МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра геологии нефти и газа

Нурабаева Аружан Берикбаевна

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

дипломной работы

На тему: «Изучение физико – химических свойств нефти и газа, а также нефтегазопромысловых характеристик разработки месторождения Кумколь»

Специальность 5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра геологии нефти и газа

ДОПУСК К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой
Ассоц. Профессор, PhD
_____ Т.А.Енсепбаев
«16» ____05____2019г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
дипломной работы

На тему: «Изучение физико – химических свойств нефти и газа, а также нефтегазопромысловых характеристик разработки месторождения Кумколь»

Специальность 5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Выполнила: _____А.Б. Нурабаева

Научный руководитель
к.г-м.н., сеньор лектор
_____ Р. Х. Узбекгалиев
«15» ____05____2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра геологии нефти и газа

5В070600 – «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой
Ассоц. Профессор, PhD
_____ Т.А.Енсепбаев
«05» _____03_____ 2019г.

ЗАДАНИЕ

на подготовку дипломной работы

Обучающейся: Нурабаевой Аружан Берикбаевны
Тема работы: « Изучение физико – химических свойств нефти и газа, а также нефтегазопромысловых характеристик разработки месторождения Кумколь»
Утверждена приказом Университета №1168-б от «17» октября 2018 г.
Срок сдачи законченной работы «14» мая 2019г.
Исходные данные дипломной работы:
Графические и текстовые материалы преддипломной практики.
Перечень подлежащих разработке в дипломной работе вопросов или краткое содержание дипломной работы:
а) общие сведения;
б) геологическое строение
в) нефтегазоностность
г) охрана недр и окружающей среды;
д) заключение.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):
а) обзорная карта
б) литологическая колонка;
в) тектоническая карта (геологическая карта месторождения);
г) структурные карты (план расположения разведочных скважин);
д) геолого-геофизические профиля.

Подготовка дипломной работы

ТАБЛИЦА

Наименования разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Срок представления научному руководителю	Примечание
Геологическая часть	Узбекгалиев Р. Х.	15.01.19
Изучение физико – химических свойств и нефтегазопромысловых характеристик	Узбекгалиев Р. Х.	29.01.19
Методы повышения нефтеотдачи	Узбекгалиев Р. Х.	12.02.19
Охрана окружающей среды	Узбекгалиев Р. Х.	15.04.19

Подписи

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

Наименования разделов	Научный руководитель, консультант, Ф.И.О. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Узбекгалиев Р. Х. к.г-м.н., сеньор лектор	15.01.2019	
Изучение физико – химических свойств и нефтегазопромысловых характеристик	Узбекгалиев Р. Х. к.г-м.н., сеньор лектор	29.01.2019	
Методы повышения нефтеотдачи	Узбекгалиев Р. Х. к.г-м.н., сеньор лектор	12.02.2019	
Охрана окружающей среды	Узбекгалиев Р. Х. к.г-м.н., сеньор лектор	15.04.2019	
Нормоконтролер	Санатбеков М.Е. ассистент	15.05.2019	

Научный руководитель_____ Р.Х. Узбекгалиев

Обучающийся к выполнению задания получил студент_____ А.Б. Нурабаева
(подпись)

Дата выдачи задания «17» октября 2018 г.

АҢДАТПА

Дипломдық жұмыста Құмкөл кен орнын игерудің геологиялық және геофизикалық материалдар, физика-химиялық, резервтік қасиеттері, балшықтан, кеуектіліктен және мұнайдың қанықтылық коэффициенттерінен тұратын мұнай кен орындарының сипаттамалары зерттеліп, талданады. Зерттелген барлық мәліметтерге сүйене отырып, кен орнында мұнай өндіруді жақсарту үшін ғылыми негізделген және оңтайлы әдіс жақсартылған Taber скрининг кестесін қолдана отырып таңдалады.

Жұмыстың мақсаты - осы саладағы барлық деректерді терең талдау және техникалық және экономикалық жағынан мұнай өндіруді ұлғайту әдістерінің қолданылуы.

АННОТАЦИЯ

В дипломной работе проводится изучение и анализ нефтепромысловых характеристик разработки месторождения Кумколь, включающие геолого-геофизические материалы, физико-химические, коллекторские свойства, оценка коэффициентов глинистости, пористости и нефтенасыщения. На основе всех изученных данных проводится подбор научно - обоснованного и оптимального метода повышения нефтеотдачи для месторождения при помощи усовершенствованной таблицы скрининга Табера.

Целью работы является глубокий анализ всех данных месторождения и применимость методов увеличения нефтеотдачи с технической и экономической стороны.

ANNOTATION

The thesis examines and analyzes the oil field characteristics of the Kumkol field development, including geological and geophysical materials, physico-chemical, reservoir properties, assessment of clay, porosity and oil saturation coefficients. Based on all the studied data, a scientifically based and optimal method for enhancing oil recovery for the field is selected using the improved Taber’s screening criteria.

The aim of the work is a deep analysis of all data from the field and the applicability of methods to increase oil recovery from the technical and economic side.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введенние	7
1	Геологическая часть	8
1.1	Общие сведения о месторождении	8
1.2	История геологической изученности	8
1.3	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	9
1.4	Тектоника	11
1.5	Нефтегазоносность	12
1.6	Гидрогеология	14
2	Изучение нефтепромысловых характеристик месторождения	16
2.1	Физико-химическая характеристика нефти и газа месторождения Кумколь	16
2.2	Коллекторские свойства и литологическое расчленение разрезов скважин	18
2.3	Выделение пластов коллекторов	23
2.4	Оценка коэффициента глинистости	25
2.5	Оценка коэффициентов нефтенасыщения коллекторов	28
2.6	Методы повышения нефтеотдачи	30
3	Экономическая эффективность выбранных методов увеличения нефтеотдачи	37
4	Охрана труда и окружающей среды	39
	Заключение	40
	Список использованной литературы	41
	Приложение А Обзорная карта	46
	Приложение Б Геологический разрез по линии Арыскум – Улутау	47
	Приложение В Структурная карта по кровле коллектора ОГ-III’	48
	Приложение Г Тектоническая схема Арыскумского прогиба	49
	Приложение Д Профильный разрез месторождения по линии I-I	50
	Приложение Е Использованная для преобразования таблица скрининга	51

ВВЕДЕНИЕ

Самым распространенным энергоисточником, непосредственно, была и является по сей день нефть. Помимо этого, спрос на нефть возрастает и сохраняет эту тенденцию.

Первые добычи нефти на большинстве месторождениях были уже в XX веке и на основании этого, объективно будет предположить, что их значительная часть в наши дни - на четвертом (завершающем) этапе разработки. На сегодняшний день мировые запасы, которые до сих пор не были полностью извлечены из недр насчитывают больше половины изначальных запасов. Вследствие этого, ежегодно вырабатываются более современные, оптимальные и, вместе с тем, экономически выгодные способы воздействия на пласт с целью дальнейшего рационального извлечения нефти. В основном, при подборе метода, значительнее всего учитываются экономический и технологический аспекты в технологиях разработки.

Как мы знаем, каждое месторождение имеет особые нефтепромысловые характеристики, которые способствуют появлению тех или иных осложнений разработки: повышенная парафинистость и смолистость, ухудшение проницаемости слоев и т.д.

Целью данной работы является изучить все нефтепромысловые характеристики месторождения Кумколь и по этим данным выделить наиболее эффективный и рентабельный метод увеличения нефтеотдачи.

Задачей дипломной работы является исследование физико – химических свойств углеводородов и коллекторские свойства толщин; изучение методики литологического расчленения, выделение пластов коллекторов, оценки глинистости и нефтенасыщения коллекторов. По исследованным параметрам выполнение скрининг отбора оптимального МУН по таблице Табера.

Научная новизна работы состоит в том, что в работе впервые применен метод скрининга при выборе подходящего метода увеличения нефтеотдачи с добавленными критериями, являющиеся предпочтительными для месторождений Казахстана.

Актуальностью работы является научное обоснование подбора метода при помощи скрининговогo исследования Табера. Скрининговые исследования являются непосредственно критериями отбора, с которыми сопоставляются свойства нефти и пласта при методике выбора МУН. По данным исследованиям выявляют оценку целесообразности применения методов повышения нефтеотдачи исходя из ограниченного числа характеристик породы – коллектора и флюидов.

Методические основы. Основой дипломной стали научные статьи, которые являются наиболее цитируемыми в Обществе Инженеров Нефтяников (SPE).

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

Кумколь расположен непосредственно в Кызылординской области, часть которого дана Карагандинской в долговременное использование. (Приложение А)

Наиболее близкими заселенными точками считаются ЖД станции Джалагаш и Джусалы, у которых дистанция до центра города 180 км [1].

В 230 км от восточной части Кумколя расположен нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент, также в 20 км от северо-восточной части – ЛЭП Жусалы-Ленинск. Географически данный район занимает юго – восточную половину Тургайского прогиба. С геоморфологической стороны он является равниной с абсолютными отметками рельефа 105 – 165 метров над уровнем моря.

В данном регионе преобладают резко континентальные климатические условия с частой межсезонной и ежесуточной изменчивостью температуры, а также с минимальным числом осадков. Зимнее время считается сезоном с значительным количеством осадков до 160 мм, помимо этого, характерны данному периоду вьюга и сильные ветра. Средняя температура в летний период - +30 ºС, +35 ºС, что касается зимнего – ниже 40 ºС.

Помимо этого, к южной части от месторождения Кумколь находятся Арыскумское песчаное скопление, которое сложено полузакрепленными грядово-бугристыми песками и значительно высыхающее озеро Арысь. Северная часть Кумколя отличается тем, что идет поднятие до 150-200 метров, а северо – восточная часть сходится с Улытауской возвышенностью. Что касается западной части, здесь расположен уступ высотой 60-80 м, который обособляет низменность от возвышенного плоскогорья с отметками 210-260 метров [1].

Так как зона является полупустынной, здесь преобладают характерные животные и растительность. Минерализация подземных вод меловых отложений составляет около 0.8 г/л на глубине 60 – 70 м. Используются эти воды в основном в технических целях.

Специфичный растительный покров характерен для полупустынной местности.

Водные артерии на площади месторождения отсутствуют. Степь покрыта типичной для полупустынь ксерофильной растительностью, в осенне-зимний и весенние периоды изобилует сайгой [1].

1.2 История геологической изученности

Южно – Тургайская впадина была добавлена к числу нефтегазоносных областей страны с обнаружением нового скопления залежей в 1984 году.

Месторождение было подготовлено к буровому процессу с помощью геофизических работ. Сами поиск и разведка данного региона были выполнены нефтеразведочной кампанией «ЮКГ». Также Тулькубасская организация

выполнила геофизические исследования скважин, а Министерство геологии и «ЮКГ» были ответственны за ведение деятельности по промышленной части [1,10].

За 20 лет до открытия месторождения Кумколь, параметрическая горная выработка была пробурена Актюбинским объединением нефтеразведки до 1700 метров на севере данной нефтегазоносной области. Работы были осуществлены для того, чтобы расценить возможное содержание нефти и газа. Выработка обнаружила разрез меловых, палеогеновых и юрских отложений, доходя до палеозойских обломочных пород, однако в результате было выявлено бесперспективность нефти и газа данной зоны.

При исследовании разреза раннекаменноугольного и позднедевонского отложений, было установлено несколько выявлений нефти, тем не менее отсутствовали промышленные притоки, что вследствие привело к окончанию разведочных работ.

Начальное свидетельство нефтегазоносности каменноугольных (ранний турнейский - фаменский ярусы), позднеюрских и раннемеловых отложений было выявлено при помощи буровых работ профильно – структурными горными выработками. Скважины были расположены в северной части возвышенности района (палеогеновая площадь) при использовании различных материалов по бурению на карте. Таким образом, углеводороды были обнаружены при помощи дальнейших работ в раннемеловых отложениях в восточной части месторождения [1].

За год до открытия месторождения были проведены сейсмические работы, с помощью которых был проявлен структурный контур месторождения. Таким образом, были начаты буровые работы в сводовой части залежи по третьему отражающему горизонту, в результате которых в начале следующего года был получен приток нефти.

1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

После проведения всех необходимых буровых работ были выявлены мезозойско – кайнозойские отложения (мощность до 1640 м), под которыми залегает раннепалеозойско – протерозойский фундамент. (Приложение Б, В)

Мощность фундамента составляет 250 м и его слагают непосредственно такие породы, как глины гидрослюдисто – каолинитового типа, сменяющиеся в гнейсы. Породы характеризуются чрезмерным дислоцированием и ожелезнением.

Юрская система

Отложения юры подразделяются на 2 этажа: юрский тафрогенный и мел палеогеновый. Состоят также из среднего отдела (дощанская свита) и верхнего отдела (акшабулакская и кумкольская свиты) [10].

Средний отдел (свита дощан) состоит в основном из сменяющихся песчаников, аргиллитов и алевролитов. В кровле наблюдаются такие же слои

чередования данных пород, являющимися нефтегазоносными (четвертый юрский горизонт). Южная и западная части характеризуются выклиниванием. Верхние отложения юры лежат над средним отделом и сложены в основном из песчаников и глин. Свита кумколь подразделяется на 3 подсвиты, из которых средняя сложена песчаниками и алевролитами, переменно сменяясь с глинистыми прослоями, при этом толщина доходит до 60 м. Третий юрский продуктивный горизонт расположен на кровле данной подсвиты.

Верхней подсвите кумкольской свиты характерно расположение первой и второй юрских продуктивных горизонтов, отделенных между собой глинистыми слоями, и сложена она также, как и средняя, песчаниками и алевролитами.

Что касается второй свиты верхнеюрских отложений (акшабулак), то она расположена над свитой кумколь. Особенностью данной свиты является расположение характерного стратиграфического несогласия. Она состоит также из двух подсвит и сложена из глин, алевролитов, песчаников и редких прослоев известняков.

Меловая система

Данная система состоит из двух отделов – верхний (нижнетуронский ярус (балапанская свита) и отложения между верхнетуронским и сенонским ярусами) и нижний (даульская, карачетауская и кызылкиинская свиты)[10].

Первая даульская свита нижнего отдела также делится на 2 подсвиты, одна из которых включает в себя арыскумский горизонт. Этот горизонт сложен песчаниками, алевролитами и глинами, помимо этого его кровля и в целом верхние пачки – нефтеганзоносные (первый и второй меловые продуктивные горизонты). Мощность составляет – 60 – 120 м.

Особенностью второй верхней подсвиты является то, что она считается покрышкой над арыскумским горизонтом, так как состоит в основном из глин и алевролитов. Мощность данной подсвиты – 110 – 160 м.

Мощность верхнедаульской подсвиты составляет 160 – 240 м и расположена в промежуточной и нижней частях. Помимо этого, она сложена здесь красноцветными и песчаными глинами.

Выше даульской свиты расположены аптский и альбский отложения и входят в одну карачетаускую свиту. Данная свита сложена (снизу вверх) из серых песчаников, которые переслаиваются с гравелитами и глин. Мощность составляет 240 – 340 м. Характерной особеностью является насыщенность пород следами углефицированных растительных остатков.

Следуя этому, над карачетауской свитой расположена кызылкиинская свита, в которую входят отложения альбского и сеноманского ярусов и представлена непосредственно разноцветными глинами и алевролитами, переменно сменяющихся песчаниками. Мощность составляет 85 – 180 м.\

Верхнемеловые отложения включают сенон – туронские ярусы. Балапанская свита расположена между нижнетуронской и кызылкиинской свитами и представлена в основном зелеными и серыми глинами и песчаниками, сформировавшимися в результате влажного климата. Мощность данной свиты варьируется от 80 – 140 м. Над балапанской же свитой равномерно залегают

сенонские и туронские отложения и сложены они непосредственно сменяющимися разноцветными глинами и песчаниками, а в верхней части полностью переходят на сероцветные глины и пески с редкими слоями карбонатов, которые были сформированы в результате береговых мель. В сумме мощность верхнемеловых отложений варьируется около 220 – 370 м.

1.4 Тектоника

Данный изучаемый нефтегазоносный бассейн с точки зрения географического расположения и геолого – промысловых характеристик является нефтегазоносным районом.

Южно – Тургайская нефтегазоносная область подразделяется на три структурных этажа: нижний – фундамент, средний –промежуточный и верхний – платформенный. Нижний этаж представлен различными метаморфическими докембрийскими породами. Платформенная часть подразделяется на 2 яруса: нижний тафрогенный и верхний платформенный. Помимо этого, в данном этаже линейно расположены (слева направо) четыре грабена – зоны генерации УВ (Арыскумкская, Акшабулакская, Сарыланская и Бозингенская) и отделяющие их три горста – нефтегазоносных зон (Аксайская, Ащисайская и Табакбулакская). Аксайская и Ащисайская нефтегазоносные зоны имеют наибольший интерес и расположны в центре прогиба, а Табакбулакская сччитается перспективной зоной[2]. (Приложение Г)

Арыскумская зона генерации находится на западе Арыскумского прогиба и отличается тектоническими нарушениями (разломами). Также эта зона является помимо зоной генерации еще и нефтегазонакопления. Акшабулакская зона расположена в центре прогиба и она подразделяется на 3 прогиба: северную, центральную и южную. Сарыланская зона генерации расположена в северо – восточной части Арыскума; Бозингенская зона занимает восточную часть[2].

В восточной части Арыскумской зоны (верхняя часть грабена) расположены многие месторождения, считающиеся зонами нефтегазонакопления, что подтверждает важность антиклиналей в поиске нефтегазоносности. В отношении Арыскумского прогиба, зоной генерации и нефтегазонакопления углеводородов являются нижние и средние отложения юры, имеющие огромную ценность в данной области. Зона нефтегазонакопления обособлена от генерационной вертикально [2].

Все имеющиеся виды ловушек расположены в восточной части Арыскумского прогиба, из них неантиклинальными являются 35, а ловушки в качестве объектов второй очереди – 76.

Изучаемое месторождение в тектоническом плане занимает южную часть Ащисайской зоны, находящуюся между Акшабулакской и Сарыланской зонами.

Исходя из данных геофизических исследований (сейсморазведка) в юрских отложениях Кумкольской возвышенности выделены 2 поверхности. К третьему отражающему горизонту (IIIа) приурочена 1-ая поверхность, расположенная в кровельной части свиты кумколь – первого юрского горизонта. 2-ая же

поверхность относится к третьему (1) отражающему горизонту (III1a), который соответствует кровельной части средней подсвиты кумкольской свиты – четвертого юрского горизонта.

По кровельной части первого юрского продуктивного горизонта размеры поднятия – 19·7 км по изогипсе – 1250 м, при амплитуде 110 м. Антиклинальная форма структуры северо – западного простирания, в восточной части – разлом. [2,10]

Структурные планы по третьему (III) и третьему (1) отражающему горизонту (III1a) – совпадают.

По данным, полученным в результате бурения, было выявлено, что восточная часть структуры юрских отложений имеет крутое погружение.

В разрезе нижнемеловых отложений расположен второй арыскумский горизонт (IIar), который соответствует с кровельной частью Арыскумского горизонта (первый меловой продуктивный горизонт). Данный отражающий горизонт выделяет месторождение как двухсводовую линейную антиклиналь субмеридионального простирания, восточная часть которой осложнена изгибом пласта и соответствующей тектоническому нарушению (разрывает отложения юры). Структура выделяется такими размерами: 15·4 км по изогипсе – 900 м, при амплитуде южного свода – 45 м. Северная часть купола более пологая и имеет амплитуду 30 м. [1]

При соотношении структурных планов горизонтов юры и мела, выслеживается значительное выполаживание поверхностей горизонтов юры.

1.5 Нефтегазоносность

Разрез месторождения подразделяется на шесть продуктивных горизонтов, среди которых два относятся к отложениям мела (даульская свита, арыскумский горизонт и неокомский ярус), три приурочены к позднеюрским отложениям (кумкольская свита) и один – к среднеюрским отложениям [1]. (Приложение Д)

Горизонт М-I. Приурочены пачки глин и алевролитов, выполняющие роль покрышек над первым меловым продуктивным горизонтом, мощностью до 175 м. Среднее значение толщины горизонта – 17 м. В горизонте расположены четыре пласты – коллекторы (К расчлененности - 4). В большинстве скважин имеются минимум один пласт – коллектор, относящийся к разным частям горизонта. Наибольшее число данных пластов – 12. По площади пласты-коллекторы расположены в горизонте повсеместно (коэффициент распространения - 1). Коэффициент песчанистости около 0,7.

Среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины в общем по М-I горизонту составляет 8 м при наименьшем 0,7 и наибольшем 19 м. Водонефтяной контакт по данным опробования и геофизических исследований расположен на глубине – 980 – 993 м. Тип залежи – пластово - сводовая, размеры которой – 15·4 км, а высота – 49 м.

Горизонт М-II обособлен от вышележащего прослоя глин толщины до 20 м. Наибольшая толщина горизонта составляет 95.6 м (среднее - 70 м).

Особенность данного горизонта – сильная расчлененность (К расчленения – 8). Количество прослеживающихся пластов коллекторов составляет 14. Коэффициент песчанистости – 0.75, распространения – 1.

Эффективная нефтенасыщенная толщина варьируется от 0,5 до 17 (среднее – 8.75). Водонефтяной контакт по данным опробования и геофизических исследований расположен на глубине – 990 – 998 м. Тип залежи – массивная, размеры которого 5.4·2.8 км, а высота – 25 м.

Горизонт Ю-I обособляется от второго мелового горизонта прослоем глин мощностью до 120 м.

Общая мощность (средняя) горизонта составляет – 15 м, при этом наибольшая – 28 м. В границах данного горизонта расположены четыре пласты коллекторы. В большинстве скважин имеются минимум один пласт – коллектор, относящийся к разным частям горизонта. Наибольшее число данных пластов – 17. Коэффициенты расчлененности – 4, распространения – 0.94 и песчанистости – 0.54. Данный горизонт приурочен к нефтегазовой залежи, характеризующаяся как самая крупная площадь нефтегазоносности.

Эффективная газонасыщенная толщина варьируется от 0,5 до 15.6 (среднее – 16,9). Среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины – 7.6 м, при вариациях от 0,7 до 18 м. Газонефтяной контакт отмечается на глубине – 1110,7 м. Водонефтяной контакт по данным опробования и геофизических исследований отмечается на глубине – 1190 – 1301 м. Тип залежи – пластовая сводовая, осложнена тектоническим нарушением. Размеры составляют – 18·7,4 км, высота – 140 м.

Горизонт Ю-II от вышезалегающего горизонта обособлен прослоем глин толщиной 12 м. Наибольшая мощность составляет 26.5 м. В разрезе горизонта расположены от 1 до 9 пластов-коллекторов, обособленных друг от друга глинистыми пачками. Распространение горизонта во всех направлениях, кроме участков отсутствия коллекторов. Коэффициенты расчлененности – 2.6, распространения – 0.8 и песчанистости – 0.67.

Значение эффективной нефтенасыщенной толщина горизонта варьируется от 0,8 до 19.6 м (среднее – 7.4 м). Значение эффективной газонасыщенной толщины изменяется от 0,7 до 12.1 м и средняя значение толщины составляет 5.7 м. К данному горизонту приурочена нефтегазовая залежь. Газонефтяной контакт установлен на глубине -1100,5 м, а водонефтяной контакт варьируется в границах -1166-1240 м. Тип залежи – пластовая сводовая, осложненная тектоническим нарушением. Размеры залежи – 19·6.8 км, высота газовой залежи – 25.2 м, нефтяной – 90.4 м.

Горизонт Ю-III от вышезалегающего второго горизонта обособляется пропластом глин мощностью до 10 м. Средняя мощность горизонта – 13 м. Количество пропластков непосредственно составляет 9. Коэффициенты расчлененности – 2.6, распространения – 0.94 и песчанистости – 0.692. В шести скважинах пласты коллекторы полностью сменены глинистыми пропластками.

Значение эффективной нефтенасыщенной толщины горизонта варьируется от 0,7 до 23.3 м (среднее - 9 м).

Значение эффективной газонасыщенной толщины изменяется от 0,7 до 9,1 м (среднее значение – 3.9 м). Данному горизонту характерно расположение двух залежей: одной – нефтяной с газовой шапкой и второй – нефтяную на севере от структуры. Первая залежь была выявлена в результате поисково – разведочных работ, где была добыта нефть с высоким газовым фактором. Газонефтяной контакт был установлен на глубине – 1110.5 м, а водонефтяной контакт – от 1184 – 1240 м. Тип залежи – пластовая сводовая, размеры которой – 9·7.4 км, а высота газовой и нефтяной частях – 9.5 и 85.9 соответственно.

Горизонт Ю-IV обособляется от вышележащего третьего горизонта глинистым прослоем, мощность которого варьируется от 11 (юго – западная часть) до 50 м (юго – восточная часть), вследствие размыва среднеюрских отложений. Мощность горизонта меняется от 69 м до полного размыва в юго – западной части структуры. Число пластов – коллекторов доходит до 15, среди которых наиболее выдержанными считаются 2 верхних. В четырех скважинах происходит значительная смена пластов – коллекторов глинистыми пропластами. Коэффициенты расчлененности – 5, распространения – 0.94 и песчанистости – 0.489.

Средними значениями эффективных нефте- и газонасыщенных толщин являются 4.5 и 2.5 м соответственно. По данным опробования была установлена глубина газонефтяного контакта – 1174 м, а водонефтяного – 1180 – 1193 м. Тип залежи – массивная, осложнена литологическим экранированием, высота газовой части составляет – 21 м, нефтяной – 38.9 м. Размеры залежи в целом равна 5·5.км [1,10].

1.6 Гидрогеология

Учитывая результаты проведения различных работ на месторождении (буровые работы с использованием разведочных, гидрогеологических скважин и т.д.), были непосредственно выявлены водоносные горизонты отложений протерозоя, юры, мела, палеогена, неогена и четвертичного отложения.

Воды из отложений протерозоя (фундамент) были получены в результате опробования скважин и значение минерализации составляет 70 г/л на глубине около 1500 м. Полученные воды можно определить, как воды с содержанием хлора и кальция (хлоркальциевый тип), группа хлорида натриевого подтипа, объем брома в составе воды составляет 65 мг/л [10].

Верхнемеловые отложения туронского и сенонского ярусов имеют пластовые воды, которые применяются с целью снабжения при бурении. Данная вода является пресной, с низким содержанием соли, а также имеют высокодебитные показатели в скважине. Непосредственно на самом месторождении все скважины работают за счет самопроизвольного вытекания на поверхность, однако на возвышенностях это имеет угрозу выплеска раствора из

глины в процессе буровых работ ниже кондуктора. Водоносный горизонт расположен на глубине 60 – 80 м на изучаемом месторождении, иногда может доходить до 230 м в целом в Арыскумском прогибе [1].

Водоносные горизонты нижнемеловых и юрских отложений были исследованы с помощью разведочных и гидрогеологических скважин. Характеристика водоносности юры: минерализация – 55 г/л, значение плотности воды – 1.02, включается также в хлоркальциевый тип. Меловые отложения имеют минерализацию вод – 45 г/л, значение плотности – 1.034, содержание йода и брома не имеется.

Отложения средней юры имеют пласты с достаточно благоприятными фильтрационными свойствами, что подтверждается благодаря сильным напорным притока вод из интервалов перфорации. Особенностью четвертого юрского горизонта является большее значение пластового давления по сравнению с гидростатическим.

Четвертый юрский горизонт расположен в зоне непосредственно затрудненного водообмена с элизионным режимом питания. Воды имеют седиметационное происхождение, о чем свидетельствуют коэффициенты метаморфизации, Cl^{-} / Br^{-} и Ca^{2} / Sr^{2} коэффициенты. Геотермический градиент составляет 5/100м, при этом температура пласта равна от 42 до 56, что свойственно для разрезов, сложенных в основном песчаниками с низким значением теплопроводимости. Термобарический коэффициент равен 3,3.

По пространственно-геологическому отношению к залежи нефти и газа, воды здесь делятся на нижние краевые и подошвенные. Водоносный комплекс верхнеюрских отложений представлен тремя водоносными горизонтами: Ю-I, Ю-II и Ю-III. Комплекс обособлен от вышезалегающей толщи разно- и сероцветной глинистой толщей. Водовмещающими породами являются серые и светло-серые песчаники. Гидродинамическая характеристика этих горизонтов идентична с характеристикой первого юрского горизонта, что лишний раз доказывает связь между собой. [10]

Изучая физико – химические свойства вод данного месторождения, можно заключить, что им свойственны: высокая температура (50°С), незначительная (небольшая) вязкость (0,7 МПа с) и небольшая минерализация для рассолов данного типа (до 64 г/л). Анализируя данные по гидродинамике пластовых вод, можно установить хорошие фильтрационные свойства коллектора и значительные запасы вод. Высокая метаморфизация вод, их седиментационное происхождение, отсутствие газов в газовом составе вод, характерных для окислительной обстановки, обитания пластовых вод в зоне непосредственно затрудненного водообмена доказывает об оптимальной гидрогеологической закрытости месторождения.

2 Нефтегазопромысловые характеристики месторождения

2.1 Физико-химические свойства нефти и газа месторождения Кумколь

«ЮКГ» исследовала и выявила физические и химические свойства углеводородов данного месторождения при помощи более 100 глубинных пробоотборников (ВПП – 300) из фонтанных скважин.

Состав углеводородов отложений юры и неокома неизменный. Судя по таблицам 1 – 3, можно заключить, что нефть – легкая (средняя плотность в пластовых условиях равна 0,806 г/см3; средняя плотность в дегазированном состоянии – 0,815 г/см3), имеет низкую вязкость (вязкость в пластовых условиях 3,5 мПа*с), низкую смолистость (содержание смол и асфальтенов – 3,5 – 9%), высокую парафинистость (содержание парафина – 5.8 – 17.8%) и низкое содержание серы (около 0.51%). Нефти горизонтов юры и мела также содержат светлые фракции (до 320° С) – 39% и 46% соответственно.

Нефть изучаемого месторождения официально считается высокопарафинистой и при этом, возможно использование нефти в целях получения дизельного топлива без ее предварительной обработки.

По химическому составу нефть относится к парафиновому классу, так как содержит углеводороды светлой фракции 65 – 70%. Нафтеновый класс имеет содержание на нефть в целом - 18 – 25%, а содержание ароматического – 10 – 15%. Нефть застывает при температуре 10 – 17^{0} С, в особых пробоотборниках – до 24%. По результатам исследований было обнаружено, что температура и кинематическая вязкость находятся в обратно пропорциональной зависимости.

По компонентному составу растворенный газ меняется в зависимости от содержания CH_4 и технических условий. Отличием же газа отложений мела от отложений юры является малое содержания CH_4 (18-20% и 45-60% соответственно), большой объем гомологов метана и азота. По проведенным исследованиям свободный газ в газовой шапке отличается непосредственно от растворенного газа (горизонты юры) составом: высоким содержанием CH_4 (57 – 78%) и N (10 – 14%). Поправка на отклонение от идеального газа в газовой шапке в горизонте Ю-IV – 1,44, а в горизонтах Ю-I и Ю-II – 1,366, поправка на температуру – 0,89.

Учитывая все физико – химические свойства нефти Кумколя, можно заключить, что основной трудностью предполагается ее повышенное содержание парафина и высокая обводненность.

Таблица 1 - Физико – химические свойства нефти и газа

№ скважі	Горизонт	Дата отбо	Интервал	Пластово	Пластова	Давление	Газосоде	Газосоде	Объемный	Усадка не	Плотность	Плотность	Вязкость н	Коэффици	Коэффици	Исполните
1	М-I+II	10.09.1986	1087,3-1097.	11,6	48	4	10,73	8,8	1050	4,2	0,815	0,827	1,73		2,22	ИГИРРИНГМ
23	М-I+II	17.12.1986	1062,6-1068,	11,1	47	2,5	8,77	7,1	1013	1,12	0,793	0,813	2,14		2,81	ЛГИ
24	М-I+II	18.10.1992	1062,6-1068,	11,6	50	6,45	18,47	15,3	1025	2,64	0,819	0,845	1,86		2,38	ЛГИ
32	М-I+II	03.02.1987	1087,3-1097.	11,8	49	2,7	4,6	3,8	1028	2,42	0,796	0,812	3,48		1,37	ЛГИ
32	М-I+II	01.03.1987	1062,6-1068,	10,95	49	2,7	5,2	4,2	1040	3,85	0,79	0,814	2,29		1,55	ЛГИ
32	Ю-I+II	08.07.1992	1062,6-1068,	10,6	49	4,8	11,5	9,4	1037	3,45	0,751	0,822	1,76			ЛГИ
130	Ю-I+II	10.09.1986	1087,3-1097.	10,8	49	5	9,8	8,13	1042	4,04	0,806	0,82	2,59	14,46	1,95	НИПИмунайгаз
131	Ю-I+II	17.12.1986	1062,6-1068,	10,7	50	5,5	9,05	7,5	1090	3,87	0,809	0,826	2,81	15,66	1,49	НИПИмунайгаз
133	Ю-I+II	18.10.1992	1062,6-1068,	10,5	52	4,2	11,11	9,13	1039	17,3	0,745	0,806	2,02			ЛГИ
133	Ю-I+II	03.02.1987	1087,3-1097.	11,3	49	5	14,48	11,8	1210	4,7	0,806	0,822	2,7	14,87	2,18	НИПИмунайгаз
137	Ю-I+II	01.03.1987	1062,6-1068,	11,1	49	3,4	23,7	19,2	1050	2,41	0,73	0,815	3,4	16		ФХЛ АО "ОМГ"
141	Ю-III	08.07.1992	1062,6-1068,	11,15	49	4,3	9,88	8,1	1024	5,6	0,785	0,81	2,85	13,5	5,65	ФХЛ АО "ОМГ"
142	Ю-III	10.09.1986	1087,3-1097.	10,4	48	6,8	10,96	9,1	1060	3,4	0,817	0,822	2,51	15,1	1,962	НИПИмунайгаз
144	Ю-III	17.12.1986	1062,6-1068,	10,1	46	4	9,25	7,6	1032	0,03	0,792	0,815	2,69	15	1,613	ЛГИ
146	Ю-III	18.10.1992	1062,6-1068,	9,6	46	4	6,61	5,4	1010	4,6	0,811	0,823	1,62			НИПИмунайгаз
146	Ю-III	03.02.1987	1087,3-1097.	8,23	49	4,2	10,23	8,3	1047	3,9	0,746	0,81	2,78	16,45		НИПИмунайгаз
148	Ю-IV	01.03.1987	1062,6-1068,	10,5	50	4,5	11,45	9,3	1040	9	0,794	0,822	2,4	10,8	1,949	НИПИмунайгаз
149	Ю-IV	08.07.1992	1062,6-1068,	10,5	48	4,5	23,6	19,2	1100	1,9	0,788	0,813	4,3	14	2,21	ФХЛ АО "ОМГ"
1004	Ю-IV	10.09.1986	1087,3-1097.	10,3	49	4	23	19,1	1053	2,1	0,75	0,81	4,1		4,2	ЛГИ
1004	Ю-IV	17.12.1986	1062,6-1068,	10,4	55	5,03	6,2	5,1	1021	9,9	0,775	0,819	3,05	11,5	1,05	ЛГИ
1005	Ю-IV	18.10.1992	1062,6-1068,	10,6	48	5,1	4,5	3,6	1022	4,02	0,807	0,821	2,94	12,7	2,222	НИПИмунайгаз

Таблица 2 – Характеристика пластов и флюидов

Свойства	Месторо
Плотность, г,	0,715
Вязкость, Мг	2,87
Обводненнс	85,60%
Тип породы	Песчаник
Проницаемс	1027
Пористость,	20,7
Нефтенасыш	0,6
Р пласт.нач.,	11,5
Р пласт.тек.,I	10,7
Температура	53

Таблица 3 – Компонентный состав нефти месторождения Кумколь

C3	8,06
C4	5,76
C5	4,1
C6	4.32
C7+	42,58
Сера	0,51%
Смолы	6,25%
Асфальтены	8%
Парафины	17,8%

2.2 Коллекторские свойства толщ и литологическое расчленение разрезов скважин

Средне – верхнеюрские и нижнемеловые отложения являются нефтеносными. В юрских имеются 5 продуктивных горизонтов, а в меловых – 2. Первый, второй и четвертый юрские продуктивные горизонты имеют газовые шапки в своде залежи. В позднемеловых отложениях обособляются 2 горизонта, четко выделяющиеся по геофизическим данным. Первый меловой горизонт представляет собой породами коллекторами, которые имеют в верхней части песчаные пласты, идущие по всему региону, объединяясь в один коллектор, а в нижней части пласт сменяется на породы флюидоупоры [10].

Меловые отложения имеют мощность равную 1060 – 1110 метров, а продуктивные – около 70 метров, разделяясь на нижнюю и верхнюю пачку.

Описывая залежь первого мелового горизонта (М-I), можно заключить, что нижняя пачка имеет пластово – сводовую залежь; водонефтяной контакт отмечен на 1000 метров; высота соответствует 29 м; мощность продуктивной залежи – от 2 до 12 м. Помимо этого, 2 горизонта отделены пачкой флюидоупоров (10 – 20 м).

В верхней пачке (М-I) тип залежи также пластово – сводовая, имеет 3 пласта, при котором нижняя может сменяться на плотную, либо объединяться со средней. Мощность составляет 12 м, водонефтяной контакт – 980 – 984 м, мощность нефтеносной толщи – 40 м. В сумме толщина нефтеносных залежей – 0.5 – 15 м, а среднее значение – 9 м. В северном участке залежи выявлена в крупная водонефтяная зона.

Самые крупные продуктивные толщи выявлены в центре и в северном участке (полностью нефтяной зоны) залежи. Однако к восточному, западному (прибортовые части) и южному (переклинальная часть) участкам эффективная толщина снижается. Среднее значение расчленения горизонта – 2,5 (1 – 4), вариационный коэффициент – 0.25. Средняя пористость (по скважинам) – 0.1 – 0.3, по геофизическим данным – 0.2.

При проведении анализа керна, установилось, что пористость менялась от 0.1 до 0.3 (среднее – 0.2). По геофизическим данным определено значение нефтенасыщенности – 0.63. При изучении проницаемости использовались также лабораторное, геофизическое и гидродинамическое исследования и в результате было заключено, что проницаемость варьируется 0.004 – 5.1 мкм^2 (среднее – 1.4 мкм2). Самым точным и эффективным методом было геофизическое исследование.

Залежь второго мелового горизонта (М-II) пластово – массивная, самая крупная нефтенасыщенная толщина заключена в своде залежи. Среднее значение пористости – 0.1 – 0.3 (среднее 0.26), первоначальная нефтенасыщенность равна 0.61 по геофизическим данным. По повторно проведенным трем методам значение проницаемости составило 0.18 – 3.2 мкм^2 (среднее – 1.3 мкм^2).

Юрские продуктивные горизонты Ю-I и Ю-II (второй эксплуатационный объект) имеют залежи с газовой шапкой. В общей сложности данные горизонты в месторождении считаются главными запасами нефти и газа, где имеется крупнейшая нефтеносная площадь. Эффективная толщина коллекторов составляет 2.8 – 25 м (среднее – 14 м). Самые крупные нефтегазонасыщенные толщи (около 16.5 м) расположены в своде залежи.

Среднее значение пористости были выявлены также по геофизическим данным и составляют 0.15 – 0.3 (среднее 0.2). Нефтенасыщенность варьируется от 0.4 до 0.95 (среднее 0.67), а газонасыщенность – от 0.5 до 0.9 (среднее 0.7).

Третий продуктивный горизонт (Ю-III) отделяется от верхнего флюидоупором (3 – 9 м) и составляет часть целого резервуара, в которой содержится газонефтяная залежь, включая первую и вторую юрские горизонты.

В общей сложности коллекторами юрских отложений являются алевролиты, пески, алевриты и песчаники (терригенные породы).

Четвертый продуктивный горизонт (Ю-IV) состоит из пород: 75% алевролитов и 25% песчаников. К юго – восточной части от четвертого горизонта расположен плотный карбонатный песчаник. Породы флюидоупоры данного горизонта представлены в виде аргиллитов и глин (свита Карагансай), состоящие из гидрослюдистых коалинитовых минералов.

Отложения средней юры (Ю-IV продуктивный горизонт) встречаются в своде залежи и доходят до глубины 1330 м. Продуктивная залежь (средняя юра) имеет общую толщину – 25 м, состоящая из 4 – 5 алеврито – песчановых пластов. Мощность (эффективная) составляет 3,5 – 10 м, водонефтяной контакт расположен на глубине 1250 м, газонефтяной – 1160 м. В своде залежи также расположена газовая шапка.

Четвертый и третий продуктивные горизонты отделены глинистым пластом (11 – 35 м). Продуктивные пласты верхней юры расположены на глубине 1250 – 1300 м, при этом продуктивные отложения подразделяются на 3 пачки (по 20 м каждая) и имеют до 6 – 7 пластов с песчаниками и алевролитами.

Кумкольская свита (верхняя юра) включает в себя первый, второй и третий продуктивные горизонты, состоящие в основном из песчано – алевритовых пород – коллекторов, сменяясь породами – флюидоупорами – глинами и алевролитами.

Тип залежи верхней юры – пластово – сводовая, при этом с одним ВНК. В границе верхней пачки (в своде) имеется газовая шапка, водонефтяной контакт (1190 м), газонефтяной контакт – 1110 м. Нефтегазоносный этаж равен 130 м, газовая часть – 29 м. Третий продуктивный горизонт (Ю-III) имеет 2 песчаных пласта (1.7 – 2 м).

Второй горизонт (Ю-II) имеет также 2 песчаных пласта (0.5 – 10.5 м) и имеет возможно газовую шапку. Первый же горизонт (Ю-I) таким же образом имеет 2 – 3 пласта (0.8 -11 м).

Первый юрский горизонт залегает ниже меловых на 90 – 150 м. Продуктивные горизонты включены в арыскумскую подсвиту меловых отложений.

Третий горизонт состоит из алевролитов и алевритов (72%), песчаников (28%). Второй горизонт – алевролитов и алевритов (75%), песчаники и пески (25%), а первый горизонт – из алевролитов и алевритов (85%). К северной части первый горизонт состоит в основном из карбонатных песчаников и известняков. Породы – коллекторы имеют слабо проявленную пористость.

Четвертый продуктивный горизонт (Ю-IV) отделен от остальных глинистых прослоев (10-42 м) и отличается непосредственно сильным расчленением, где отсутствуют породы коллекторы (северная и восточная части). Эффективная толщина залежи достигает 24 м. По лабораторным исследованиям керна пористость данного горизонта – 0.15 – 0.31 (среднее 0.205). Нефте- и газонасыщенность пород – коллекторов варьируется от 0.4 до 0.89 (среднее 0.58). Проницаемость – 0.0032 – 0.71 мкм^2 (среднее 0.16 мкм^2).

Литологическое расчленение разрезов скважин

Литологическое расчленение разреза скважины проводится с целью выявления пластовых мощностей и их границ и непосредственно оценки литологических свойств [11].

Расчленение проводилось по схеме: (Таблица 4)

1) В первую очередь породы были подразделены на группу коллекторов и неколлекторов

2) В числе неколлекторов входили алевролиты и глины. Характеристика глин: высокие показатели в гамма – методе (ГМ) и в методе естественной поляризации; наименьшими показателями кажущегося сопротивления были обнаружены в МК; повышение диаметра скважины в КВ. Характеристика алевролитов: такие же значения в методе естественной поляризации и в гамма-методе, как и у глин; высокие показатели кажущегося сопротивления в МК; диаметр скважины равен диаметру номинального значения в КВ.

В соответствии с таблицей 4, песчано – алевритовые глины имеют средние значения удельного сопротивления (по разноглубинному методу сопротивления) и плотности (кривые гамма – гамма каротажа). Помимо этого, они имеют схожие с обычными глинами значения в АК, СП и КВ, однако по сравнению с глинами, показатели в ГМ ниже, а в МК выше. Глина же имеет низкие значения плотности и удельного сопротивления в гамма – гамма каротаже и в разноглубинном методе сопротивления, а глинистые песчаники и алевролиты – низкие значения в АК и высокие значения – в гамма – гамма и разноглубинном методах.

Помимо вышеописанных пород, также могут иметь место песчаники с малым содержанием глин и карбонатизированные алевролиты, пропластки угля. Карбонатизированные алевролиты и песчаники имеют минимальные значения пористости (по гамма – гамма, нейтронному и акустическому методам) и глинистости (метод естественной поляризации и гамма метод), и максимальное сопротивление (кривые микрозондов).

Таблица 4 - Литологическое расчленение разреза скважины

№ п/п	$H_к$, м	$H_п$, м	h, м	dc, мм	dn, мм	ГК, мк Р/ч	ГГКп, г/см^3	ННКт ус.ед.	БК, Ом*м	МБК Ом*м	ПС, мВ	ИК, Ом*м	АК, Ом*м	Литология
1.	1733	1739	6	218	215,9	14	2,3	3,9	1,8	2,5	80	2,2	325	Глин
2.	1739	1762	23	217	215,9	9	2,2	4	2,1	5,2	250	3	350	Гл, пе, во, уг.
3.	1762	1773	11	220	215,9	10	2,3	3,8	1,8	3	100	2,5	300	Гл.,алев.,
4.	1773	1775	2	217	215,9	8	2,4	3,9	1,7	3	280	2,5	320	Гл. пес. во. уг
5.	1775	1776	1	220	215,9	8	2,1	3,8	2	4	150	2,4	300	Глина, алевр
6.	1776	1780	2	217	215,9	9	2,3	3,4	1,7	3,1	210	2,4	320	Гл. песч. вод.
7.	1780	1785	5	220	215,9	10	2,2	3,5	1,7	2,8	110	2,5	300	Глина, алевр.
8.	1785	1788	3	219	215,9	9	2,3	3,3	1,6	3	220	2,3	310	Гл,во, уг,ал,пес
9.	1788	1806	8	221	215,9	10	2,3	3,3	1,7	2,6	100	2,6	300	Глина, алевр
10.	1806	1808	2	218	215,9	9	2,3	3,9	1,9	3,5	150	2,5	290	Гл,але.пес,во,уг
11.	1808	1811	3	217	215,9	9	2,4	3,8	1,6	2,5	80	2,1	300	Глина, алевр
12.	1811	1813	2	218	215,9	7	2,1	3,8	1,8	4,2	150	2,3	310	Гл.,пес, во., уг
13.	1813	1814	0,5	219	215,9	8	2,15	3,7	1,9	7	100	1,9	300	Глина, алевр
14.	1814	1820	6	220	215,9	7	2,25	3,9	1,7	4	150	1,6	310	Во, уг, пес, гл
15.	1820	1822	2,5	218	215,9	10	2,3	3,3	1,3	2,3	110	1,8	300	Песч., глина
16.	1822	1828	5,5	217	215,9	7	2,3	3,5	1,6	5	150	1,3	320	Во, уг, пес, гл, к
17.	1828	1859	31	291	215,9	10	2,4	4,1	2	3	40	2,5	300	Гл, пес, але. пес
18.	1859	1896	37	217	215,9	5	2,2	4,5	8,5	10	420	7	310	Вод, пес, гл, к
19.	1896	1915	19	220	215,9	5	2,25	4,5	2,5	5	390	1,5	300	Вод, пес, гл, к
20.	1915	1923	8	221	215,9	11	2,5	5,5	6	10	180	3	280	Глина, алевр.
21.	1923	1929	6	220	215,9	8	2,5	6,5	4	10	220	1,3	280	Во, угл, песч, гл
22.	1930	1945	15	222	215,9	14	2,5	7,5	10	25	180	10	230	Гл, песч, алев.

2.3. Выделение пластов коллекторов

После проведения литологического расчленения выделяют пласты коллекторы [11].

Выделяются несколько видов выделения пластов коллекторов.

1) Межзерновые терригенные коллекторы

Характеристика: отрицательное значение в методе естественной поляризации при $\rho_{ф} > \rho_{в}$ и обратное равенство при положительном значении; положительное увеличение в МК $\rho_{МПЗ} > \rho_{МГЗ}$ (Таблица 5). По причине появления глинистого слоя уменьшается диаметр скважины. По данным бокового каротажного зондирования было выявлено увеличение или уменьшение фильтрации раствора глины при введении в пласт. По кривым гамма – каротажа были показаны наименьшие показатели, кроме участков, которые содержат радиоактивные минералы и промежуточные значения по данным нейтронного гамма – каротажа. Помимо этого, акустический показал повышение интервального времени.

Таблица 5 - Выделение пластов коллекторов

№ Пл	$H_к$, м	$H_п$, м	h, м	dc, мм	dn, мм	ГК, мкР/ч	ГГКп, г/см^3	ННКт, ус.ед.	БК, Ом*м	МБК, Ом*м	ПС, мВ	ИК, Ом*м	АК, Ом*м
1.	1739	1762	23	213	215,9	9	2,2	4	2,1	5,2	250	3	350
2.	1773	1775	2	217	215,9	8	2,4	3,9	1,7	3	280	2,5	320
3.	1776	1780	2	217	215,9	9	2,3	3,4	1,7	3,1	210	2,4	320
4.	1785	1788	3	219	215,9	9	2,3	3,3	1,6	3	220	2,3	310
5.	1806	1808	2	218	215,9	8	2,3	3,9	1,9	3,5	150	2,5	290
6.	1811	1813	2	218	215,9	7	2,1	3,8	1,8	4,2	150	2,3	310
7.	1814	1820	6	220	215,9	7	2,25	3,9	1,7	4	150	1,6	310
8.	1822	1828	6	217	215,9	7	2,3	3,5	1,6	5	150	1,3	320
9.	1859	1896	37	217	215,9	5	2,2	4,5	2,5	10	420	7	00
10.	1896	1915	19	220	215,9	5	2,25	4,5	2,5	5	390	1,5	280
11.	1923	1929	6	220	215,9	8	2,5	6,5	4	10	220	1,3	250

Единственным затруднением при выделении песчаников, включающих в себя глинистые частицы, является физические свойства песчаника и глины непосредственно имеют схожесть. Глины на кривых ПС видны выразительней нежели песчаники с содержанием глин, поэтому в основном, для четкого определения данного вида глинистого песчаника, проводится комплексный анализ каротажей ПС, БКЗ, МБК, ГК и КВ.

При выделении насыщенности межзерновых обломочных пород,

выявляются 2 вида: нефтегазоносные и водоносные. Для того, чтобы подтвердить нефтегазоносность, находится коэффициент повышения электрического сопротивления (Рн), следуя этому сравниваются полученное значение и критическая величина (Рн*).

Для того, чтобы рассчитать $Р_н$ по формуле 1 (коэффициент насыщения), нужно сначала находить $р_н$ (удельное сопротивление пл) и $р_{вп}$ (удельное сопротивление при полноценном заполнении пор пластовой водой).
Рв – сопротивление пластовой воды. Кп – коэффициент пористости.

$$р_{вп} = Рр_в = \frac{\alpha р_в}{к_П^m} \quad (1)$$

При оценке по исходным данным, нефтегазоносным является пласт, если условия Рн > Рн*. Определить нефтегазоносность глинистых коллекторов является проблематичным, так как удельные сопротивления (рп и рвп) отличаются в около 3 раза и поэтому рн – не свойственное значение.

2) Карбонатные коллекторы.

Данные коллекторы имеют схожие с предыдущим видом коллекторов свойствами, так как имеют общие геофизические параметры. При выделении коллекторов, необходимо обособление глин и неглинистых пород. Во втором случае – деление на непористые и пористые виды.
Характеристика: наименьшие показатели в нейтронном гамма – каротаже, повышение интервального времени в АК, наименьшие значения в боковом каротаже и присутствие глинистой поверхности.

Наиболее оптимальным методом при выделении карбонатного коллектора является метод временных исследований. В данном способе проводят периодичную регистрацию данных по диаграммам, вследствие которого наблюдается значительное изменение свойства участка введения по необходимому значению, описывающее определенную характеристику. Для этого применяют раствор из глины, в который добавляют непосредственно активатор. От выбранного активатора зависит выбор типа каротажа.

Нефтегазоносность карбонатного типа можно определить по увеличению кажущегося сопротивления при БК, над КС, при МБК и при совмещении бокового каротажа и микробокового каротажа в схожем масштабе сопротивлений. Используя метод временных исследований – при повышении значения рк индукционного зонда на кривой 2-го замера, также при повышении на диаграмме нейтронного – гамма каротажа (зонд единой длины замеряется с промежутками). [11]

Описанный метод является оптимальным, когда имеются зарегистрированные данные нейтронного – гамма каротажа и при проявлении газовой залежи. Таким образом, первый замер был осуществлен во время буровых работ (вскрытие), последующие – после сцементирования скважины. Газоносная залежь выделяется вследствие рассеивания в зоне прохождения фильтратов раствора глин, что в итоге начинается замещение газом. Это

объяснения явлением расформировки зоны прохождения газоносного коллектора, в результате которого мы получаем положительное повышение значения на диаграмме нейтронного – гамма каротажа, при это замер непосредственно проводится с промежутками.

При выделении продуктивных терригенных и карбонатных пород также применяются газовый каротаж, опробование с помощью пробоотборников и испытателей.

2.4 Оценка глинистости коллекторов

Причины, по которым высчитывается глинистость породы являются:

- изменение физических свойств породы, вследствие двукратного электрического слоя над глинистым материалом;
- глина использует большую долю пор;
- в минералах, содержащих глинистые частицы, включены химически связанные воды, и они поглощают радиоактивные элементы, что может воздействовать на химические свойства породы;
- чем выше глинистость породы, тем хуже коллекторские свойства. По этой причине глина не является породой – коллектором.

На сегодняшний день для определения содержания глинистых частиц в породе, используют такие методы, как гранулометрический анализ, собственная поляризация (СП) и гамма – каротаж. [11]

С помощью высчитывания из данных гамма- каротажа, используя двойной разностной параметр, мощность пласта, скорость замера и постоянную величину интегрирующей ячейки, можно определить объемное значение глинистости по сетке Ларионова.

При перевычислении значений гамма – каротажа (при количественной интерпретации) в двойной разностный параметр, значение являлось постоянным. По формуле 2 можно найти двойной разностный параметр ($\Delta J\gamma$) ГМ и провести анализ с дальнейшей оценкой. (Таблица 6)

$$\Delta J\gamma = \frac{J\gamma - J\gamma min}{J\gamma max - J\gamma min} \qquad (2)$$

- $J\gamma$ min и $J\gamma max$ – минимум и максимум значений ГМ в опорных пластах. Минимальное было использовано значение гамма – метода в плотной карбонатной толще (известняк), заметно наблюдающийся по площади. Максимальное было использовано значение гамма – метода в глине, который залегает в подошвенной части яруса кунгур, также заметно наблюдающийся по площади.

- $J\gamma$ – значение гамма – метода в изучаемом пласте.

При оценке глинистости, вводится критический параметр ΔJкр равный 0.2. Таким образом, сравнивая двойной разностный параметр с критическим, при том, что выполняются условия $\Delta J\gamma \leq \Delta J\gamma$кр и Кп ≥ Кпкр, пласт будет считаться непосредственно коллектором.

Главным применением ГМ в процессе исследования скважин являются литологическое расчленение и оценка коэффициента глинистости, в частности значительна при исследовании скважин, заполненных раствором соли, в то время как метод собственной поляризации имеет недостаточно информации.

Особенность глинистости терригенных коллекторов является содержанием глинистых минералов в минеральном скелете. Размер зерен составляет меньше 0.01 мм по результатам гранулометрического анализа.

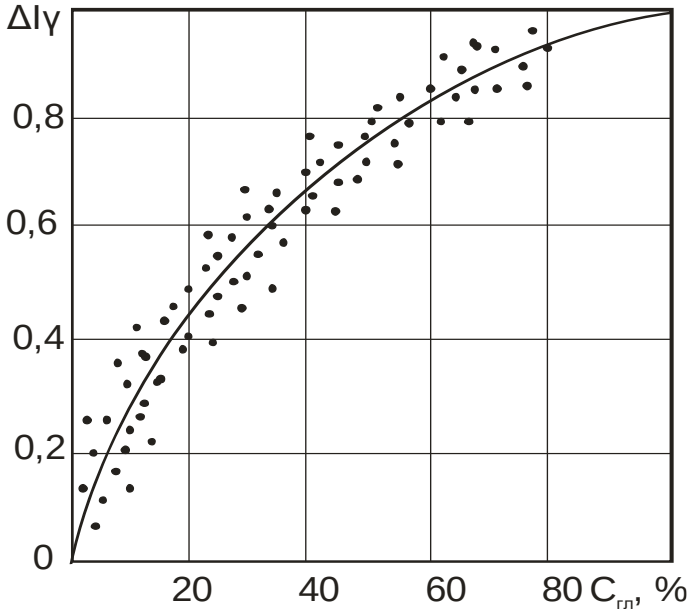


Рисунок 1 – Общая зависимость $\Delta J\gamma$=Сгл

Таблица 6 - Оценка глинистости коллекторов

№ Пл	$H_к$, м	$H_п$, м	h, м	dc, мм	dn, мм	Iɣ, мкР/ч	Iɣmax, мкР/ч	Iɣmin, мкР/ч	Δ Iɣ	Сгл ГК,д. ед.	Uпс (ОО), мВ	U пс, мВ	Е пс, мВ	α пс	С гл ПС, доли единицы
1	1739	1762	23	213	215,9	9	11,5	4,3	0,64	38	600	260	260	0,72	50
2.	1773	1775	2	217	215,9	8			0,5	29		280	280	0,57	55
3.	1776	1780	2	217	215,9	9			0,64	38		220	220	0,69	49
4.	1785	1788	3	219	215,9	9			0,64	38		230	230	0,67	47
5.	1806	1808	2	218	215,9	8			0,64	38		150	150	0,80	35
6.	1811	1813	2	218	215,9	7			0,36	12		150	150	0,80	35
7.	1814	1820	6	220	215,9	7			0,36	12		150	150	0,80	35
8.	1822	1828	6	217	215,9	7			0,36	12		150	150	0,80	35
9.	1859	1896	37	217	215,9	5			0,1	5		430	430	0,42	68
10.	1896	1915	19	220	215,9	5			0,1	5		390	390	0,37	65
11.	1923	1929	6	220	215,9	8			0,5	29		230	230	0,57	47

2.5 Оценка коэффициентов нефтенасыщения коллекторов

Коэффициент нефтенасыщения является одним из главных параметров нефтенасыщенной породы. Он выявляет содержание углеводородов поровом пространстве. Исходя из всех полученных данных, был высчитан график зависимостей Pн $= f(K$в$)$ и $Po = f(\omega)$ (рисунки 2 и 3). Из этого следует, что данный коэффициент выводится по значению насыщения Pн и относительному значению Po.

Значение нефтенасыщенности можно найти исходя из соотношения удельного сопротивления нефтенасыщенной породы к удельному сопротивлению данной породы при полноценном водонасыщении (100%) (Формула 3). Первое можно вывести по данным БК. Относительное значение необходимо высчитывать удельное сопротивление коллектора не используя условие с полноценным водонасыщением ρвп.

$$k\text{в} = \frac{\omega}{\text{кп}} \cdot 100\% \qquad (3)$$

Граничным для месторождения являются $P_н$>3,4 и $k_н$>50 %, поэтому пласты–коллекторы с $k_н$>50 % относятся к нефтеносным, а остальные к водоносным. Систематическое расхождение отсутствует и в среднем не превышает ± 5 % абсолютных. [12]

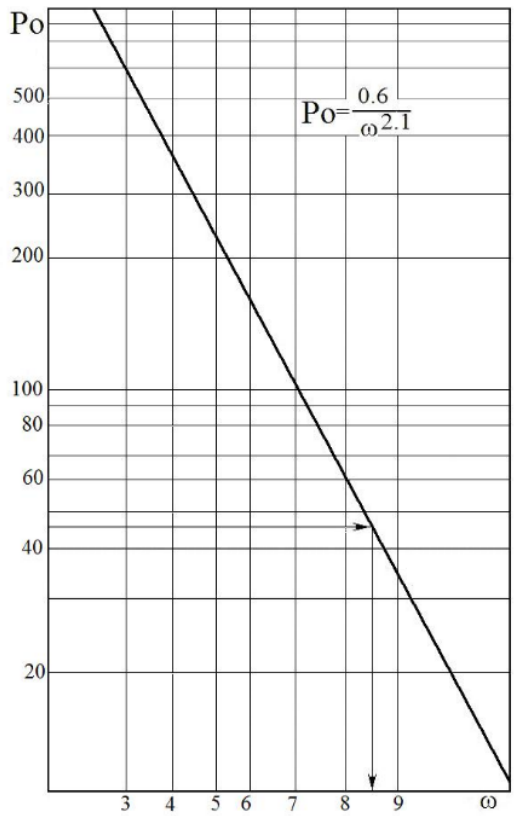


Рисунок 2 − Зависимость P_0=f(w)

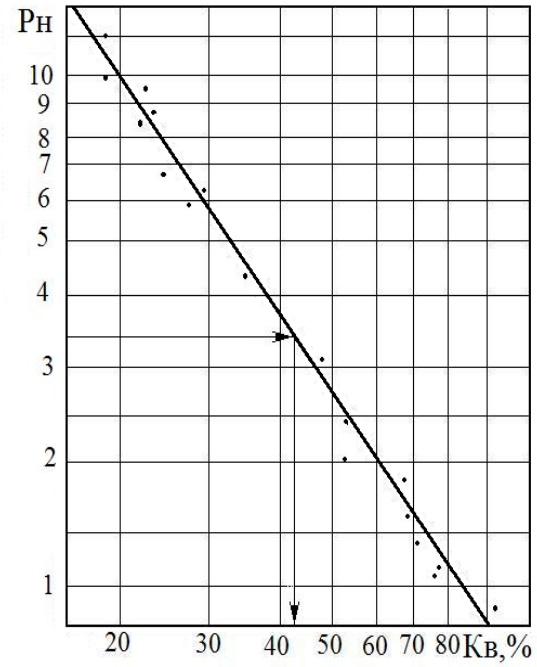


Рисунок 3 − Зависимость $P_н=f(k_в)$

Результаты вычислений коэффициентов пористости занесены в таблицу 7.

Таблица 7 - Оценка нефтенасыщения коллекторов

№ Пл	$H_к$, м	$H_п$, м	dc, мм	ρ вп	ρ нп	Рн	kв	kн	kн закл
1.	1739	1762	213	4	3	0,75	85	15	36
2.	1773	1775	217		2,5	0,625	86	14	36
3.	1776	1780	217		2,4	0,6	87	13	48
4.	1785	1788	219		2,3	0,575	89	11	20
5.	1806	1808	218		2,5	0,625	86	14	20
6.	1811	1813	218		2,3	0,575	89	11	22
7.	1814	1820	210		1,6	0,4	90	10	15
8.	1822	1828	217		1,3	0,325	92	8	100
9.	1859	1896	217		7	1,75	75	25	61
10.	1896	1915	220		1,5	0,375	95	5	100
11.	1925	1929	220		1,3	0,325	95	5	65

2.6 Методы повышения нефтеотдачи

Основной целью работы было исследование нефтепромыловых характеристик и на их основе при помощи таблица Табера провести подбор эффективного метода увеличения нефтеотдачи. Изучение огромного количества материалов дало понять, что есть проработанная схема, которую используют всегда во всем мире, для скрининга оптимальных методов, но, к сожалению, часто источники разнятся в предоставленной информации. В данной работе представлена таблица 8, с дополнительными критериями, являющиеся предпочтительными для месторождений Казахстана: компонентный состав нефти, давление в резервуаре, однородность пластов и процент обводненности.

Учитывая тот факт, что месторождение Кумколь находится на четвертом этапе разработки и имеет очень высокую обводненность скважин, многие имеющиеся методы увеличения нефтеотдачи неэффективны для данного случая.

Тепловые методы применяются в основном для извлечения тяжелых, сверхтяжелых нефтей и с высоким значением вязкости.

Химические методы используются с целью добычи нефти из заводненных и чрезмерно истощенных пластов с непостоянным значением нефтенасыщенности. Данный вид применим для маловязкой нефти, с низкой соленостью воды и низкими показателями проницаемости [11].

Закачка ПАВ – производится в целях снижения поверхностного натяжения на границе нефти и воды, улучшение подвижности нефти, что в результате обеспечивает лучшее вытеснение нефти водой. Применяется данный метод непосредственно на месторождениях со средней и легкой нефтью, а вязкость лимитирована до 200 Сп; также используется в пластах, где преобладают песчаники и с температурой до 200F. Недостатками данного метода является большое поглощение поверхностно – активного вещества на поверхности породы из водного раствора, что вследствие приводит к необходимости закачки большого объема раствора, а это является экономически не выгодным.

Заводнение низкоминерализованной водой - метод закачки воды низкой солености. Является оптимальным с экономической стороны, так как один из менее затратных. В глинистых породах при применении данного метода, уменьшаются электростатические силы, что приводит к отрыву глинистых частиц. В результате, повышается КИН и снижается обводненность.

Полимерное заводнение – метод, суть которого, заключен в растворении полимера в воде, повышая при этом вязкость воды, что значит ухудшается ее подвижность. В итоге мы получаем, непосредственно, охват пласта с помощью заводнения.

Щелочное заводнение – метод, при котором происходит взаимодействие щелочи с породой и самой нефтью. После взаимодействия образуются ПАВ, которые увеличивают смачиваемость породы из - за воды. Данный метод является очень эффективным, так как приводит к снижению контактного угла смачивания породы водой, что вследствие помогает нефти вытесняться. Недостатком же является минерализация пластовых и нагнетаемых вод, что

является проблематичным и неэффективным в случае высокой глинистости пород [11].

Газовый метод – это метод, в котором применяются растворители или газы с целью вытеснения нефти. Метод направлен на понижение значения вязкости, повышение объема и плотности нефти, в результате ее насыщения газом [3]. Газовый метод считается одним из самых эффективных методов, однако недостатками считаются ограниченные возможности при хранении углекислого газа в нефтегазохранилищах, а также экономическая нецелесообразность: данный метод включает улавливание, сжатие и транспортировку, что превышает затраты.

Дополненная таблица (Таблица 8) представлена в электронном формате в виде таблицы Excel. Были проведены работы по связке команд с каждой из ячеек таблицы и выведена таблица (Таблица 9), которая при задании свойств месторождения, автоматически выдает подходящие методы увеличения нефтеотдачи. Дополненная таблица основана на скрининг таблице Табера, изменения в диапазонах скрининг параметров взяты из литературы V.Alvarado, E.Manrique, 2010; J.Dickson, 2010; A.al Adasani и др.2011, B.Haynes, Jr/Shell, 2016.

В результате проведенных расчетов данный способ скрининга позволил выбрать 2 метода повышения нефтеотдачи. Для месторождения Кумколь, которое по характеристикам нефти является высокопарафинистым, оптимальными методами по скринингу являются закачка полимеров и внутрипластовое горение.

Рассмотрим теперь эффективность применения выбранных методов для подбора наиболее экономически рентабельного.

Таблица 8 – Дополненная таблица критериев отбора МУН (По Таблеру)

		Свойства нефти			Характеристика пласта							
№	**МУН методы**	**Плотность (API)**	**Вязкость (сП)**	**Компонентный состав**	**Нефтенасыщенность пласта (%PV)**	**Тип породы**	**Проницаемость (мД)**	**Глубина (ft)**	**Температура (F)**	**Давление в резервуаре, psia**	**Степень неоднородности**	**Текущая обводненность**
Смешивающее вытеснение												
1	**CO2**	22-45	0а-35	Наличие смол, асфальтен и парафинов >10%	15 - 89	Песчаник или карбонат	1,5 – 4500	1500 b - 13665	82 - 257	>MMP	Однородный и неоднородный	<80
2	**Углеводороды**	23 - 57	0,04 - 18000	C2 – C6 >30%	30 - 98	Песчаник или карбонат	0,1 - 5000	4000 - 15900	85 - 329	>MMP	Малая неоднородный	<30
3	**Водогазовое воздействие**	33 - 39	0,3-0.9	C2 – C6 >30%	NC	Песчаник	130 – 1000	7545 - 8887	194 - 253	>MMP	Однородный	
4	**Азот**	38 - 54	0,2 – 0с	C2 – C6 >70%	0,76 – 0,8	Песчаник или карбонат	0,2 - 35	6000 - 18500	190 - 325	>MMP	Однородный	<=90
Несмешивающее вытеснение												
5	**CO2**	11 - 35	0,6 - 592	NC	42 - 78	Песчаник или карбонат	30 - 1000	1150 - 8500	82 - 198	NC	Однородный	<80

Продолжение таблицы 8

6	**Углеводороды**	22 – 48	0,25 – 4	NC	75 - 83	Песчаник	40 - 1000	6000 - 7000	170 - 180	NC	Однородный	<30
7	**Водогазовое воздействие + УВ**	9,3 - 41	0,17 – 16000	NC	88	Песчаник или карбонат	100 – 6600	2650 - 9199	131 - 267	NC	Однородный	
8	**Азот**	16 - 54	18000 – 0d	NC	47 – 98,5	Песчаник	3 – 2800	1700 – 18500	82 – 325	NC	Однородный	<=90
Химические методы												
9	**Полимер**	13 – 42,5	0,4f – 4000e	NC	34 – 82	Песчаник	1.8e – 5500	700 – 9460	74 – 237,2	NC	Неоднородный	36 - 66
10	**АСП**	23 – 34	11 – 6500g	Наличие органических кислот	35 – 74,8	Песчаник	10 – 1520	2723 – 3900	80 – 200	NC	Однородный и неоднородный	26,3 - 65
11	**ПАВ**	22 – 39	2,63 – 15,6	NC	43,5 - 53	Песчаник	50 – 60	625 – 5300	122 – 155	NC	Однородный	64,2 – 84,9
Тепловые методы												
12	**Горение**	10 – 38	1,44 - 2770	Наличие асфальтовых компонентов и органические по сере	50 – 94	Песчаник или карбонат (предпочтительно карбонат)	10 - 15000	400 – 11500	64,4 – 230	NC	Малая неоднородность	<90

Продолжение таблицы 8

13	**Пар**	8 – 33	3h - 5·10^6	Наличие C2 – C7	35 – 90	Песчаник	li-15001	200 – 9000	10 – 350	<1500	Однородный	<30 – 60
14	**Горячая вода**	12 - 25	170 - 8000	NC	15 - 85	Песчаник	900 – 6000	500 – 2950	75 – 135	>2000	Однородный	<=30
Микробиологический												
15	**Микробиологический**	12 - 33	1,7-8900		55 - 65	Песчаник	180 – 200	1572 – 3464	86 – 90	<3000		

a – Минимальная вязкость для смешиваемого вытеснения CO2

b – минимальная глубина резервуара для смешиваемого вытеснения CO2

c – минимальная вязкость для смешиваемого вытеснения N2

d – минимальная вязкость для несмешиваемого вытеснения N2

e – максимальная вязкость для полимерного заводнения

f – минимальная вязкость для полимерного заводнения

g – максимальная вязкость АСП заводнения

h – максимальная вязкость закачки пара

I – минимальная проницаемость закачки пара

NC – не критическое значение

ММРco2 – 3916,45

ММРN2 – 7013,1

1 – Песчаник, 2 – карбонат

Таблица 9 – Скрининг по месторождению Кумколь

		Свойства нефти			Характеристика пласта							
№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы	Проницаемость (мД)	Глубина(ft)	Температура (F)	Давление в резервуаре, psia	Степень неоднородности	Текущая обводненность
	Кумколь	66,00	2,87	C1-C10	71,00	1,00	625,00	4477,00	127,40	1551,90	0,2-0,5	85,60
					Смешивающее вытеснение							
1	CO2	NO	YES	NO	YES	YES	YES	YES	YES	NO	NC	NO
2	Углеводороды	NO	YES	NO	YES	YES	YES	YES	YES		NO	NO
3	Водогазовое воздействие	NO	NO	NO	NC	YES	YES	NO	NO		NO	NC
4	Азот	NO	NO	NO	NO	YES	NO	NO	NO	NO	NO	YES
					Несмешивающее вытеснение							
5	CO2	NO	YES	NC	YES	YES	YES	YES	YES	NC	NO	NO
6	Углеводороды	NO	YES	NC	NO	YES	YES	NO	NO	NC	NO	NO
7	Водогазовое воздействие+УВ	NO	YES	NC	NO	YES	YES	YES	NO	NC	NO	NC
8	Азот	NO	YES	NC	YES	YES	YES	YES	YES	NC	NO	YES
					Химические методы							
9	Полимер	NO	YES	NC	YES	YES	YES	YES	YES	NC	YES	YES
10	АСП/Мицеллярное заводнение	NO	NO	NO	YES	YES	YES	NO	YES	NC	NC	NO

Продолжение таблицы 9

11	**ПАВ+**	NO	YES	NC	NO	YES	NO	YES	YES	NC	NO	NO
Тепловые методы												
12	**Горение**	NO	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	NO	YES
13	**Пар**	NO	NO	NO	YES	YES	YES	YES	YES	NO	NO	NO
14	**Горячая вода**	NO	NO	NC	YES	YES	NO	NO	YES	NO	NO	NO
Микробиологический												
15	**Микробиологический**	NO	YES		NO	YES	NO	NO	NO	YES		
NC	not critical											

1 – песчаники
2 - карбонат

3 Экономическая эффективность выбранных методов увеличения нефтеотдачи

В данной главе будет рассчитана и доказана экономическая эффективность выбранных двух методов нефтеотдачи. Для этого будет высчитана дисконтированная прибыль и срок окупаемости (Таблицы 9 – 10).

Были введены следующие значения:

— количество добытой нефти;
— прогнозные цены на нефть (за 1 баррель);
— общий доход;
— чистая прибыль;
— капитальные и оперативные расходы;
— коэффициент дисконтирования – 4% безрисковой ставки;
— чистый дисконтированный доход;
— налоги:

1. налог недропользователей – 10% от общей приыбли;
2. косвенный налог – 65% облагаются 30% - ным налогом, а 35% - 10% - ным и добавляется суммой 10% от оперативных расходов;
3. корпорационный налог – 34% от чистого дохода [7,12].

Все данные по количеству добытой нефти были взяты из отчетов месторождения и изменены по примерному значению.

1) Расчет для полимерного заводнения (Таблица 10)

При расчете было взято 5.5 тонн полимеров, необходимых для одного месяца использования.

Капитальные расходы – $296500. Включали в себя установку и закачку полимеров, доставка, очистка технических вод и прочие затраты.

Оперативные расходы - $55500. Включали в себя цену на полимеры и их доставку, содержание рабочей бригады и прочие затраты.

В итоге, была получена чистая прибыль за год - $4727638.

2) Расчет для внутрипластового горения (Таблица 11)

Капитальные расходы - $158900. В данную сумму входят: затраты на компрессор, содержание кадров, и прочие расходы.

Оперативные расходы - $68900. Затраты включают в себя: затраты на сжатие воздуха для закачки в пласт, на электричество и прочее.

Чистая прибыль за год - $3962401.

Таблица 10 – Расчет прибыли для полимерного заводнения

№	месяц	Цена	Дебит	Доход	Кап.	Опер.	Налог	Налог	Прибыль	Налог	Налоги	Чистая	Общая	Коэф.	Дискон.	Общая
		Нефть	Нефть	Общий	расходы	расходы	Недр.	Косв.		Корп.	Общие	Прибыль	Прибыль	дискон.	прибыль	д. приб.
		%/STB	STB/d	$	$	$	$	$	$	$	$	$	$	%	$	$
0	янв	72.85	110	240405	296500	0	24040.5	68195	148169.5	0	92235.5	-148331	-148330.5	0.955	-141656	-$141,655.63
1	фев	72.85	406	887313	0	55500	88731.3	5550	737531.7	250760.8	345042.1	486770.9	338440.422	0.955	464866.2	$323,210.60
2	мар	72.85	409	893869.5	0	55500	89386.95	5550	743432.6	252767.1	347704	490665.5	829105.905	0.955	468585.5	$791,796.14
3	апр	72.85	419	915724.5	0	55500	91572.45	5550	763102.1	259454.7	356577.1	503647.4	1332753.26	0.955	480983.2	$1,272,779.36
4	май	72.85	398	869829	0	55500	86982.9	5550	721796.1	245410.7	337943.6	476385.4	1809138.68	0.955	454948.1	$1,727,727.44
5	июн	72.85	393	858901.5	0	55500	85890.15	5550	711961.4	242066.9	333507	469894.5	2279033.18	0.955	448749.2	$2,176,476.68
6	июл	72.85	388	847974	0	55500	84797.4	5550	702126.6	238723	329070.4	463403.6	2742436.73	0.955	442550.4	$2,619,027.08
7	авг	72.85	383	837046.5	0	55500	83704.65	5550	692291.9	235379.2	324633.9	456912.6	3199349.35	0.955	436351.6	$3,055,378.63
8	сен	72.85	378	826119	0	55500	82611.9	5550	682457.1	232035.4	320197.3	450421.7	3649771.04	0.955	430152.7	$3,485,531.34
9	окт	72.85	373	815191.5	0	55500	81519.15	5550	672622.4	228691.6	315760.7	443930.8	4093701.79	0.955	423953.9	$3,909,485.21
10	ноя	72.85	365	797707.5	0	55500	79770.75	5550	656886.8	223341.5	308662.2	433545.3	4527247.04	0.955	414035.7	$4,323,520.93
11	дек	72.85	357	780223.5	0	55500	78022.35	5550	641151.2	217991.4	301563.7	423159.8	4950406.8	0.955	404117.6	$4,727,638.50

Таблица 11 – Расчет прибыли для внутрипластового горения

№	месяц	Цена	Дебит	Доход	Кап.	Опер.	Налог	Налог	Прибыль	Налог	Налоги	Чистая	Общая	Коэф.	Дискон.	Общая
		Нефть	Нефть	Общий	расходы	расходы	Недр.	Косв.		Корп.	Общие	Прибыль	Прибыль	дискон.	прибыль	д. приб.
		%/STB	STB/d	$	$	$	$	$	$	$	$	$	$	%	$	$
0	янв	72.85	98	214179	158900	0	21417.9	36547	156214.1	0	57964.9	-2685.9	-2685.9	0.955	-2565.03	-$2,565.03
1	фев	72.85	298	651279	0	68900	65127.9	6890	510361.1	173522.8	245540.7	336838.3	334152.426	0.955	321680.6	$319,115.57
2	мар	72.85	345	753997.5	0	68900	75399.75	6890	602807.8	204954.6	287244.4	397853.1	732005.541	0.955	379949.7	$699,065.29
3	апр	72.85	378	826119	0	68900	82611.9	6890	667717.1	227023.8	316525.7	440693.3	1172698.83	0.955	420862.1	$1,119,927.38
4	май	72.85	366	799893	0	68900	79989.3	6890	644113.7	218998.7	305878	425115	1597813.87	0.955	405984.9	$1,525,912.24
5	июн	72.85	354	773667	0	68900	77366.7	6890	620510.3	210973.5	295230.2	409536.8	2007350.67	0.955	391107.6	$1,917,019.89
6	июл	72.85	342	747441	0	68900	74744.1	6890	596906.9	202948.3	284582.4	393958.6	2401309.22	0.955	376230.4	$2,293,250.31
7	авг	72.85	330	721215	0	68900	72121.5	6890	573303.5	194923.2	273934.7	378380.3	2779689.53	0.955	361353.2	$2,654,603.50
8	сен	72.85	318	694989	0	68900	69498.9	6890	549700.1	186898	263286.9	362802.1	3142491.6	0.955	346476	$3,001,079.48
9	окт	72.85	306	668763	0	68900	66876.3	6890	526096.7	178872.9	252639.2	347223.8	3489715.42	0.955	331598.8	$3,332,678.23
10	ноя	72.85	298	651279	0	68900	65127.9	6890	510361.1	173522.8	245540.7	336838.3	3826553.75	0.955	321680.6	$3,654,358.83
11	дек	72.85	287	627238.5	0	68900	62723.85	6890	488724.7	166166.4	235780.2	322558.3	4149112.01	0.955	308043.1	$3,962,401.97

Сравнительная характеристика полученных данных

По рисунку 4 можно увидеть сравнение значений чистой дисконтированной прибыли двух методов. Самым прибыльным методом оказалось полимерное заводнение.

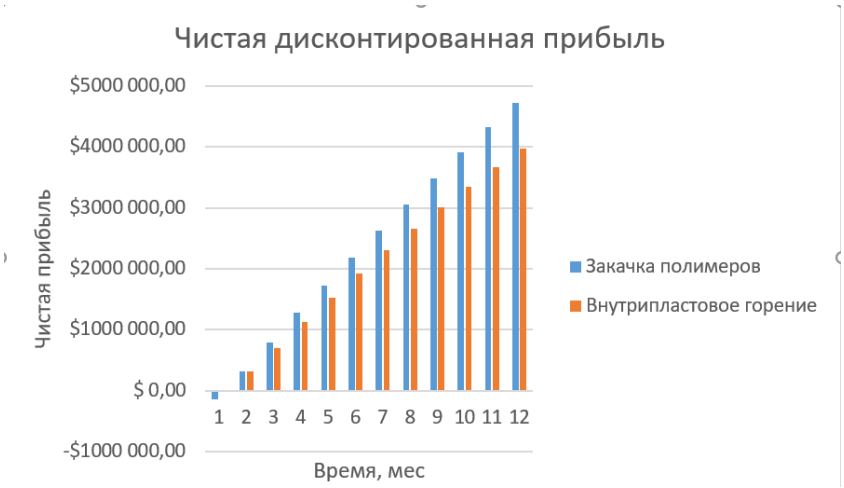


Рисунок 4 — Зависимость чистой дисконтированной прибыли от времени

4 Охрана труда и окружающей среды

Угрозу нарушения естественного залегания пород могут иметь сооружение скважин, подготовительные работы, а также загрязнение вследствие процессов добычи. Во время строительства скважин необходимо учитывать возможность перетоков между пластами, что является результатом отсутствия герметичности скважины. [9] Постоянность геологической обстановки во многом зависит от вида и продолжительности проводимых работ. Строительство скважин также ухудшает состояние земной поверхности и влияет в основном во время обустройства. При самом буровом процессе происходит механическое и техногенное действие на горные породы. Для наиболее безопасного бурового процесса необходимо использовать материалы с наименьшим потенциалом загрязнения, проводить периодическую переработку и обезвреживание отходов.

На растительный мир влияют в основном антропогенные факторы, вследствие механических, химических воздействий. Для предотвращения угрозы опустынивания, необходимо уменьшить количество заново прокладывающихся грунтовых дорог, проводить мероприятия по прекращению увеличения участков, подвергающиеся влиянию при производстве работ.

Что касается животного мира, то основные факторы, влияющие на состояние: разрушение мест обитания животных, сокращение их площадей, изменение среды. Необходимо учитывать и территориальную широту воздействия: оно может коснуться лишь непосредственного участка, повлияв на смежные территории, изменив местообитания на относительно больших территориях или же охватить огромные регионы.

Основная цель при соблюдении безопасности работ преждевременное предупреждение риска. При добыче всегда есть вероятность возникновения аварий и проблем, возникающие вследствие антропогенных и природных факторов. [8-9] Первостепенная роль в безопасности рабочих, местных граждан и охраны окружающей среды выполняют свод инструкций, нормативов и правил, которые необходимо соблюдать всеми людьми. Основное внимание должно уделяться монтажу, проверке и техобслуживанию оборудований при выполнении работ. Все данные работы осуществляются в соответствии с правилами ТБ, охраны труда, инструктажа рабочих и ведение практических уроков.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной дипломной работы можно сделать такие выводы:

- По изученным геологическим данным была проведена оценка физико – химических свойств месторождения и выявлены основные осложнения, на которые необходимо направить воздействие МУН;
- Был проведен анализ коллекторских свойств толщин и проведено литологическое расчленение разрезов скважин, а также подробный анализ воздействия каждого вида каротажа;
- Зная каким образом проводится литологическое расчленение скважин, были непосредственно рассмотрены виды выделения пластов – коллекторов, в частности межзерновых терригенных и карбонатных коллекторов;
- Согласно методам определения и оценки коэффициента глинистости, были проведены расчеты и изучены причины необходимости выявления содержания глин;
- Для определения оптимальности метода увеличения нефтеотдачи, был проведен скрининг отбор при помощи таблицы Табера для месторождения Кумколь;
- Был проведен расчет экономической рентабельности каждого из выбранного МУН.

По итогам выполнения дипломной работы можно сделать следующий вывод: для месторождения Кумколь наиболее эффективным и рентабельным является полимерное заводнение.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1 Проект разработки нефтегазового месторождения Кумколь, 1998 г. (архив)

2 Даукеев С.Ж., Воцалевский В.С., Шлыгин Д.А., Пилифосов В.М. «Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана» том 3, Алматы, 2002

3 Larry W. Lake. Enhanced oil recovery / Society of petroleum engineers. — Остин, Техас: Prentice Hall, 1989. — 550 с.

4 Семенцов Г.Н., Акулыпин А.И., Бойко В.С. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин» справочник. Ужгород/Карпаты 1985.

5 Ибатуллин Р.Р. «Технологические процессы разработки нефтяных месторождений», 2010

6 Сыромятников Е.С., Победоносцева Н.Н., Зубарева В.Д. «Организация, планирование и управление нефтегазодобывающими предприятиями» Учебник для вузов, М. Недра 1987.

7 Калабаев Х.А. «Методические указания к выполнению организационно-экономической части дипломных проектов для студентов специальности 2001» Алматы КазПТИ 1992г.

8 Куцый П. В., Овсянников Ю.Н. «Охрана труда на буровых и нефтегазодобывающих предприятиях» М. Бедра 1978.

9 «Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности» М. Недра 1974.

10 Годовой отчет АО «Харрикейн Кумколь Мунай» 1998.

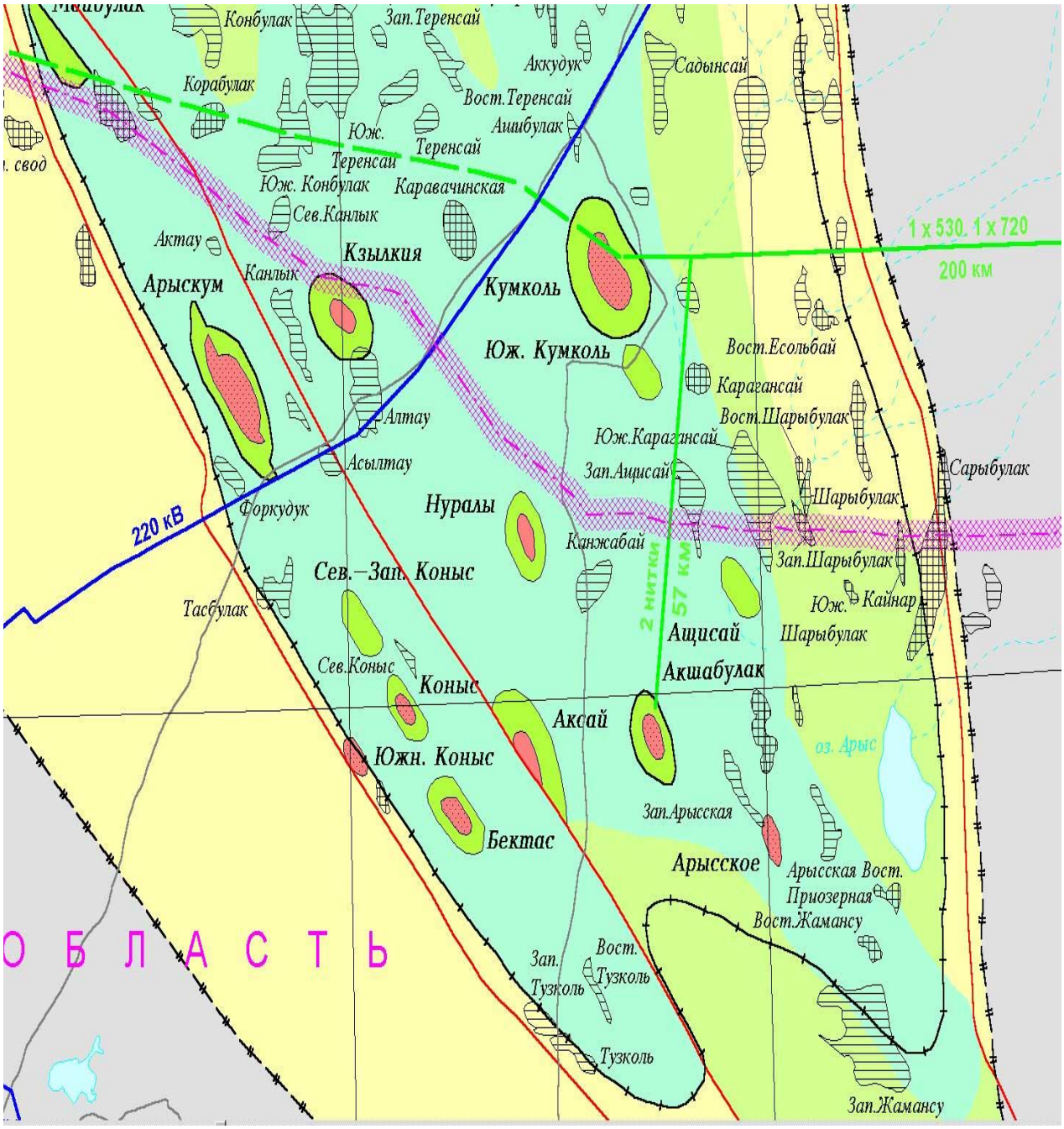
11 Boon, J. A. (1984). Chemistry In Enhanced Oil Recovery- An Overview. Journal of Canadian Petroleum Technology, 23(01). doi:10.2118/84-01-08

12 Косков В.Н. «Решение геологических задач методами ГИС» Пермь, 2014

13 Taber J.J., Martin F.D., and Seright R.S. EOR Screcning Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screenig Criteria and Enhanccd Recovery Field Projects –Part 2: Applications and Impact of Oil Prices //SPE Reservoir Engineering, 1997

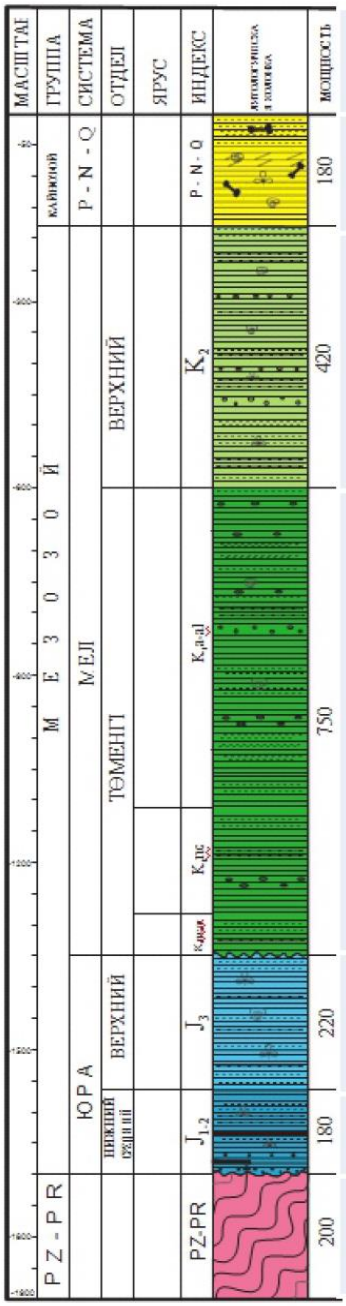
Приложение А

Обзорная карта (М:2700000)



Приложение Б

Геологический разрез по линии Арыскум – Улутау



Литологическое описание горных пород	Нефтегазонасыщенность
Серо-зеленые,известковыеи коричневыеглины,пески, гравий, крупные светло-серыегальки,а такжепрослоимергеля.	
Состоит из карбонатных,слабосцементированных,гравилитных песчаников серого цвета, а также из крупной гальки и менгравелитов с песчаникамиглинамислоистойтекстуры.	
Кальцит, доломит, серо-бурый песчаник,гравий,гравелиты мелкозернистые конгломераты и красного цвета известняковые глины с прослоями авлеврита	Продуктивными горизонтами в Кумкольском и Арыскуском месторождениях являются МІ и МІІ (глубина 1000-1200 метров)
Серые полимиктовые песчаники, карбонатные алевролиты, слоистые глины и сероватые карбонатные, мелкозернистые песчаники с массивной текстурой	В промышленности в состав юрского периода входят 6 продуктивных горизонтов: Ю0, Ю-І, Ю-ІІ, Ю-ІІІ, Ю-IV, Ю-V. Это Кумколь, Арыскум, Нуралы, Кызылкия и др.
Темно-серые, слюдистые песчаники. Углистые аргиллиты с органогенными обломками.	
Рыхлые глины.	

Условные обозначения

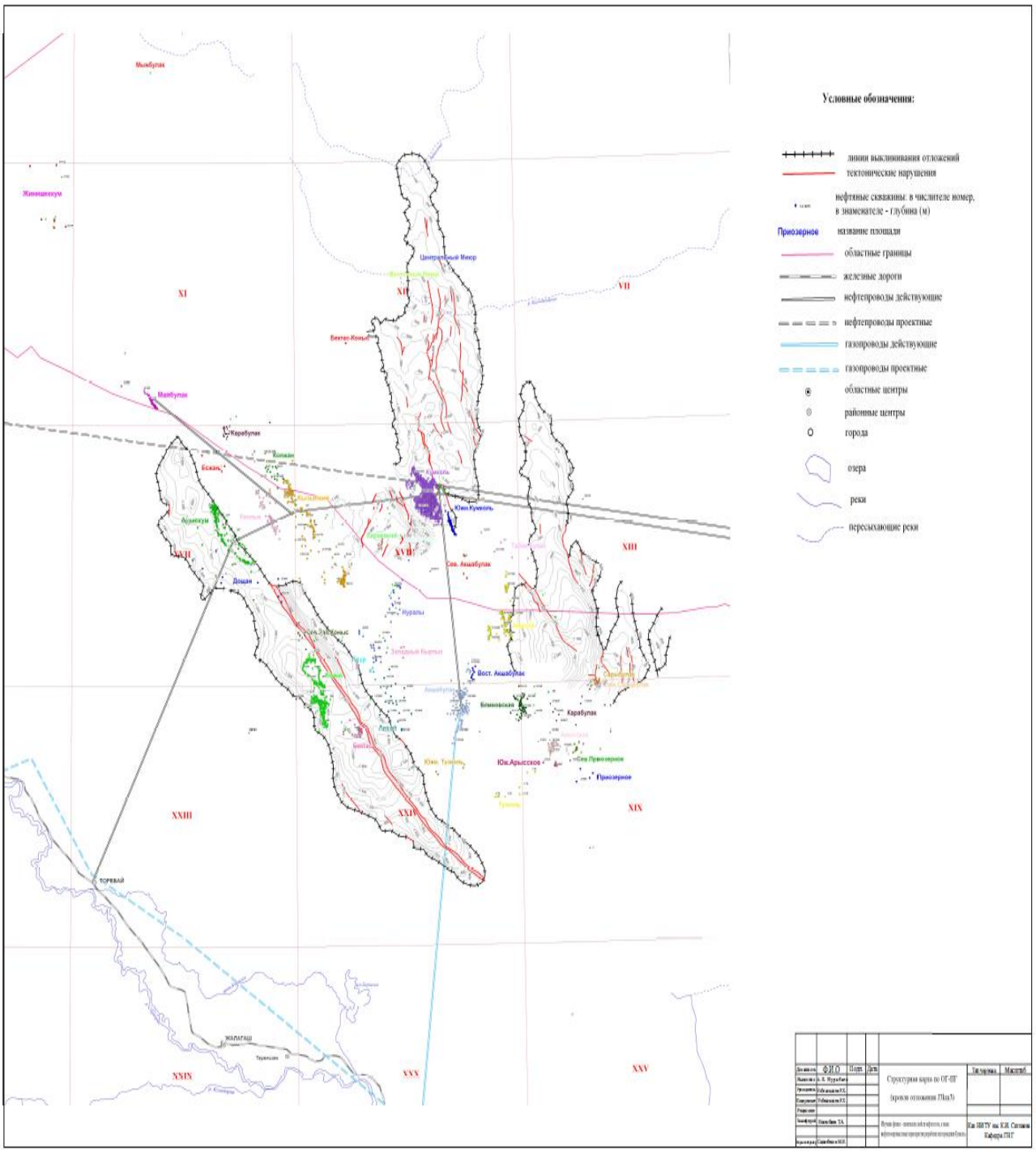
- P-N — Палеоген – неогеновая система
- K 2 — Средний отдел меловой системы
- K2s-t — Сенон – туронские ярусы меловой системы
- K1al — Альбский ярус меловой системы
- K1a — Аптский ярус меловой системы
- J 3 — Верхний отдел юрской системы
- J 1-2 — Средний и нижний отделы юрской системы
- PZ-PR — Палеозой – протерозойская система

- Песок
- Глина
- Мергель
- Известняк
- Галечник
- Песчаник
- Аргиллит
- Конгломераты
- Алевролит
- Нефть

Должность	Ф.И.О	Подп.	Дата			
Выполнил	А.Б. Нурлыбаева			Геологический разрез по линии Арыскум – Улутау	Тип чертежа	Масштаб
Руководитель	Уйсбаева Р.Х					
Консультант	Уйсбаева Р.Х					
Рецензент						
Зав.кафедрой	Бакенбаева Т.А.			Нутекшы физико - химиялық сойлік нефтегазы, олардың нефтегазжинақтыратын процестерін дайындау жоспарлаудың Кумколь	Каз НИТУ им. К.И. Сатпаева Кафедра ГНГ	
Нормоконтролер	Сапарбекова М.Е.					

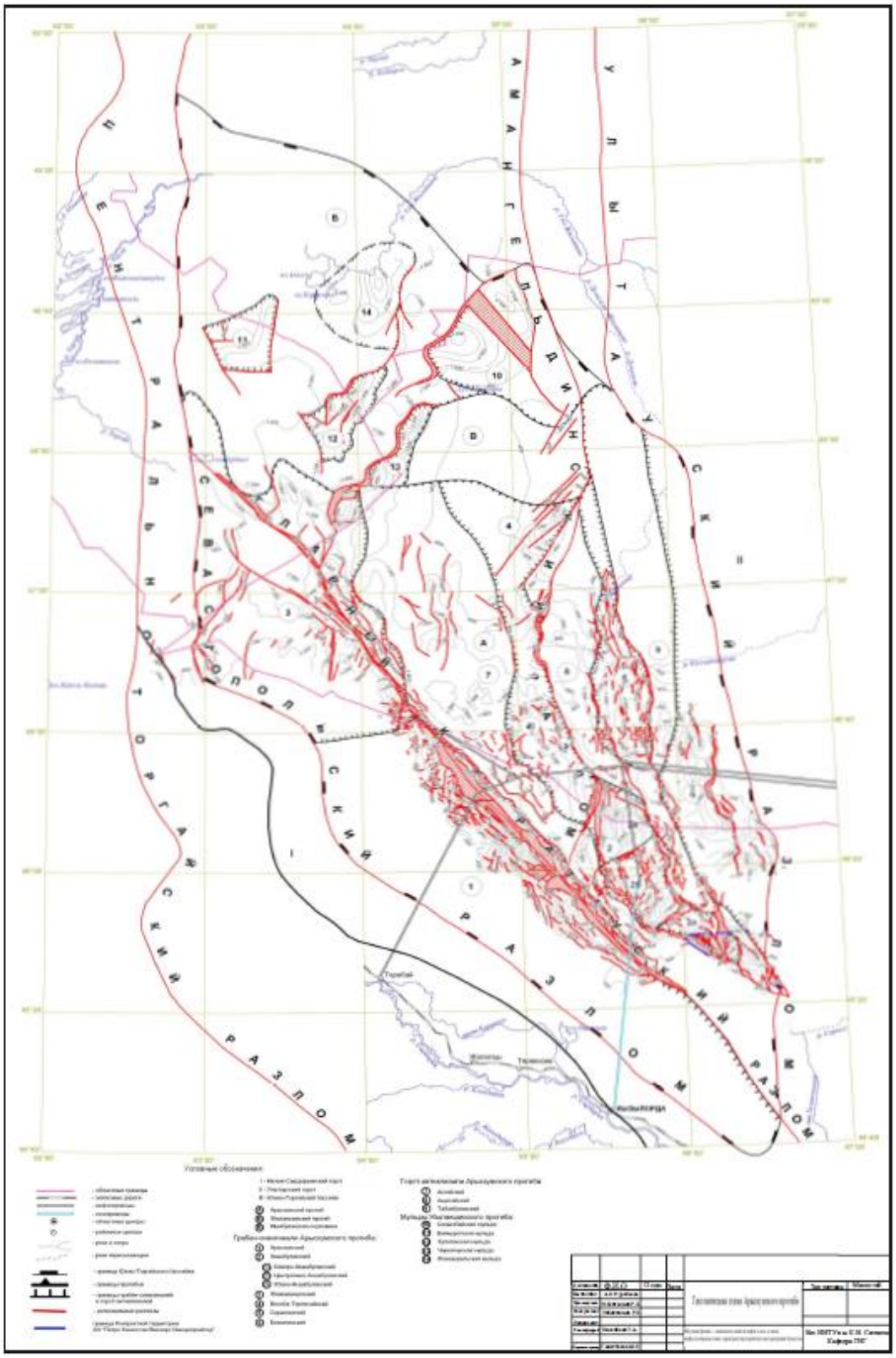
Приложение В

Структурная карта по кровле коллектора ОГ-III’



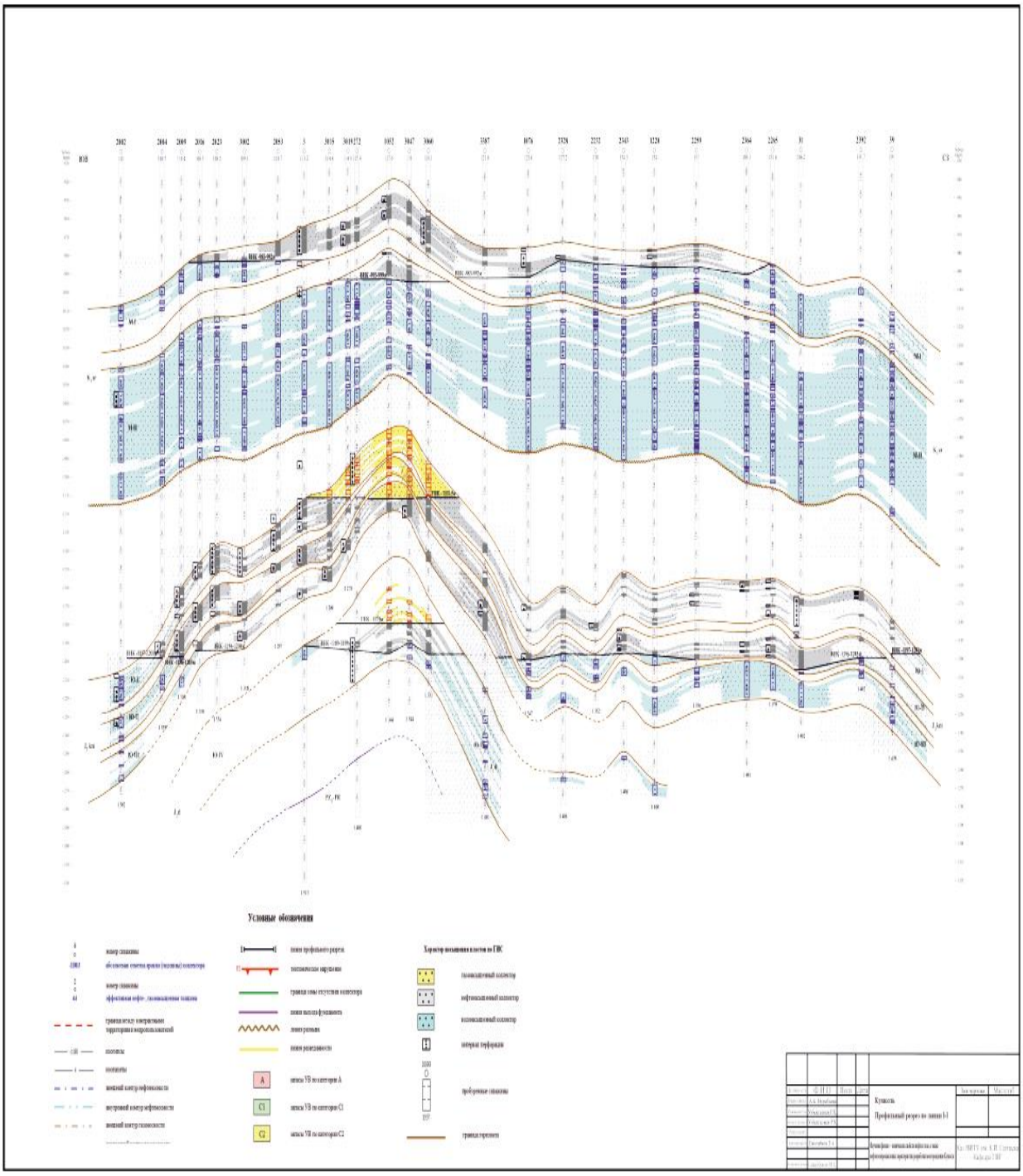
Приложение Г

Тектоническая схема Арыскумского прогиба



Приложение Д

Профильный разрез месторождения по линии I-I



Приложение Е

Использованная для преобразования таблица скрининга

		Oil Properties			Reservoir Characteristics					
Detail Table in Ref. 16	EOR Method	Gravity (°API)	Viscosity (cp)	Composition	Oil Saturation (% PV)	Formation Type	Net Thickness (ft)	Average Permeability (md)	Depth (ft)	Temperature (°F)
Gas Injection Methods (Miscible)										
1	Nitrogen and flue gas	>35↗48↗	<0.4↘0.2↘	High percent of C_1 to C_7	>40↗75↗	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>6,000	NC
2	Hydrocarbon	>23↗41↗	<3↘0.5↘	High percent of C_2 to C_7	>30↗80↗	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>4,000	NC
3	CO_2	>22↗36↗[a]	<10↘1.5↘	High percent of C_5 to C_{12}	>20↗55↗	Sandstone or carbonate	Wide range	NC	>2,500[a]	NC
1-3	Immiscible gases	>12	<600	NC	>35↗70↗	NC	NC if dipping and/or good vertical permeability	NC	>1,800	NC
(Enhanced) Waterflooding										
4	Micellar/ Polymer, ASP, and Alkaline Flooding	>20↗35↗	<35↘13↘	Light, intermediate, some organic acids for alkaline floods	>35↗53↗	Sandstone preferred	NC	>10↗450↗	>9,000↘3,250	>200↘80
5	Polymer Flooding	>15	<150, >10	NC	>50↗80↗	Sandstone preferred	NC	>10↗800↗[b]	<9,000	>200↘140
Thermal/Mechanical										
6	Combustion	>10↗16→?	<5,000 ↓ 1,200	Some asphaltic components	>50↗72↗	High-porosity sand/ sandstone	>10	>50[c]	<11,500↘3,500	>100↗135
7	Steam	>8 to 13.5→?	<200,000 ↓ 4,700	NC	>40↗66↗	High-porosity sand/ sandstone	>20	>200↗2,540↗[d]	<4,500↘1,500	NC
—	Surface mining	7 to 11	Zero cold flow	NC	>8 wt% sand	Mineable tar sand	>10[e]	NC	>3:1 overburden to sand ratio	NC

NC = not critical.
Underlined values represent the approximate mean or average for current field projects.
[a]See Table 3 of Ref. 16.
[b]> 3md from some carbonate reservoirs if the intent is to sweep only the fracture system.
[c]Transmissibility > 20 md-ft/cp
[d]Transmissibility > 50 md-ft/cp
[e]See depth.