

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И. Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Қылышниязұлы Шәкәрім

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломной работе**

На тему: «Повышение нефтеотдачи на месторождений Кумколь методом
гидроразрыва пласта»

специальность 5В070800 – «Нефтегазовое дело»

Алматы 2019

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И. Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»



**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломной работе**

На тему: «Повышение нефтеотдачи на месторождений Кумколь методом
гидроразрыва пласта»

по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело

Выполнил

Қылышняязулы Ш.

Научный руководитель

Магистр технических наук

Казыбаева С.С.



(подпись)

« 30 » апреля 2019 г.

Алматы 2019

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И. Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело



УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой НИ

М. К. Сыздыков

« 15 » 01 2019г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающейся Қылышниязулы Шәкәрім

Тема: Повышение нефтеотдачи на месторождений Кумколь методом гидроразрыва пласта

Утвержденная заведующим кафедрой № 497-П от 20.12.2018 г.

Срок сдачи законченного проекта: 30 апреля 2019 г.

Исходные данные к дипломной работе: материалы собранные во время прохождения преддипломной практики

Перечень подлежащих разработке в дипломной работе вопросов или краткое содержание дипломной работы: геологическая часть, технологическая часть, экономическая часть, охрана труда.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): структурная карта, геологический профиль, динамика разработки, карта текущих отборов.

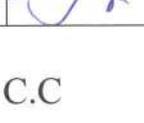
Рекомендуемая основная литература: из 16 наименований

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

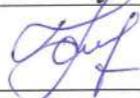
Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки предоставления научному руководителю и консультантам	Примечание
Геологическая часть	22.04.19 – 24.04.19	
Технологическая часть	24.04.19 – 26.04.19	
Экономическая часть	26.04.19 – 28.04.19	
Охрана труда	28.04.19 – 29.04.19	
Охрана окружающей среды	29.04.19 – 30.04.19	

ПОДПИСИ

консультантов и нормоконтролера на законченной дипломной работе
с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименование раздела	Научный руководитель, консультанты, Ф.И.О. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Казыбаева С.С. Магистр тех. наук	24.04.19	
Технологическая часть	Казыбаева С.С. Магистр тех. наук	26.04.19	
Экономическая часть	Казыбаева С.С. Магистр тех. наук	28.04.19	
Охрана труда	Казыбаева С.С. Магистр тех. наук	29.04.19	
Охрана окружающей среды	Казыбаева С.С. Магистр тех. наук	30.04.19	
Нормоконтролер	Казыбаева С.С. Магистр тех. наук	30.04.19	

Научный руководитель _____



Казыбаева С.С.

Задание принял к исполнению обучающийся _____



Қылышниязұлы Ш.

Дата « 30 » апреля 2019 г.

ОТЗЫВ НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломный проект

Қылышниязұлы Шәкәрім

по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело

Тема: «Повышение нефтеотдачи на месторождений Кумколь методом гидроразрыва пласта»

Проблемой разработки и эксплуатации большинства нефтегазовых месторождений Казахстана является большое разнообразие осложняющих факторов, возникающих при добыче нефти и существенно снижающих эффективность технологических процессов, связанных с извлечением, сбором и подготовкой скважинной продукции.

Дипломантом произведен выбор и обоснование технологии проведения ГРП на месторождении Кумколь.

В экономической части выполнен расчет экономической эффективности применения технологии гидроразрыва пласта.

При выполнении дипломного проекта дипломник проявил самостоятельность, старательность.

Дипломный проект выполнен в соответствии с требованиями, предъявляемыми к дипломным проектам и рекомендуется к защите на получение степени «бакалавр» по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело.

С учетом вышеизложенного, дипломный проект рекомендуется к защите с оценкой 75.

Научный руководитель

Лектор, магистр

Қарлыбаев С.С.

«30» апреля 2019г.

Краткий отчет



Университет:	Satbayev University
Название:	Повышение нефтеотдачи на месторождении Кумколь методом гидроразрыва пласта_Қылышниязұлы Ш..doc
Автор:	Қылышниязұлы Ш.
Координатор:	Жанар Байбусинова
Дата отчета:	2019-05-02 05:06:55
Коэффициент подобия № 1:	7,4%
Коэффициент подобия № 2:	4,0%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	12 088
Число знаков:	98 678
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок:	16



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 12

>>

Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ https://asb-school-24.ru/referat/referat-mestorozhdenie-kumkol.html		165
2	URL_ https://docplayer.ru/75528459-Ministerstvo-obrazovaniya-i-nauki-respubliki-kazahstan-kazahskiy-nacionalnyy-tehnicheskij-universitet-imeni-k-i-satpaeva-s-g.html		151
3	URL_ https://asb-school-24.ru/referat/referat-mestorozhdenie-kumkol.html		65
4	URL_ http://stud.wiki/geology/2c0b65635b3ad78a4d43b89421206d26_3.html		34
5	URL_ http://stud.wiki/geology/2c0b65635b3ad78a4d43b89421206d26_3.html		34
6	URL_ https://studopedia.su/5_8014_osnovnie-opasnie-proizvodstvennie-faktori-i-meri-zashchiti-ot-nih.html		32
7	URL_ https://studfiles.net/preview/2039468/		22
8	URL_ https://studopedia.su/5_8014_osnovnie-opasnie-proizvodstvennie-faktori-i-meri-zashchiti-ot-nih.html		21
9	URL_ http://kzbydocs.com/docs/108/index-3130.html		20
10	URL_ http://stud.wiki/geology/3c0b65625b3bc69b5c53b89421206d37_0.html		20

>>

Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks



Не обнаружено каких-либо заимствований

>>

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

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

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Переработка цинковых концентратов месторождения «Шалкия» <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Қаблақатов Ермек	68 (6)
2	Проект обогатительной фабрики по переработке золото-кварцево-сульфидной руды по гравитационно – цианидной технологии с производительностью 800000 тонн в год <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Яценко А.Л.	36 (4)

>>

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

Не обнаружено каких-либо заимствований

>>

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из интернета

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

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	URL_ https://asb-school-24.ru/referat/referat-mestorozhdenie-kumkol.html	241 (3)
2	URL_ https://docplayer.ru/75528459-Ministerstvo-obrazovaniya-i-nauki-respubliki-kazahstan-kazahskiy-nacionalnyy-tehnicheskij-universitet-imeni-k-i-satpaeva-s-g.html	156 (2)
3	URL_ https://studopedia.su/5_8014_osnovnie-opasnie-proizvodstvennie-faktori-i-meri-zashchiti-ot-nih.html	102 (8)
4	URL_ http://stud.wiki/geology/2c0b65635b3ad78a4d43b89421206d26_3.html	83 (4)
5	URL_ http://kzbydocs.com/docs/108/index-3130.html	53 (4)
6	URL_ http://pravo.levonevsky.org/baza/soviet/sss5219.htm	44 (3)
7	URL_ https://studfiles.net/preview/2039468/	35 (3)
8	URL_ http://stud.wiki/geology/3c0b65625b3bc69b5c53b89421206d37_0.html	32 (2)
9	URL_ https://studopedia.info/5-35191.html	16 (2)
10	URL_ https://vpu7.lq.ua/w/2433864	12 (2)
11	URL_ https://megalektsii.ru/s666611.html	11 (2)
12	URL_ https://studfiles.net/preview/2038569/page:19/	5 (1)

АНДАТПА

Дипломдық жұмыста негізгі бөлімдер қаралды:

- геологиялық;
- технологиялық;
- экономикалық;
- еңбекті қорғау;
- қоршаған ортаны қорғау.

Жобаның геологиялық бөлігі Құмкөл кен орнының қабатының пайда болуының геологиялық жай-күйімен, өнімділік сипаттамасымен, өнімді көкжиектерді қанықтыратын қабаттар, сұйықтар мен газдардың негізгі қасиеттерімен байланысты.

Технологиялық бөлікте қабат жару әдісінің негізгі кезеңдері қарастырылады

Жобаның экономикалық бөлігінде қабат жару арқылы экономикалық әсерді анықтау әдісі сипатталған.

Еңбекті қорғау бөлігінде қауіпсіздік техникасы ережелерін сақтау мәселелерін қарастырады.

Қоршаған ортаны қорғау бөлігінде аумақтың экологиялық жағдайы және қоршаған ортаға әсер ететін факторлар қарастырылады.

АННОТАЦИЯ

В дипломной работе рассмотрены основные разделы:

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

В геологической части проекта рассматриваются геологические условия залегания пластов месторождения Кумколь, характеристика продуктивности месторождения, основные свойства пластов, жидкостей и газов, насыщающих продуктивные горизонты.

В технологической части рассматриваются вопросы основных этапов проведения метода гидроразрыва пласта

В экономической части проекта описывается методика определения экономического эффекта путём гидроразрыва пласта

В разделе охрана труда рассматриваются вопросы обеспечения условий безопасности труда

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

ANNOTATION

In the thesis work considered the main sections:

- geological;
- technological;
- economic;
- labor protection;
- environmental protection.

The geological part of the project deals with the geological conditions of the occurrence of layers of the Kumkol field, the characteristic of the field productivity, the main properties of the layers, liquids and gases that saturate the productive horizons.

The technological part deals with the main stages of the method of hydraulic fracturing

The economic part of the project describes the method of determining the economic effect by hydraulic fracturing.

The section on labor protection addresses the issues of ensuring the condition of labor safety

The section of environmental protection, the ecological condition of the territory and factors affecting the environment are considered.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	9
1 Геологическая часть	11
1.1 Общие данные о месторождении Кумколь	11
1.2 Нефтегазоносность	12
1.3 Геолого-промысловая характеристика продуктивных горизонтов	14
2 Технологическая часть	19
2.1 Краткий обзор и характеристика основных этапов проведения метода гидроразрыва пласта	19
2.2 Технологический расчет по теме дипломной работы	25
3 Экономическая часть	27
3.1 Расчет экономической эффективности	27
4 Охрана труда	29
4.1 Опасные и вредные производственные факторы	29
5 Охрана окружающей среды	30
5.1 Охрана атмосферного воздуха	30
5.2 Охрана водных ресурсов	30
5.3 Охрана земельных ресурсов	30
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	31
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	33

ВВЕДЕНИЕ

Сегодня Республика Казахстан является одной из крупных нефтедобывающих стран мира, занимающая по объему разведанных запасов нефти тринадцатое место, газу и конденсату – пятнадцатое, по уровню добычи нефти – двадцать восьмое место. По разведанным запасам и уровню добычи нефти среди стран СНГ Казахстан прочно занимает второе место, а по запасам газа и конденсата – четвертое место.

На территории Республики установлено 202 нефтяных и газовых месторождений. По состоянию на 01.01.10 года остаточные извлекаемые запасы составляют: нефти 2,2 млрд. тонн, газа – 1,8 трлн. м³, конденсата – 690 млн. тонн.

Запасы нефти распределены на территории Республики Казахстан крайне неравномерно. В четырех западных областях находятся более 90% остаточных извлекаемых запасов нефти Республики. Это такие месторождения как Тенгиз, Карачаганак, Жанажол и Кенбай, а также все месторождения с запасами более 100 млн. тонн.

Основные запасы газа сосредоточены в двух областях Республики: Западно-Казахстанской (Карачаганак) и Актюбинской (Жанажол).

По запасам конденсата ведущая роль (более 90% от всех запасов) принадлежит Западно-Казахстанской области (Карачаганак).

Республика Казахстан располагает значительными прогнозными ресурсами. Прогнозные извлекаемые ресурсы нефти Республики оцениваются в 7,8 млрд. тонн (суша), при этом 2/3 их сосредоточены в Западном Казахстане, а прогнозные ресурсы природного газа оцениваются в 7,1 трлн. м³, более 70% которых также сосредоточены в Западном Казахстане.

Большие перспективы нефтегазоносности связываются с недрами Казахстанского сектора Каспийского моря. Согласно последним оценкам, прогнозные ресурсы казахстанского сектора Каспийского шельфа составляют около 13 млрд. тонн условного топлива.

Месторождение Кумколь открыто в феврале 1984 года, Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией ПГО «Южказгеология» Министерство геологии Республики Казахстан.

В 1985 году институтом «КазНИПИнефть» составлен проект пробной эксплуатации месторождения Кумколь.

В 1987 году институтами ВНИГНИ, КазНИГРИ и Казахстанской опытно-методической были выполнены работы по подсчету запасов нефти и газа месторождения Кумколь по состоянию на 15 мая 1987 года.

Эксплуатационное бурение месторождения Кумколь начато в 1988 году в соответствии с положением проекта пробной эксплуатации месторождения.

Институтом «КазНИПИнефть» в 1988 году составлена «Технологическая схема разработки нефтяного месторождения Кумколь»

Промышленная разработка месторождения Кумколь ведется с мая 1990 года в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения Кумколь.

В декабре 1995 года Правительством Республики Казахстан Акционерному обществу «Кумколь-ЛУКОЙЛ» выдана лицензия (серия МГ №296 нефть) для доразведки и добычи углеводородного сырья на площади Контрактного Участка месторождения Кумколь.

В настоящее время месторождение разрабатывается двумя недропользователями: АО «Petro Kazakhstan» и АО «Тургай-Петролеум».

1 Геологическая часть

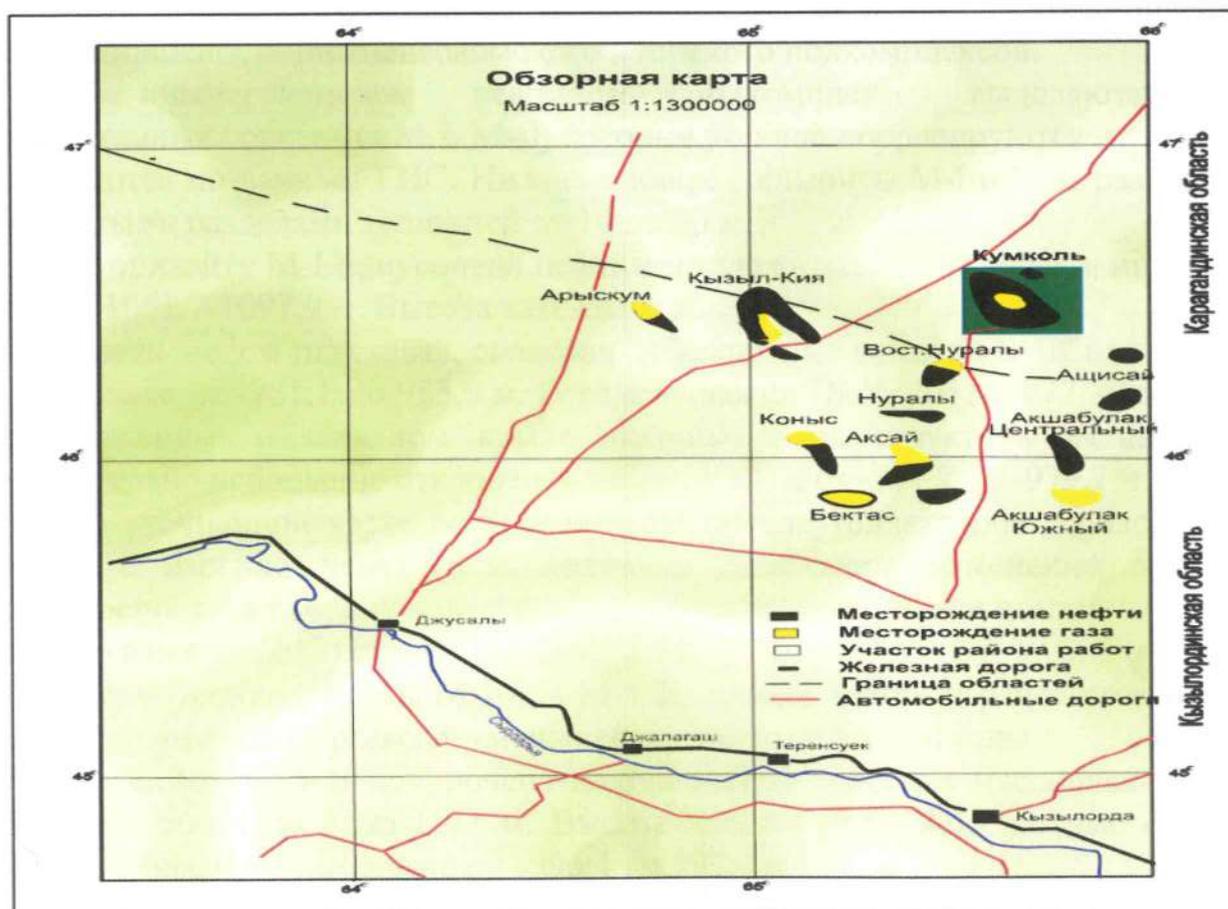
1.1 Общие данные о месторождении Кумколь

Кумколь - нефтегазовое месторождение на территории Казахстана. Находится в южной части Торгайской низменности и административно входит в состав Улытауского района Карагандинской области (территория Жездинского района бывшей Жезказганской области). Общая площадь территории месторождения Кумколь 23143 га.

Относится к Туранской нефтегазоносной провинции. Открыто в феврале 1984 года. Расположено в 230 километрах от нефтепровода «Павлодар — Шымкент» и 200—250 км севернее города Кызылорда на территории Карагандинской области. (рис. 1.1)

Залежи углеводородов расположены на глубине 0,9 — 1,4 км. Начальный дебит скважин 20 — 130 т/сут. Плотность нефти 812—819 кг/м³, содержание серы 0,11 — 0,52 %, парафинов 10,8-11,5 %, асфальтенов 0,11-0,92 %, смол 4,8-8,42 %. В составе газа: сероводорода — 0,02-0,07 %, углекислого газа — 0,5-0,9 %, азота — 3,1-10 % и гелия — 0,01-0,1 %. Минерализация воды (хлорокальциевая) в пластах 49,7-84 г/л.

Начальные запасы нефти — 280 млн тонн. Извлекаемые запасы нефти на месторождения Кумколь составляют 130 млн тонн; газа — 15 млрд м³.



(рис. 1.1)

1.2 Нефтегазоносность

В Арыкумском прогибе Южно-Тургайской впадины к настоящему времени открыто 14 месторождений нефти и газа. Одно из них крупное нефтяное месторождение Кумколь введено в эксплуатацию, а ряд месторождений (Майбулак, Арыкум, Акшабулак, Южный Кумколь, Нуралы, Кызыл-Кия и др.) закончены разведкой и подготовлены к разработке.

В Арыкумском прогибе залежи нефти и газа открыты в среднеюрских, нижнеэокомских и верхнеэокомских отложениях. Не исключается и промышленная нефтегазоносность нижнеюрского комплекса, чему способствует наличие коллекторов в этой части разреза и нефтегазопроявления по ряду скважин.

По стратиграфической приуроченности выявленных в Арыкумском прогибе нефтегазовых залежей можно выделить два нефтегазоносных комплекса: меловой и юрский. Каждый в свою очередь, состоит из подкомплексов.

Меловой включает два: нижнеэокомский и верхнеэокомский, а юрский разделяется на три подкомплекса: нижний, объединяющий сазымбайскую и айбалинскую свиты; средний, представленный образованиями даульской и карагансайской подсвит и верхний, включающий кумкольскую и акшибулакскую подсвиты.

На месторождении Кумколь установлена промышленная нефтегазоносность нижнеэокомского и юрского подкомплексов.

В нижнеэокомском нефтяном подкомплексе выделяются два продуктивных горизонта М-I, М-II, которые хорошо коррелируются и уверенно выделяются по данным ГИС. Нижнемеловые горизонты М-I и М-II разобщены глинистыми разделами толщиной от 10 до 20 м.

К горизонту М-I приурочена нефтяная залежь, расположенная в интервале глубин 1061,7-1097,9 м. Высота залежи 36 м.

Залежь нефти пластовая, сводовая. Абсолютные отметки ВНК колеблются в интервале от -981,1 до 985,6 м. В ряде скважин (№№ 2052, 2077, 406, 1039), расположенных в западном крыле южного свода структуры установлены относительно небольшие отклонения отметок ВНК от -977,7 до -979,7 м.

По уточненной карте построенной по кровле коллекторов горизонта М-I сечением изогипс через 10 м получено небольшое изменение площади нефтеносности в сторону уменьшения в южном переклиналильном замыкании (район скважины №13) структуры. (рис. 1.2)

Рассмотрение пластов М-I-A и М-I-B, запасы которых ранее подсчитаны отдельно, привело к резкому уменьшению чисто нефтяной зоны.

К горизонту М-II приурочена водонефтяная пластово-массивная залежь. Интервал залегания 1095-1111 м. Высота залежи 15 м. Абсолютные отметки ВНК колеблются в интервале от -996,4 до 992,4 м

В юрских отложениях выделяются продуктивные горизонты Ю-I и Ю-II (II эксплуатационный объект), которые в настоящем дипломе рассматриваются

вместе, Ю-111 (III эксплуатационный объект) и Ю-IV (IV эксплуатационный объект).

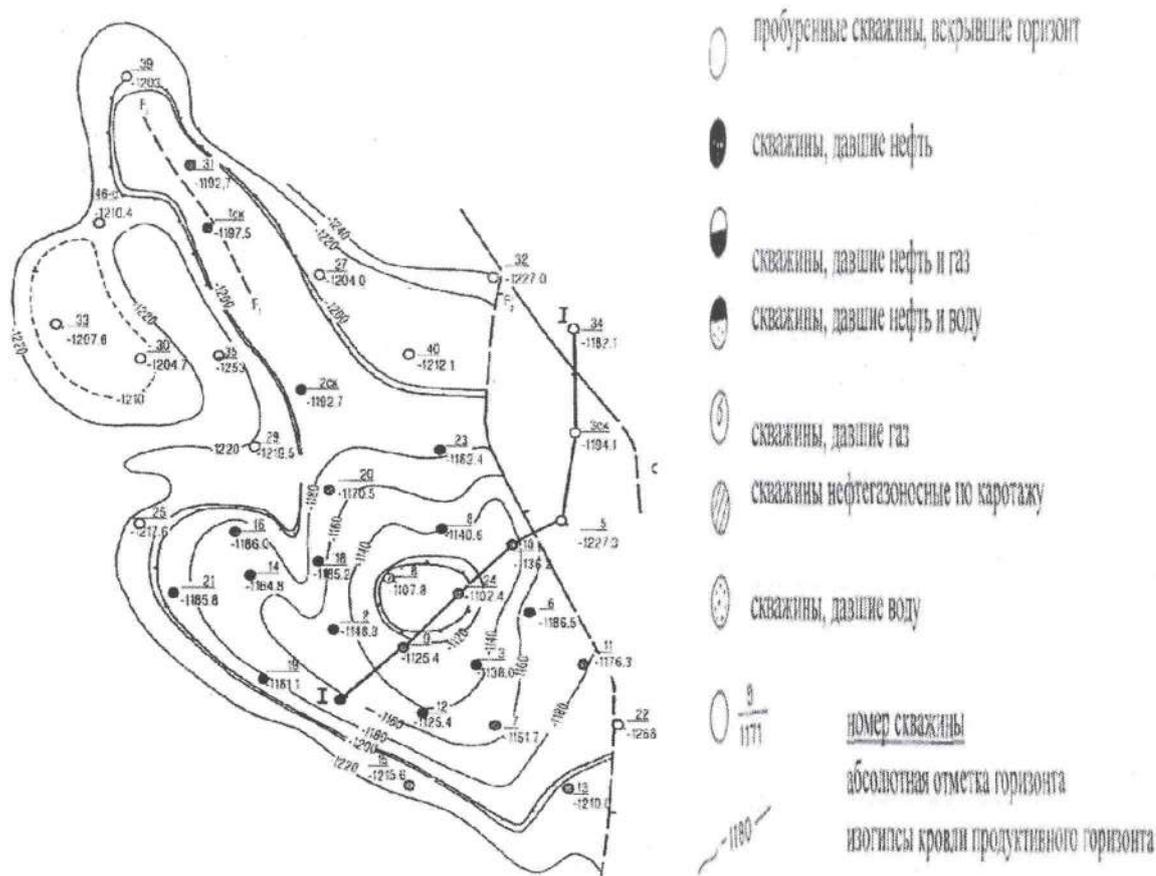
Горизонты Ю-I и Ю-II – это единый объект повсеместно содержащий песчаные коллектора с прослоями толщиной от 1 до 3 м глинистых пород. По новым построениям, площадь чисто нефтяной зоны уменьшилась в два раза за счет увеличения водонефтяной зоны в восточной приразломной части.

Второй эксплуатационный объект (горизонты Ю-I+Ю-II) содержат нефтяную залежь с газовой «шапкой». Залежь пластовая, тектонически экранированная, сводового типа, расположена в интервале глубин 1190-1322 м. Высота ее составляет 132 м. ВНК находится в интервале абсолютных отметок от –1194 до –1198 м, газонефтяной – на отметке 1112 м. В ряде скважин (№№ 3010, 336, 2070, 2077, 3021, 3019) наблюдаются небольшие изменения в сторону повышения от –1110,6 до –1111,5 м, в других (№№ 339, 2099, 3015) – изменения в сторону снижения от –1113,2 до –1113,5 м. Высота нефтяной части –92 м, газовой –38 м.

К горизонту Ю-III приурочена нефтяная залежь, расположенная в интервале глубин 1126-1312 м, высотой 86 м. Залежь пластовая, тектонически и литологически экранированная, сводового типа. Продуктивный горизонт Ю-III отделяется от горизонта Ю-II повсеместно выдержанным глинистым пластом, толщина которого местами (район скважин №№ 408, 2р, 2109, 3054, 3055) утончается до 2-3 м. Коллектора, как видно из корреляционных схем, не выдержаны, и часто выклиниваются или переходят в глины.

Отметки водонефтяного контакта Ю-III горизонта отбиваются в интервале –1195 –1198 м. Данный объект является наиболее лучше освещенным бурением. В структурном плане изменения произошли в восточной части структуры. В результате крутого падения пластов сократилась площадь нефтеносности. Установлено отсутствие коллекторов в западной части структуры.

К горизонту Ю-IV приурочена газонефтяная залежь. Тип залежи пластово-массивный, сводовый, стратиграфически и литологически экранированный. Коллектора горизонтов представлены песчаниками толщиной от 2 до 6 м чередующимися пластами глин и аргиллитов. Газонефтяной контакт отбивается на отметке –1179 м, водонефтяной в интервале отметок от –1194 до –1198 м. Высота нефтяной залежи 18 м, газовой части –24 м. За счет уточнения геологического строения залежи площадь нефтеносности сократилась за счет появления в районе скважин №№ 401, 431 зон отсутствия коллекторов.



(рис. 1.2)

1.3 Геолого-промысловая характеристика продуктивных горизонтов

Продуктивными коллекторами на месторождении Кумколь служат песчаники и алевролиты, являющиеся коллекторами порового типа. Их емкостно-фильтрационные свойства и нефтенасыщенность изучены достаточно детально как по керну, так и по ГИС.

В данном разделе приводятся результаты статистических обработок полученных значений толщин, емкостно-фильтрационных свойств и нефтегазонасыщенности коллекторов по данным ГИС и керну, а также коэффициентов неоднородности продуктивных горизонтов.

Характеристики толщин анализировались отдельно по зонам продуктивных горизонтов, характеристика емкостно-фильтрационных свойств и их неоднородностей проводилась по горизонтам. (рис. 1.3)

На месторождении Кумколь нефтегазоносными являются нижненеокомские и верхнеюрские отложения. В нижненеокомских отложениях в составе арыкумского горизонта выделяются два продуктивных горизонта М-I и М-II, которые хорошо коррелируются и однозначно выделяются по данным ГИС.

Горизонт М-I представлен в виде 2-3 пластов-коллекторов. Верхние два песчаных пласта, наиболее выдержаны по толщине, прослеживаются по всей

площади и иногда сливаются в единый коллектор. Нижний пласт часто замещается непроницаемыми породами.

Значения эффективных нефтенасыщенных толщин в целом по пласту колеблются от 0,6 до 16,7 м (скв. 1043) и в среднем составляют 7,1 м. Значения эффективных нефтенасыщенных толщин по зонам насыщения изменяются в пределах: по чисто-нефтяной зоне от 4-6 м (скв. 2026) до 16,7 м (1043) и в среднем равны 9,2 м, по водонефтяной – от 0,6 м (скв. 2051) до 9,8 м (скв. 411.335). Коэффициент песчаности в целом по горизонту М-I меняется в пределах от 0,27 (скв. 2080) до 1 (скв. 7, 11, 150, 1035, 3045) и в среднем составляет 0,6, коэффициент вариации равен 0,08. По чисто-нефтяной зоне коэффициент песчаности 0,58, коэффициент вариации 0,05, по водонефтяной зоне: коэффициент песчаности 0,67, коэффициент вариации 0,07. Расчлененность горизонта варьирует от 1 до 5, при среднем значении 2,27, коэффициент вариации 0,26. По чисто-нефтяной зоне расчлененность в среднем равна 2,6, коэффициент вариации 0,19, по ВНЗ – 1,6 и 0,28 соответственно. Средневзвешенные значения пористости по скважинам меняются от 0,19 до 0,33 по данным интерпретации ГИС и в среднем равны 0,272. По данным лабораторных исследований керна пористость изменяется в пределах 0,19 – 0,32, при среднем значении 0,251. Нефтенасыщенность определялась только по данным ГИС и варьируется в интервале 0,53 – 0,77, при среднем значении 0,646. По анализам керна проницаемость меняется от 0,005 до 5,29 мкм², при среднем значении 1,308 мкм² по интерпретации ГИС от 0,048 до 6,0 мкм², при среднем значении проницаемости 1,607 мкм², по гидродинамическим исследованиям от 0,130 до 4,218 мкм², при среднем значении 0,965 мкм².

Горизонт М-II отделяется от горизонта М-I глинистой пачкой толщиной 12-25 м и представлен в пределах продуктивной части разреза в виде 1-2 песчаных пластов. Расчлененность горизонта меняется от 1 до 2, и лишь в отдельных скважинах расслаивается до 3 пропластков (скв. 242, 243, 1027, 2079, 2088, 3025, 24). В среднем по горизонту расчлененность равна 1,58, коэффициент вариации 0,22. Коэффициент песчаности по горизонту М-II меняется в пределах 0,1 (скв. 4) до 1 (скв. 131, 235, 236, 337, 2100, 3048) и в среднем составляет 0,74, коэффициент вариации равен 0,05. Значения эффективных нефтенасыщенных толщин по горизонту меняются от 0,8 (скв.149) до 15,2 м (скв. 400) и в среднем составляет 7,2 м. Средневзвешенные значения пористости по скважинам изменяются от 0,19 до 0,328 и в среднем составляет 0,272 по данным интерпретации ГИС. По данным лабораторных исследований керна пористость изменяется в пределах 0,19 – 0,32 и в среднем равно 0,239. Начальная нефтенасыщенность определялась по данным интерпретации ГИС и в среднем составляет 0,6 при разбросе значений от 0,4 до 0,75. По анализам керна проницаемость коллекторов продуктивного горизонта М-II меняется от 0,130 до 4,218 мкм², при среднем значении 0,965 мкм², по интерпретации ГИС интервал изменения 0,05-6,0 мкм², среднее значение 1,57 мкм², по гидродинамическим исследованиям разброс значений проницаемости 0,048 – 6,71 мкм², и в среднем составляет 2,6 мкм².

Второй эксплуатационный объект (горизонты Ю-I, Ю-II) содержит нефтяную залежь с газовой «шапкой». В целом по месторождению Кумколь II эксплуатационный объект является основным по запасам нефти и газа и обладает наибольшей площадью нефтеносности.

Значения эффективных толщин коллекторов II эксплуатационного объекта варьирует в пределах 2,7-24,7 м и в среднем равны 13,8 м. Нефтенасыщенные толщины в целом по объекту меняются от 0,6 до 23,7 и в среднем равны 9,6 м, по зонам насыщения имеют следующие интервалы изменения и средние значения по ГНЗ от 0,6 до 18,8 м и в среднем 8,6 м; по ЧНЗ от 2,7 до 23,7 м и в среднем 12,7 м, по ВНЗ от 1,2 до 19,0 м и в среднем 7,6 м. Газонасыщенные толщины в целом по объекту имеют интервалы изменения от 0,6 до 23,1 м, среднее значение 11,1 м. По зонам насыщения газонасыщенные толщины имеют следующие интервалы изменения: по газовой зоне 8,3-23,1 м, в среднем 15,1 м, по газонефтяной зоне 0,6-18,1 м, в среднем 7,1 м. Коэффициент песчаности в целом по объекту меняется в пределах от 0,1 (скв. 12) до 0,78 (скв. 3061) и в среднем составляет 0,42, коэффициент вариации 0,13. Расчлененность объекта варьирует от 1 до 10, при среднем значений 4,9 и коэффициенте вариации 0,13. Средневзвешенные значения пористости по скважинам изменяются от 0,16 до 0,385 и в среднем составляют 0,238 по данным ГИС. По данным лабораторных исследований керн пористость меняется в пределах 0,16-0,34, и в среднем равна 0,233. Нефтенасыщенность по объекту изменяется от 0,45 до 0,9 и в среднем равна 0,68, газонасыщенность коллекторов меняется от 0,59 до 0,89 и в среднем равна 0,71. Проницаемость пластов-коллекторов II объекта по анализам керн изменяется в интервале 0,003-5,79 мкм² и в среднем равна 0,53 мкм², по интерпретации ГИС в интервале 0,004-6,0 мкм² и в среднем 0,814 мкм², по гидродинамическим исследованиям интервал изменения 0,014-0,994 мкм², в среднем составляет 0,208 мкм².

Продуктивный горизонт Ю-III отделен от вышележащего глинистым разделом толщиной 2-10 м и является частью единого резервуара, содержащего газонефтяную залежь, включая горизонты Ю-I и Ю-II. По результатам бурения эксплуатационных скважин сводовая часть горизонта Ю-III расположена выше абсолютных отметок – 1112 м, где была выявлена газовая «шапка».

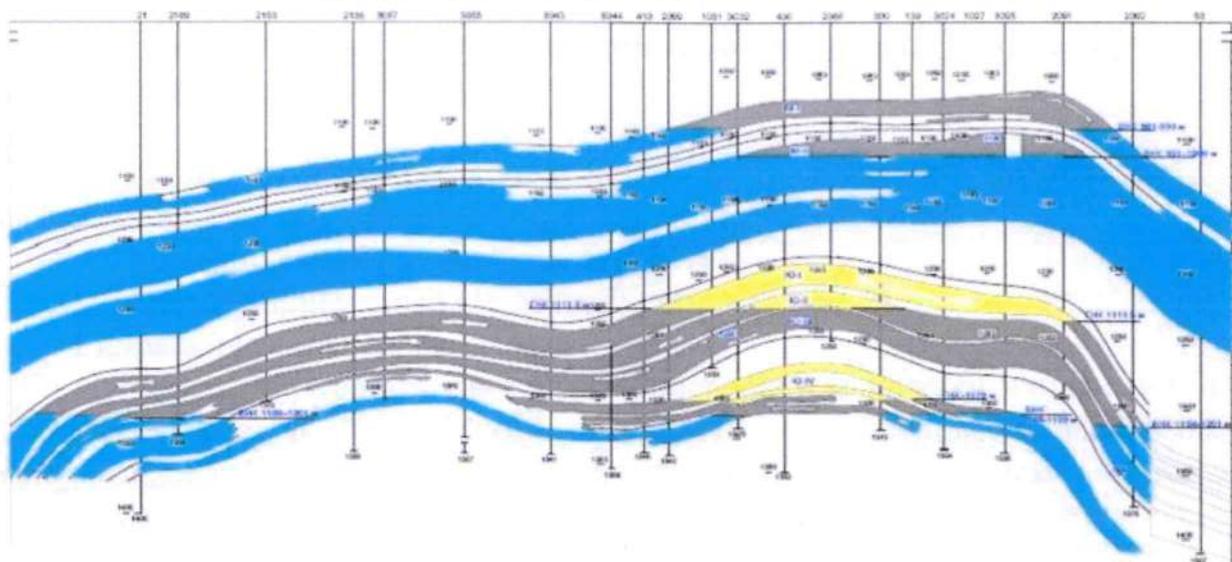
Значения эффективных толщин в целом по горизонту изменяются в интервале 0,6-20,8 м, в среднем равны 8,9 м, в том числе по зонам насыщения: по ГНЗ от 4,0 до 14,0 м и в среднем 8,8 м, по ЧНЗ от 0,6 до 20,8 м и в среднем 7,5 м, по ВНЗ от 2,2 до 20,2 м и в среднем 10,5 м. Нефтенасыщенные толщины в целом по горизонту изменяются в интервале 0,6-20,8, в среднем равны 6,73 м, в том числе по зонам насыщения ГНЗ от 2,0 до 9,2 м, в среднем 5,3 м, ЧНЗ от 0,6 до 20,8 м, в среднем 7,5 м, ВНЗ от 1,0 до 12,1 м, в среднем 5,9 м. Газонасыщенные толщины изменяются в интервале 0,8-8,1 м и в среднем равны 3,5 м. Коэффициент песчаности по горизонту меняется в пределах от 0,04 (скв. 2062) до 1,0 (скв. 2169, 3089, 3095, 3096, 3, 11) и в среднем составляет 0,53, коэффициент вариации 0,26. Расчлененность горизонта меняется от 1 до 6 и в среднем равен 2,2, коэффициент вариации 0,19. По анализам керн пористость

коллекторов горизонта Ю-III меняется в пределах 0,16-0,35 и в среднем равна 0,23. По данным ГИС пористость меняется от 0,16 до 0,333 и в среднем равна 0,229. Нефтенасыщенность меняется от 0,34 до 0,88 и в среднем составляет 0,67, газонасыщенность в интервале 0,62-0,74, в среднем равна 0,684. Проницаемость пластов-коллекторов по керну горизонта Ю-III изменяется в интервале 0,002-3,27 мкм² и в среднем соответствует 0,463 мкм², по интерпретации ГИС в интервале 0,003-5,99 мкм² и в среднем равна 0,445 мкм²; по гидродинамическим исследованиям интервал изменения 0,017-1,010 мкм², в среднем равна 0,225 мкм².

Продуктивный горизонт Ю-IV несколько обособлен по высоте от вышележащих горизонтов Ю-I-II и отделяется пачкой глин толщиной 10-40 м. Горизонт Ю-IV характеризуется высокой расчлененностью наибольшим распространением зон отсутствия коллекторов. В пределах контура продуктивности горизонта Ю-IV выделены следующие зоны насыщения: газонефтяная, газо-нефте-водяная, чисто-нефтяная и водо-нефтяная.

Значения эффективных толщин в целом по залежи изменяются от 0,8 до 23,0 и в среднем равны 9,0 м. Нефтенасыщенные толщины в целом по залежи меняются от 0 до 10,3 м и в среднем равны 4,2 м, в том числе по зонам насыщения: ГНЗ от 0 до 6,3 м, в среднем 2,8 м; ГНВЗ – от 0 до 10,3 м, в среднем 5,4 м; ЧНЗ от 1,8 до 5,5 м, в среднем 4,0 м; ВНЗ от 0,6 до 9,1, в среднем 4,6 м. Газонасыщенные толщины в целом по залежи меняются в интервале 0 – 6,3 м и в среднем равны 3,0 м, в том числе по зонам насыщения: ГНЗ 0,8 – 5,8 м и 2,7 м, ГНВЗ 0-6,3 м и 3,2 м. Коэффициент песчаности в целом по горизонту меняется в пределах 0,05-1,0 и в среднем равен 0,4, коэффициент вариации 0,33. Расчлененность горизонта меняется от 1 до 6 и в среднем равна 2,97, коэффициент вариации 0,34. Пористость коллекторов по исследованию керна меняется от 0,16 до 0,3 и в среднем равна 0,206. По данным ГИС пористость изменяется в пределах 0,16-0,314 и в среднем равна 0,223. Нефтенасыщенность и газонасыщенность коллекторов горизонта Ю-IV изменяются соответственно в пределах 0,44-0,8 и 0,49-0,77 и имеют средние значения 0,572 и 0,612. Проницаемость коллекторов горизонта Ю-IV по керну изменяется в интервале 0,003-0,718 мкм² и в среднем равна 0,165 мкм², по данным ГИС в интервале 0,005-5,15 мкм² и в среднем 0,462 мкм², по гидродинамическим исследованиям в среднем соответствует 0,372 мкм².

Кумколь
 геолого-литологический разрез по линии I-I
 масштаб: гориз. 1:25000 верт. 1:5000



- Условные обозначения:
- - Нефтенасыщенный коллектор
 - - Водонасыщенный коллектор
 - - Газонасыщенный коллектор
 - ГНК - Газонефтяной контакт
 - ВНК - Водонефтяной контакт
 - - Тектоническое нарушение

(рис. 1.3)

2 Технологическая часть

2.1 Краткий обзор и характеристика основных этапов проведения метода гидроразрыва пласта

На месторождении Кумколь с целью интенсификации притока жидкости из пласта в скважину применялись следующие технологии:

- гидравлический разрыв пласта (ГРП);
- многокомпонентный кислотный состав (МКС-2).

Гидравлический разрыв пласта

Сущность ГРП состоит в том, что посредством закачки жидкости в пласт при высоком давлении происходит раскрытие естественных или образование искусственных трещин. Закрепление трещин с сохранением их высокой пропускной способности после окончания процесса осуществляется закачкой пропанта.

В качестве жидкости разрыва используются гелевые растворы на водной основе.

Жидкость разрыва должна обладать высокой несущей или удерживающей способностями по отношению к расклинивающим агентам и быть совместимой с флюидами продуктивного пласта.

Давление разрыва достигают закачкой в скважину жидкости под высоким давлением. В продуктивном пласте при этом открываются существующие трещины и микротрещины или создаются новые, которые могут заметно улучшить гидродинамическую связь между пластом и скважиной.

Гидравлический разрыв пласта - одно из эффективнейших средств воздействия на призабойную зону скважин. Этот метод применяется для освоения скважин для повышения продуктивности нефтяных и газовых месторождений и для повышения поглотительной способности нагнетательных скважин, при изоляции пластовых вод и т. д.

Процесс гидроразрыва пластов заключается в создании искусственных и расширения имеющихся скважин в породах призабойной зоны воздействием повышенных давлений жидкости, нагнетаемой в скважину. При повышении давления в породах пласта образуются новые или открываются или расширяются имеющиеся трещины. Вся эта система трещин связывает скважину с удаленными от забоя продуктивными частями пласта. Для предотвращения смыкания трещин после снижения давления в них вводят крупнозернистый песок, добавляемый в жидкость, нагнетаемую в скважину. Радиус трещин может достигать нескольких десятков метров. Гидродинамическую эффективность метода и максимальное увеличение дебита скважины в результате гидроразрыва пластов можно оценить, исходя из следующего.

Трещины, по сравнению с пористой средой нефтяных коллекторов, обладают более высокой пропускной способностью, поэтому можно допустить, что проницаемость призабойной зоны в радиусе трещины после разрыва стала

бесконечно большой. Тогда приток к такой скважине можно рассчитывать, принимая ее радиус равным радиусу трещины.

Промысловая практика показывает, что дебиты скважин после гидроразрыва увеличиваются иногда в несколько десятков раз. Это свидетельствует о том, что образовавшиеся трещины, по-видимому, соединяются с существовавшими ранее, и приток к скважине происходит еще и из ранее изолированных высокопродуктивных зон.

Механизм образования трещин при разрыве пласта фильтрующей в пласт жидкостью следующий. Под давлением, создаваемым в скважине насосными агрегатами, жидкость разрыва фильтруется, в первую очередь, в зоны с наибольшей проницаемостью. При этом между пропластками по вертикали создается разность давлений, так как в более проницаемых пропластках, давление больше, чем в малопроницаемых или практически в непроницаемых. В результате, на кровлю и подошву проницаемого пласта начинают действовать некоторые силы, вышележащие породы подвергаются деформации и на границах пропластков образуются горизонтальные трещины.

При разрыве нефилтрующей жидкостью механизм разрыва пласта становится аналогичным механизму разрыва толстостенных сосудов. Образующиеся при этом трещины имеют, как правило, вертикальное или наклонное направление. При разрыве фильтрующей жидкостью давление разрыва обычно значительно меньше, чем при разрыве нефилтрующимися жидкостями, так как в последнем случае механизм разрыва пород сходен с механизмом разрыва толстостенного сосуда. Фильтрующаяся жидкость, приходящая в пласт, вследствие большой площади контакта с породой, передает на неё большие усилия, достаточные для разрыва при давлениях, значительно меньших, чем необходимо для разрушения пласта нефилтрующей жидкостью.

Процесс разрыва в большой степени зависит от физических свойств жидкости и, в частности, от ее вязкости. Чтобы давление разрыва было наименьшим, нужно, чтобы она была фильтрующей.

Повышение вязкости так же, как и уменьшение фильтруемости жидкостей, применяемых при разрыве пластов, осуществляется введением в них соответствующих добавок. Такими загустителями для углеводородных жидкостей, применяемых при разрыве пластов, являются соли органических кислот, высокомолекулярные и коллоидные соединения нефтей (например, нефтяной гудрон и другие отходы нефтепереработки).

Значительной вязкостью и высокой песконесущей способностью обладают некоторые нефти, керосино-кислотные и нефте-кислотные эмульсии, применяемые при разрыве карбонатных коллекторов, и водо-нефтяные эмульсии. Эти жидкости и используются в качестве жидкостей разрыва и жидкостей-песконосителей при разрыве пластов в нефтяных скважинах.

Применение жидкостей разрыва и жидкостей-песконосителей на углеводородной основе для разрыва пластов в водонагнетательных скважинах может привести к ухудшению проницаемости пород для воды вследствие

образования смесей воды с углеводородами. Во избежание этого явления пласты в водонагнетательных скважинах разрывают загущенной водой. Для загущения применяют сульфид-спиртовую борду (ССБ) и другие производные целлюлозы, хорошо растворимые в воде.

Песок, предназначенный для заполнения трещин, должен удовлетворять следующим требованиям:

1) образовывать прочные песчаные подушки и не разрушаться под давлением;

2) сохранять высокую проницаемость под действием внешнего давления.

Этим требованиям удовлетворяет крупнозернистый, хорошо окатанный и однородный по гранулометрическому составу песок, обладающий высокой механической прочностью. Наибольшее применение получили чистые кварцевые пески с размером зерен от 0,5 до 1,0 мм.

Гидроразрыв пласта (ГРП) — один из методов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин.

ГРП позволяет соединить призабойную зону скважины с зоной коллектора не подвергшейся влиянию процессов происходящих при бурении и перфорации — с ненарушенной зоной пласта.

Применение ГРП на разведочных скважинах позволяет получить дополнительную информацию о характере насыщения и фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных пластов и существенно снизить капитальные вложения необходимые на этапе ввода в разработку слабоизученных зон залежей углеводородов.

Для гидроразрыва пласта, в первую очередь, выбирают скважины с низкой продуктивностью, обусловленной естественной малой проницаемостью пород, или скважины, фильтрационная способность призабойной зоны которых ухудшилась при вскрытии пласта. Необходимо также, чтобы пластовое давление было достаточным для обеспечения притока нефти в скважину. До разрыва пород скважину исследуют на приток и определяют ее поглотительную способность и давление поглощения. Результаты исследования на приток и данные о поглотительной способности скважины до и после разрыва дают возможность судить о результатах операции, помогают ориентировочно оценить давление разрыва, правильно подобрать подходящие свойства и количество жидкости для проведения разрыва, судить об изменениях проницаемости пород призабойной зоны после разрыва. Перед началом работ скважину очищают от грязи дренированием и промывают, чтобы улучшить фильтрационные свойства призабойной зоны.

Разрыв пласта осуществляется нагнетанием в трубы жидкости разрыва до момента расслоения пласта, который отмечается значительным увеличением коэффициента приёмистости скважины. После разрыва в пласт при больших скоростях и высоких давлениях нагнетают жидкость-песконоситель. Жидкость-песконоситель придавливают в пласт в объеме труб путем нагнетания в скважину продавочной жидкости, в качестве которой используют нефть для нефтяных скважин и воду — для нагнетательных. После этого устье скважины

закрывают и оставляют ее в покое до тех пор, пока давление на устье не спадет. Затем скважину промывают, очищают от песка и приступают к ее освоению.

Проще говоря, метод заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте для обеспечения притока добываемого флюида (газ, вода, конденсат, нефть либо их смесь) к забою скважины. Технология осуществления ГРП включает в себя закачку в скважину с помощью мощных насосных станций жидкости разрыва (гель, в некоторых случаях вода, либо кислота при кислотных ГРП) при давлениях выше давления разрыва нефтеносного пласта. Для поддержания трещины в открытом состоянии в терригенных коллекторах используется расклинивающий агент — проппант (обработанный кварцевый песок), в карбонатных — кислота, которая разъедает стенки созданной трещины.

После проведения ГРП дебит скважины, как правило, резко возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти традиционными способами уже невозможна или малорентабельна.

Хорошие результаты разрыва можно получить при предварительной обработке скважины соляной или глиноукислотой (смесь соляной и плавиковой), поскольку при вскрытии пласта проницаемость пород ухудшается в тех интервалах, куда больше всего проникают фильтрат и глинистый раствор. Такими пропластками являются наиболее проницаемые участки разреза, которые после вскрытия пласта при бурении на глинистом растворе становятся иногда мало проницаемыми для жидкости разрыва. После предварительной кислотной обработки улучшаются фильтрационные свойства таких пластов и создаются благоприятные условия для образования трещин.

В промытую очищенную скважину спускают насосные трубы диаметром 76 или 102 мм, по которым жидкость разрыва падает на забой. При спуске труб меньшего диаметра вследствие значительных потерь давления процесс разрыва затрудняется. Для предохранения обсадной колонны от воздействия высокого давления над пластом устанавливается пакер. Чтобы он не сдвигался по колонне при повышенном давлении на трубах рекомендуется устанавливать гидравлический якорь. Чем больше давление в трубах и внутри якоря, тем с большей силой выдвигаются и прижимаются поршеньки якоря к обсадной колонне, кольцевые грани на торце поршеньков врезаются в колонну, оказывают тем большее тормозящее действие, чем выше давление. Имеются якоря и других типов.

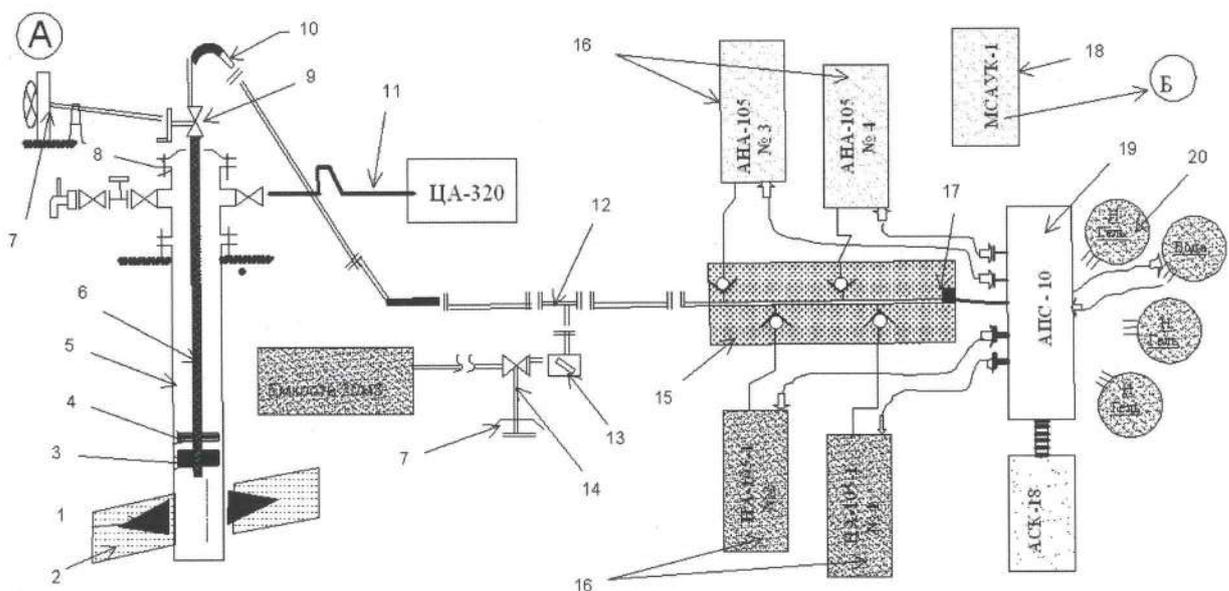
Устье скважины оборудуется специальной головкой, к которой подключают агрегаты для нагнетания жидкостей.

Кроме описанной схемы гидроразрыва, в зависимости от условий проведения процесса и его назначения применяют другие технологические схемы (рис. 2.1).

В неглубоких скважинах разрыв пласта можно проводить без спуска насосно-компрессорных труб или с трубами, но без пакера. В первом случае жидкость нагнетается непосредственно по обсадным трубам, а во втором — как по трубам, так и по кольцевому пространству. При такой технологии можно значительно уменьшить потери давления в скважине при нагнетании очень

вязкой жидкости. Для улучшения условий притока можно применять и многократный разрыв пласта. Сущность его заключается в том, что в пласте на разных глубинах создают несколько трещин и таким образом, существенно увеличивают проницаемость пород призабойной зоны в скважинах.

Весьма важным вопросом при проведении гидроразрыва, требующем особого внимания, является определение местоположения и характера образующихся трещин. Эта задача успешно решается методами радиоактивного каротожа, проводимого после введения в трещину смеси обычного и радиоактивного песка. Активацию песка осуществляют адсорбцией и закреплением на его поверхности радиоактивных веществ. Адсорбированный активный компонент можно закрепить путем покрытия песчинок нерастворимыми в воде и нефти клеящими веществами. На кривых гамма-каротожа в интервале образования трещин имеются четкие аномалии радиоактивности.



1- трещина разрыва; 2- продуктивный пласт; 3- пакер; 4- якорь; 5- эксплуатационная колонна; 6-НКТ; 7-отбойный щит; 8-крестовина; 9-задвижка устьевая; 10-линия нагнетания; 11-линия затрубья; 12- тройник; 13- манометр; 14-задвижка на сброс; 15- блок манифольдов, 16-насосный агрегат, 17-дрессель для опрессовки; 18- станция контроля и управления процессом; 19- агрегат приготовления смеси; 20- вертикальная цистерна ВЦ-40; А- пост старшего оператора.

Рисунок 2.1 - Технологическая схема процесса гидравлического разрыва пласта и размещение агрегатов и технологического оборудования

Обычно на проведении ГРП и других методов интенсификации нефтедобычи специализируются сервисные нефтяные компании (Halliburton, Schlumberger, BJServices и др. В последнее время широкое применение получил гидроразрыв пласта с применением виброволнового воздействия (HYDROVIBROFRAC).

Сущность технологии состоит в предварительном виброволновом воздействии в выбранном интервале карбонатного пласта для его

разупрочнения при проведении разрыва пласта закачкой нефтекислотной эмульсии и продавкой ее глубоко в пласт.

В отличие от известных технологий гидроразрыва пласта, при реализации которых, трещины образуются в изначально наиболее слабой зоне пласта и могут продлеваться в окружающие непродуктивные породы, в методе HYDROVIBROFRAC трещины инициируют в предварительно выбранной и подготовленной зоне интервала пласта, что обеспечивает наиболее полнообъемное развитие трещин по ширине и глубине пласта. Виброволновое воздействие при закачке химреагентов приводит к эффективной обработке ими как крупных, так и самых узких трещин и обеспечивает эффективность обработки по толщине и по простиранию пласта.

Проведение первого в мире ГРП приписывается компании Halliburton, выполнившей его в США в 1949 году. В качестве жидкости разрыва в тот момент использовалась техническая вода, в качестве расклинивающего агента — речной песок. Позже проводились ГРП и в СССР, разработчиками теоретической основы явились советские учёные Христианович С. А., Желтов Ю. П. (1953 год), также оказавшими значительное влияние на развитие ГРП в мире. ГРП используют также для добычи метана из угольных пластов, а также сланцевого газа. Впервые в мире гидроразрыв угольного пласта был произведён в 1954 году в Донбассе.

Документальный фильм «Gasland» (независимое исследование автора, JoshFox) освещает целый ряд экологических проблем, связанных с использованием гидроразрыва пласта. По мнению создателя фильма, ГРП приводит к появлению в скважинной воде множества примесей, вредных для человека, включая бензол, толуол, этилбензол и диметилбензолы. Для каждой операции ГРП используется от 80 до 300 тонн химикатов. В местах, где используется ГРП вода становится непригодна для питья, люди чаще болеют, ухудшается качество воздуха.

2.2 Технологический расчет по теме дипломной работы

Ниже представлены результаты расчета давления ГРП по скважине 13 месторождения Кумколь:

Глубина скважины $H_{скв} = 1450$ м;

Прочность породы на разрыв $\sigma_p = 1,2$;

Гидравлические потери давления в трубах $\rho_{тр} \approx 0,9$ МПа;

Средняя плотность осадочных пород ρ_n , кг/м³, $\rho_n = 2650$ кг/м³;

Ускорение свободного падения $g = 9,81$ м/с²;

Плотность жидкости разрыва, $\gamma_{жр}$, кг/м³, $\gamma_{жр} = 1000$ кг/м³;

Определим параметры ГРП.

1. Максимальное давление на устье при ГРП определяют по формуле:

$$P_y = P_{pc} - \gamma_{жр} g H_{скв} + \rho_{тр}, \text{ МПа} \quad (2.1)$$

$$P_y = 38,89 - 10^{-6} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1450 + 0,9 \approx 25,57 \text{ МПа}$$

где P_{pc} - максимальное давление ГРП, МПа, определяют по формуле:

2. Максимальное давление на забое при ГРП определяют по формуле:

$$P_{pc} = P_{гор} + \sigma_p, \text{ МПа} \quad (2.2)$$

$$P_{cp} = 37,69 + 1,2 = 38,89 \text{ МПа}$$

$P_{гор}$ - величина горного давления, МПа, определяют по формуле:

3. Горное давление определяем по формуле:

$$P_{гор} = 10^{-6} \rho_n g H, \text{ МПа} \quad (2.3)$$

$$P_{гор} = 10^{-6} \cdot 2650 \cdot 9,81 \cdot 1450 = 37,69 \text{ МПа}$$

Таким образом, на скважинах месторождения Кумколь ожидаемое максимальное давление ГРП на устье составляет $\sim 25,6$ МПа, максимальное давление на забое $\sim 38,9$ МПа.

4. Необходимое число насосных агрегатов:

$$N = (P_y Q / P_o Q_{актс}) + 1 = (25,57 \cdot 21,2) / (138 \cdot 21,2 \cdot 0,7) + 1 = 1,3 \approx 2 \text{ (шт)} \quad (2.4)$$

где P_o - рабочее давление агрегата, 138 МПа;

- Q_a - подача агрегата при этом давлении, 21,2 л/сек;

- $ктс$ - коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы ($ктс = 0,5-0,8$).

Таблица 2.10 - Техническая характеристика НQ-2000

Скорость	Подача, л/с	Давление, МПа
I	21,2	138
II	30,3	96,5
III	38,2	77,9
IV	46,8	62,1
V	67,4	44,8

5. Объем жидкости для продавки жидкости-песконосителя:

$$V_{п} = 1,3 \cdot 0,785 \cdot d^2 \cdot L = 1,0205 \cdot 0,081^2 \cdot 1450 = 9,7 (\text{м}^3) \quad (14)$$

где - d – внутренний диаметр НКТ, м;

- L – длина скважины, м.

6. Продолжительность гидроразрыва одним агрегатом при работе его на III скорости:

$$t = (V_{ж.р.} + V_{ж.п.} + V_n) / Q_a = (30 + 55 + 9,7) / 21,2 \cdot 10^{-3} \cdot 60 = 74,5 \approx 75 \text{ (мин)} \quad (2.5)$$

где - $V_{ж.р.}$ – объем жидкости разрыва, м^3 ;

- $V_{ж.п.}$ – объем жидкости-песконосителя, м^3 .

Содержание песка принимаем $c = 200$ кг на 1 м^3 жидкости-песконосителя, темп закачки $Q = 21,2$ л/с, что значительно больше минимально допустимого при создании вертикальных трещин. Количество песка, затрачиваемого на одну операцию, примем $G_n = 11$ тонн. Объем жидкости-песконосителя определяем по формуле:

$$V_{ж.п.} = G_n / c = 11000 / 200 = 55 (\text{м}^3) \quad (2.6)$$

При ГРП непрерывно закачивают жидкость разрыва в объеме 30 м^3 .

3 Экономическая часть

3.1 Расчет экономической эффективности

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 $q_2=20$ тонн/сутки. Дебит скважины до внедрения составляет $q_1=5$ 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:

$$Q_2=q_2 \cdot T_3 \cdot K_3, \quad (3.1)$$
$$Q_2=20 \cdot 365 \cdot 0,95=6935 \text{ тонн/год.}$$

Дебит за то же время без обработки скважины составил бы:

$$Q_1=5 \cdot 365 \cdot 0,95=1734 \text{ тонн/год.}$$

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

$$\Delta Q=Q_2 - Q_1, \quad (3.2)$$
$$\Delta Q=6935 - 1734=5201 \text{ тонн/год.}$$

Определим себестоимость 1 тонны нефти по скважине до внедрения мероприятия по повышению производительности скважины:

$$C_1=Z_r/Q_1, \quad (3.3)$$

где Z_r – сумма годовых эксплуатационных затрат по статьям калькуляций, тг;
 $C_1=27892086/1734=16085$ тг.

Таким образом, себестоимость 1 тонны нефти без обработки скважины составит 16085 тг на конец года.

Определим себестоимость одной тонны нефти после обработки:

$$C_2=Z_r/Q_2=39505563/6935=5696 \text{ тг.} \quad (3.4)$$

Определение годового экономического эффекта от внедрения мероприятия.

В итоге экономический эффект составил 23242544 тенге.

Технико-экономические показатели до и после внедрения мероприятия по гидравлическому разрыву пласта указаны в таблице 3.5

Таблица 3.5

Статьи затрат	До внедрения мероприятия	После внедрения мероприятия	Изменение затрат
Расходы на электроэнергию по извлечению нефти, тг	406 895	1 627 630	1 220 735
Расходы по искусственному воздействию на пласт, тг	302 520	1 210 115	907 595
Фонд оплаты труда, тг	2 205 104	2 205 104	-
Социальные отчисления (31%)	683 582	683 582	-
Амортизация скважины, тг	14 400 750	14 400 750	-
Сбор, транспортировка и подготовка нефти, тг	1 558 236	6 234 565	4 676 329
Текущий ремонт скважины, тг	3 456 180	3 456 180	-
Общепроизводственные расходы, тг	4 832 786	8 548 874	3 716 088
Внепроизводственные расходы, тг	46 031	104 775	58 744
Затраты на проведение обработки, тг	0	1 033 986	1 033 986
Итог затрат, тг	27 892 086	39 505 563	11 613 477
Добыча нефти, тг	1 734	6 935	5201
Себестоимость 1т нефти, тг/т	16 085	5 696	-10 389
Экономический эффект, тг			23 242 544

4 Охрана труда

4.1 Опасные и вредные производственные факторы

На месторождении Кумколь работающие могут подвергаться воздействию различных опасных и вредных производственных факторов, подразделяемых по ГОСТ 12.0.003-74 на следующие классы:

Физические, химические, биологические и психофизиологические.

Физические опасные и вредные производственные факторы подразделяются на следующие:

- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенная или пониженная влажность воздуха.

Химические опасные и вредные производственные факторы подразделяются:

- токсические;
- раздражающие;
- sensibilizing;
- канцерогенные;
- мутагенные.

Биологические опасные и вредные производственные факторы включают следующие биологические объекты:

- патогенные микроорганизмы (бактерии, вирусы, риккетсии, спирохеты, грибы, простейшие)
- микроорганизмы (растения и животные)

Психофизиологические опасные и вредные производственные факторы по характеру действия подразделяются на следующие:

- физические перегрузки;
- нервно-физические перегрузки;
- умственное перенапряжение;
- монотонность труда;
- эмоциональные перегрузки.

Безопасность на месторождении осуществляется благодаря основным нормативным актам в области промышленной безопасности.

Работникам месторождения предоставляется средства индивидуальной защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов.

5 Охрана окружающей среды

5.1 Охрана атмосферного воздуха

Источниками воздействия месторождения на атмосферный воздух, является технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательных производств, необходимые для добычи, сбора, переработки и транспорта продукции и углеводородного сырья.

Организованными источниками выбросов являются дымовые трубы котельной, факельные системы групповых замерных установок, вентиляционные трубы промышленного помещения.

К неорганизованным относятся источники, выброс загрязняющих веществ от которых происходит через неплотности сальников, фланцевых соединений, контрольной и запорно-регулирующей арматуры, неплотности арматуры, неплотности в оборудовании и установках, открытые поверхности твердых, жидких и газообразных сред.

5.2 Охрана водных ресурсов

Возможными источниками загрязнения поверхностных и подземных вод являются неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые воды, промплощади предприятий, фильтрационные утечки вредных веществ из емкостей, трубопроводов и других сооружений.

Водоснабжение проектируемых площадок запроектировано с учетом охраны и комплексного использования вредных ресурсов. Источниками водоснабжения являются подземные воды.

5.3 Охрана земельных ресурсов

Земля может выделяться в бессрочное (без заранее установленного срока) или временное пользование. Колхозам, например, земля передана навечно (в бессрочное пользование). Временное пользование землей может быть краткосрочным (до трех лет) и долгосрочным (от трех до десяти лет). При необходимости эти сроки могут быть продлены на период, не превышающий соответственно сроков краткосрочного или долгосрочного временного пользования.

Для строительства предприятий, жилых объектов, железных и автомобильных дорог, линий электропередачи, магистральных трубопроводов и других нужд выделяются непригодные для сельского хозяйства земли и уголья худшего качества.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За последние годы из скважин месторождения Кумколь было добыто 3223,750 тыс. тонн нефти, 22407,104 тыс. тонн жидкости и 313,054 млн. м³ газа.

Эксплуатация скважин ведется, в основном, механизированным способом. На 5.02.2010 г. на территории АО «PETRO KAZAKHSTAN» числятся всего 488 скважин, из них 365 скважин находятся в эксплуатационном добывающем фонде, в нагнетательном фонде - 100 скважин, в наблюдательном - 9 скважины (КРС-2219 б/с, 2271, 2221н, 2245д, 2284, 33р, 2390, 220 б/с, 2283н), 19 водозаборных скважин, в наблюдательном техническом водозаборном фонде - 4 скважины (1Н, 2Н, 3Н, 4Н), в консервации - 2 скважины (4р, 2275), ликвидированные - 2 скважины (2272, 2273), перевод под нагнетание - 1 скважина (32р), ввод новых скважин с начала года - 4 скважины (2387эцн, 2513эцн, 3368эцн, 3437эцн).

На месторождении Кумколь с целью интенсификации притока жидкости из пласта в скважину применялись следующие технологии:

- гидравлический разрыв пласта (ГРП);
- многокомпонентный кислотный состав (МКС-2).

Гидравлический разрыв пласта

Сущность ГРП состоит в том, что посредством закачки жидкости в пласт при высоком давлении происходит раскрытие естественных или образование искусственных трещин. Закрепление трещин с сохранением их высокой пропускной способности после окончания процесса осуществляется закачкой пропантанта.

В качестве жидкости разрыва используются гелевые растворы на водной основе.

Жидкость разрыва должна обладать высокой несущей или удерживающей способностями по отношению к расклинивающим агентам и быть совместимой с флюидами продуктивного пласта.

Давление разрыва достигают закачкой в скважину жидкости под высоким давлением. В продуктивном пласте при этом открываются существующие трещины и микротрещины или создаются новые, которые могут заметно улучшить гидродинамическую связь между пластом и скважиной.

Гидравлический разрыв пласта - одно из эффективнейших средств воздействия на призабойную зону скважин. Этот метод применяется для освоения скважин для повышения продуктивности нефтяных и газовых месторождений и для повышения поглотительной способности нагнетательных скважин, при изоляции пластовых вод и т. д.

Процесс гидроразрыва пластов заключается в создании искусственных и расширения имеющихся скважин в породах призабойной зоны воздействием повышенных давлений жидкости, нагнетаемой в скважину. При повышении давления в породах пласта образуются новые или открываются или расширяются имеющиеся трещины. Вся эта система трещин связывает скважину с удаленными от забоя продуктивными частями пласта. Для предотвращения смыкания трещин после снижения давления в них вводят

крупнозернистый песок, добавляемый в жидкость, нагнетаемую в скважину. Радиус трещин может достигать нескольких десятков метров. Гидродинамическую эффективность метода и максимальное увеличение дебита скважины в результате гидроразрыва пластов можно оценить, исходя из следующего.

Трещины, по сравнению с пористой средой нефтяных коллекторов, обладают более высокой пропускной способностью, поэтому можно допустить, что проницаемость призабойной зоны в радиусе трещины после разрыва стала бесконечно большой. Тогда приток к такой скважине можно рассчитывать, принимая ее радиус равным радиусу трещины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Садыков Д.Ш., Истомина Е.Е., Садыкова Г.Д. Анализ данных по состоянию недр при добыче углеводородов. Алматы: Гылым, 2003. 167 с.
2. Исмаилов и др. База данных по месторождениям углеводородов Казахстана. Алматы: КазНТУ, 1990. 2003.
3. Земля. Введение в общую геологию. Т. II. М: Мир, 1994. 845с.
4. Месторождения нефти и газа Казахстана: Справочник. Алматы: ИАЦ, 1999. 322 с.
5. Кобзырев Г.Ю., Сапожников Р.Б., Шлезингер А.Е. Строение Арыскупского прогиба Южно-Тургайской впадины по данным сейсморазведки // Бюл. Моск. об-ва испытателей природы. Отд. геол.– 1990.– Т. 76.– Вып. 4.– С. 48–57.
6. Нефтегазоносные комплексы Южно-Тургайской впадины / Х.Х. Парагульгов, А.Б. Ли, Т.Х. Парагульгов, Г.П. Филипьев // Вестник АН КазССР.– 1990.– № 1.– С. 49–59.
7. Русак О. Н., Кондрасенко В. Я. , «Безопасность жизнедеятельности в техносфере» ,учебное пособие, Красноярск, 2001
8. Тайкулакова Г.С., «Оптимизация методов экономической оценки эффективности нефтедобывающих предприятий», учебное пособие, Алматы, КазНТУ, 2007
9. Мищенко И.Т. «Расчеты при добыче нефти и газа», Москва, 2008
10. Бойко В.Т. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений», Москва, Недра, 1990
11. «Анализ разработки месторождения Кумколь», реферат
12. «Оперативный анализ текущего состояния разработки месторождения Кумколь», работа АО «Petro Kazakhstan» и ООО «ПермНИПИнефть» , 2006
13. «Авторский надзор по системе разработки месторождения Кумколь» «Проект разработки нефтегазового месторождения Кумколь», от 24.06.99 г.
14. Е.Б. Андреев, А.И.Ключников, А. В.Кротов, В.Е.Попадько, И.Я.Шарова Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа, 2008
15. Базовый проект модернизации месторождения Кумколь контрактной территории АО «Petro Kazakhstan», 2009
16. Айдарбаев А.С. Теория и практика разработки нефтяного месторождения Кумколь. Алматы, Гылым 1999 г.