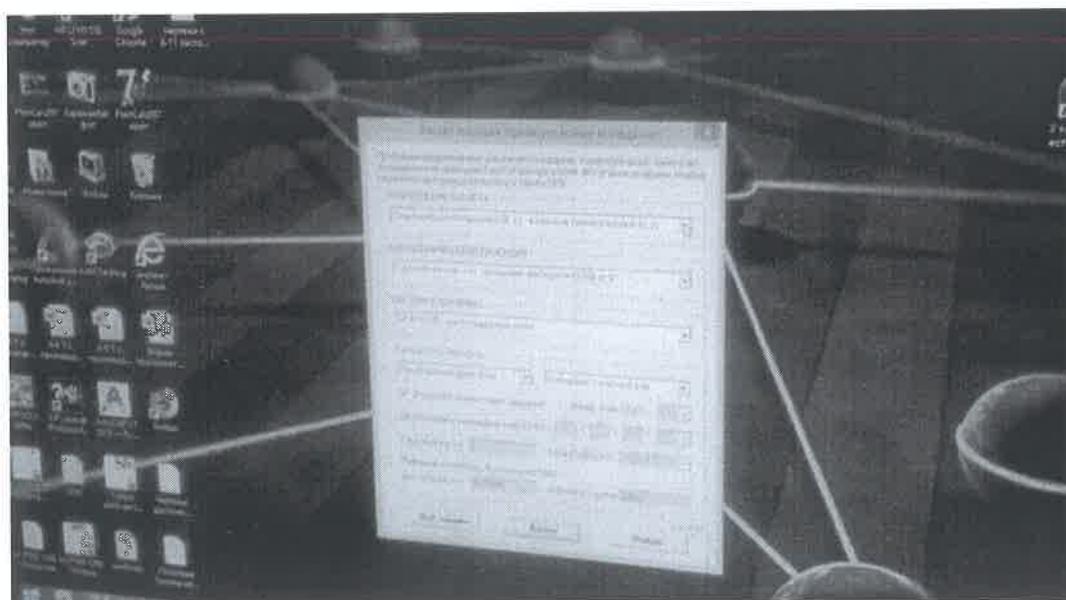


Рисунок 24 (а) - Работа в Plaincalc097

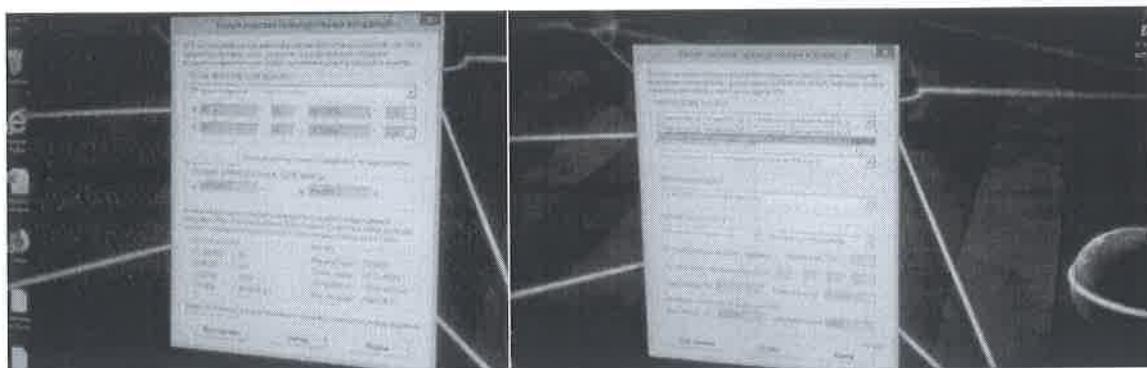


Рисунок 25(б, в) - Работа в Plaincalc097

Данную программу используют для перевода плоских прямоугольных координат в геодезические.

Работа в AutoCAD

После производства тахеометрической съемки местности необходимо передать заснятые пикеты в компьютер для последующей их обработки. Передача данных осуществляется с помощью специального программного обеспечения, которое прилагается к прибору - Leica Survey Office.

После открытия каталога координат и высотных отметок заснятых точек, был сохранен документ в расширении txt.

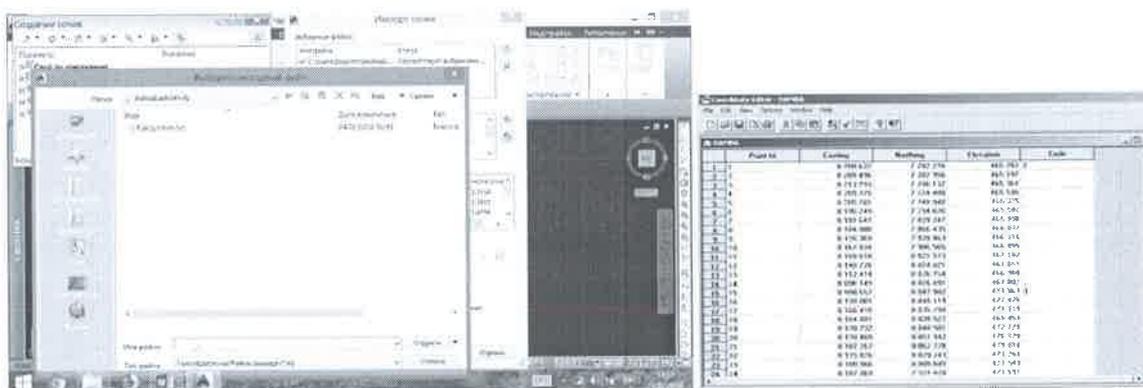


Рисунок 26 (а, б) - Передача данных в AutoCAD

На начальном этапе отображаются большие площадные объекты. После этого более мелкие, площадные и линейные. Затем точечным объектам присваиваются необходимые символы.

Таким образом, создаётся первоначальная обработка плана участка. После составления топографического плана в программе AutoCAD необходима согласование нанесенных на плана коммуникации (линий электропередача, линий связи, магистральных трубопроводов и т.д.) с организациями, которые ответственны за данные объекты. Если необходимо организация вносит поправки в топографический план.

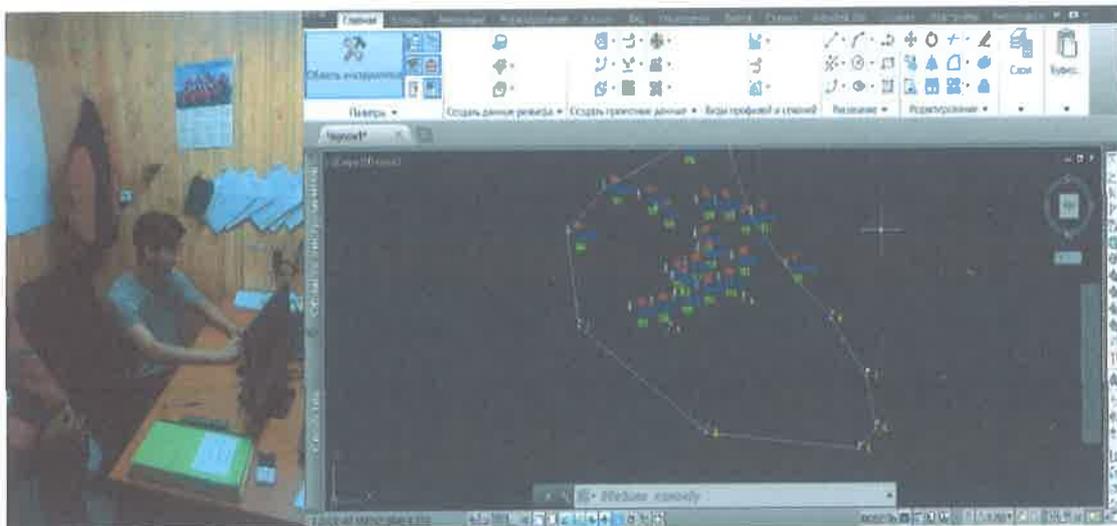


Рисунок 27 (а, б) - Процесс обработки результатов съемки

***Все работы проходили под руководством ст. маркшейдера Капарбаева С. с участием замерщика IV класса Каратабанова К.**

5. Мероприятия по охране недр и окружающей среды

На основе действующих требований законодательства Республики Казахстан по охране недр и окружающей среды, соответствующих директивных указаний и положений по безопасному ведению работ при производстве геологоразведочных работ и разработке нефтяных и газовых месторождений проводится весь комплекс природоохранных работ, включающий мероприятия, направленные на охрану недр, на защиту атмосферного воздуха, водных ресурсов, почвы и также на восстановление первоначальных природных комплексов.

5.1 Охрана недр

При разбурировании и эксплуатации месторождения постоянно осуществляется комплекс мероприятий по охране недр.

Принятые конструкции скважин, техника и технология бурения позволяют соблюдать требования по охране недр и рационального использования природных ресурсов. Принимаются меры по предотвращению открытого фонтанирования, поглощений промывочной жидкости, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, воды и газа.

Надежная изоляция в скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных пластов по всему разрезу достигается разобщением пластов, путем перекрытия их обсадными колоннами с последующей цементацией стенок скважин выше башмака предыдущей колонны, чаще до устья. Сохраняется естественное состояние призабойных зон.

При освоении продуктивных горизонтов применяются меры для предотвращения ухудшения проницаемости призабойной зоны, для этого применяются качественные промывочные жидкости, максимально сокращается время контакта промывочной жидкости с коллектором и не допускается чрезмерное повышение противодавления на пласт-коллектор.

5.2 Охрана окружающей среды

5.2.1 Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира

Мероприятия для эффективной охраны почв от загрязнения и нарушения включают в себя следующие решения:

- движение наземных видов транспорта только по имеющимся и отведенным дорогам;

- своевременный ремонт существующих временных дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов;

- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;

- очистка территории, загрязненной нефтью и нефтепродуктами;
- контроль за соблюдением положений плана по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов только на специально оборудованных полигонах;
- сохранение растительности;
- проведение на заключительном этапе обустройства месторождения технической рекультивации.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды твердыми отходами, в соответствии с нормативными требованиями в Республике Казахстан («Единые правила разработки...» 1996 г.) необходимо следующее:

- инвентаризация, сбор промотходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях и на специально оборудованных полигонах;
- повторное использование отходов в случаях, определенных проектом;
- контроль за выполнением запланированных мероприятий.

В целях снижения негативного влияния производственной деятельности на ландшафты, предусмотрены следующие меры:

- проектирование объектов эксплуатации месторождения и вдоль трассовых технологических сооружений на ограниченных в плане участках;
- сохранение естественного растительного покрова и почв на осваиваемых территориях;
- контроль за состоянием и сохранением поверхностных условий ландшафта на всех этапах производственной деятельности;
- подземный способ прокладки трубопроводов.

По охране растительного и животного мира предусмотрены следующие мероприятия:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- маркировка и ограждение опасных участков;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- принятие административных мер для пресечения браконьерства;
- организация и проведение мониторинговых работ;
- запрет неорганизованных проездов на территории месторождения.

Техническая рекультивация земель, нарушенных в ходе разведки и разработки месторождения включает следующий объем работ:

- передислокацию всех временных сооружений и объектов обустройства месторождения;
- очистка территории от строительного мусора, металлолома, остатков древесины и др. промотходов;
- вертикальную планировку нарушенной территории (срезку образованных бугров, засыпку ям).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная дипломная работа является результатом сбора и анализа материалов за период прохождения производственной и преддипломной практики на нефтяном месторождении Каражанбас.

Во время прохождения практики и выполнения дипломной работы также участвовал в таких работах, как:

1. Производство дополнительных съёмок и создание схем, планов и карт территорий и производственных объектов месторождения;

2. Согласование планов и приёмка маркшейдерских работ, выполняемых подрядными организациями;

3. Разбивочные и съёмочные работы при строительстве и реконструкции инженерных сооружений;

4. Топографо-геодезические работы при размещении и проектировании объектов на территории месторождения.

Как будущие специалисты горного профиля обязаны знать основы геодезии и уметь работать с геодезическими приборами, свободно читать планы и карты и по ним решать инженерные задачи.

В ходе прохождения практики приобрел опыт работы с электронными тахеометрами TC 805, TS-06 и нивелиром Sokkia.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Групповой технический проект на строительство вертикальных эксплуатационных скважин на месторождении Каражанбас»
2. Генплан месторождения
3. Технический регламент
4. Анализ разработки месторождения Каражанбас: отчёт по дог. 006 / 03 / ТОО «Caspian Energy Resource»; исп. Миннибаева С. Б., Чеботарёв С. Ю. и др. — Фонд ОАО «Каражанбасмунай», 2003. — 220 с.
5. Научный журнал “Молодой учёный” № 9 (89) / 2015.