

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

Джакеева Айжан Еркиновна

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Дипломной работы

На тему: «Геологическое строение, нефтегазоносность и особенности формирования эксплуатационных объектов месторождения Карачаганак»

5B070600 – «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

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой ГНГ

Ассон. профессор, PhD

Т.А.Енсепаев

«17» 05 2019г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломной работе

На тему: «Геологическое строение, нефтегазоносность и особенности формирования эксплуатационных объектов месторождения Карачаганак»

5В070600 – «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»

Выполнила:

А.Е. Джакеева

Научный руководитель

к.г.-м.н., сеньор лектор

Р. Х. Узбекгалиев

« » 2019 г.

Алматы 2019

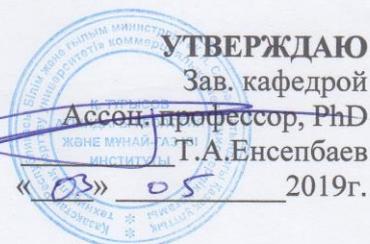
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

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»



ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающейся: Джакеевой Айжан Еркиновны

Тема: Геологическое строение, нефтегазоносность и особенности формирования эксплуатационных объектов месторождения Карачаганак

Утверждена приказом по университету №1839-б «14» марта 2019 г.

Срок сдачи законченной работы 17 мая 2019

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) охрана недр и окружающей среды

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- а) обзорная карта
- б) литологическая колонка
- в) тектоническая карта (геологическая карта месторождения)
- г) структурные карты
- д) геолого – геофизические профиля

Рекомендуемая основная литература:

Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. - Москва, 2016. – 115-146.

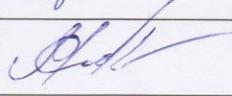
ГРАФИК

подготовки дипломной работы

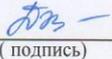
Наименования разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Срок представления научному руководителю	Примечание
Геологическая часть	14.05.19	
Спец.глава	14.05.19	
Охрана окружающей среды	14.05.19	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу

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	14.05.19	
Спец.глава	Узбекгалиев Р. Х. к.г.-м.н., сеньор лектор	14.05.19	
Охрана окружающей среды	Узбекгалиев Р. Х. к.г.-м.н., сеньор лектор	14.05.19	
Нормоконтролер	Санатбеков М.Е. ассистент	15.05.19	

Научный руководитель  Узбекгалиев Р. Х.
(подпись)

Задание принял к исполнению студент  А.Е. Джакеева
(подпись)

Дата выдачи задания « 15 » 03 2019 г.

АНДАТПА

Қазақстанда сонымен бірге дүние жүзінде ең ірі кенорындардың бірі Карашығанақ мұнай-газ конденсатты кенорын болып табылады. Дипломдық жұмыста геологиялық, өнімді қабаттардың ерекшеліктерін, қоршаған ортаны мен жер қойнауын қорғау бөлімдері айқындайды

Мәселе: Аймақта да, бөлімде де гетерогенді қабатты сақтайды.

Дипломдық жұмыстың мақсаты: кенорының өндірістік объектілерін қалыптастыру ерекшелігі сипатталады, ол өндірістік дипломдық практикасының есебтерінен, пайдалана ала отырып өту кезінде жиналған материалдарға негізделген.

Дипломдық жұмыста 32 беттер, 1 сурет мен 1 кесте бар.

АННОТАЦИЯ

Нефтегазоконденсатное месторождении Карачаганак является месторождением гигантом не только в Казахстане, но и во всем мире. В дипломной работе освещены разделы: геологическая часть, особенности формирования продуктивных толщ, охрана недр и окружающей среды.

Проблема: неоднородность пласта-коллектора как по площади, так и по разрезу, что отражается на эксплуатационных характеристиках.

Цель дипломной работы: используя материалы из отчетов, которые были отобраны за время прохождения преддипломной практики, описать формирование эксплуатационных объектов на месторождении.

Дипломная работа содержит 32 страниц, 1 рисунок и 1 таблицу.

ANNOTATION

Karachaganak oil and gas condensate field is a giant field not only in Kazakhstan, but throughout the world. The thesis covers the following sections: the geological part, the peculiarities of the formation of productive strata, the protection of the subsoil and the environment.

Problem: heterogeneity of the reservoir, both in area and in section, which affects the operational characteristics.

Purpose of the work: using materials from reports that were selected during the passage of pre-diploma practice and described the formation of operational facilities in the field.

Thesis contains 32 pages, 1 figure and 1 table.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	7
1	Геологическая часть	8
	1.1. Географо-экономические условия	8
	1.2. Геолого-геофизическая изученность	10
	1.3. Стратиграфия	11
	1.4. Тектоника	15
	1.5. Нефтегазоносность	18
	1.6. Гидрогеологическая характеристика	22
2	Особенности формирования эксплуатационных объектов месторождения Карачаганак	24
	2.1. Предпосылки развития внутрибассейновой карбонатной платформы месторождения Карачаганак	24
	2.2. Седиментационные этапы формирования прикаспийского осадочного бассейна в позднем палеозое	25
	2.3. Коллекторские свойства пород-коллекторов Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения	26
	2.4. Районирование эксплуатационных объектов	28
3	Охрана недр и окружающей среды	34
	Заключение	36
	Список использованной литературы	37
	Приложение А Структурные карты по отражающему горизонту С9	39
	Приложение Б Структурные карты по отражающему горизонту С1	40
	Приложение В Структурные карты по отражающему горизонту Р ₀	41
	Приложение Г Сейсмический разрез по линии 4300	42
	Приложение Д Сейсмический разрез по линии 9843	43
	Приложение Е Схематический разрез месторождения Карачаганак	44
	Приложение И Тектоническая схема подсолевых отложений Восточной части Прикаспийской впадины	45

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак было открыто при бурении скважины в 1979 году, что находится в северной бортовой зоне Прикаспийской впадины.

Объект исследования – нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак.

Цель работы – обоснование особенности формирования эксплуатационных объектов месторождения.

Задачей дипломной работы является изучение особенности формирования эксплуатационных объектов, а также особенности геологического строения месторождений с целью выявления основных закономерностей в размещении нефтегазоносных комплексов.

Актуальность: Опыт разработки большинства крупных нефтяных месторождений показывает, что большое влияние на эффективность выработки запасов оказывают особенности геологического строения продуктивных пластов, определяемые палеотектоническим и палеофациальным режимами их образования. В связи с этим, всегда определенную актуальность имеют вопросы изучения геологической неоднородности, геолого-генетических факторов, влияющих на образование коллекторов со сложным геологическим строением.

Методические основы. Основой этой работы стали геологическое строение, нефтегазоносность и особенности формирования эксплуатационных объектов месторождения Карачаганак. Были использованы геолого-промысловые материалы, собранные в ходе прохождения производственной и преддипломной практики.

В разделе охраны окружающей среды описаны проблемы охраны недр и окружающей среды, что требует обеспечения рационального использования природных ресурсов и безопасных проведенных работ на разных стадиях разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

Областной центр г. Уральск (центр города) находится в 150 км к западу от месторождения Карачаганак.

В северо-западной части месторождения расположен Карачаганакский перерабатывающий комплекс, на юго-востоке – установка комплексной подготовки газа - 2 (УКПГ – 2), на северо-востоке - установка комплексной подготовки газа - 3 (УКПГ – 3).

Площадь месторождения пересекает автодорога с твердым покрытием «Уральск - Оренбург». В 35 км к северо - востоку от месторождения проходит газопровод «Оренбург - Западная граница», а в 160 км к западу - нефтепровод «Мангышлак - Самара». От Карачаганакского месторождения до Оренбургского газоперерабатывающего завода (ГПЗ), расположенного в 30 километров северо-западнее г. Оренбург, проложены газо- и конденсатопроводы протяженностью 120 км. По западной части месторождения в северо-восточном направлении проложена линия электропередач – 35 (ЛЭП – 35), через территорию месторождения проходит линия электропередач – 110 (ЛЭП – 110).

В июне 2002 г. для врезки в сеть Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) был построен экспортный трубопровод Большой Чаган - Атырау протяженностью 635 км, который пущен в эксплуатацию в июле 2003 года.

В северной части территории находится Прикаспийская низменность, представляющая собой однообразную равнину, которая делит ее на две части: на северную и южную. Северная часть отличается плоской поверхностью, лишь кое-где нарушается лиманами и впадинами. На севере Прикаспийская низменность переходит в южные отроги Общего Сырта. На востоке – в западную окраину Подуральского плато.

Орфографический район месторождения представляет собой равнину с абсолютными отметками 80 - 130 м над уровнем моря, изрезанную редкой сетью оврагов и балок глубиной 8 - 10 м.

Гидрографическая сеть представлена рекой Урал и ее притоком - рекой Илек, протекающими на расстоянии 10 - 15 км к северу и к северо-востоку от месторождения. По площади месторождения протекает речка Березовка, пересыхающая летом.

Климат района резко континентальный. Лето сухое и жаркое (до +44°C), зима холодная (до минус 43°C). Почти постоянно дуют сильные ветры. Среднегодовое количество осадков составляет 220 - 250 мм, среднемесячное – 4,9 - 50 мм. Высота снежного покрова за год составляет 13-30 см, достигая максимум 50 см. Глубина промерзания почвы составляет 1 - 1,65 м.

Среднегодовое количество осадков составляет 300 - 350 мм, выпадающих в основном осенью, зимой и весной. Глубина промерзания грунта колеблется от 1 до 1,5 м в зависимости от толщины снежного покрова.

Продолжительность отопительного сезона 176 дней.

Растительность типичная для сухих степей. В пределах площади проектируемых работ степи сплошь распаханы. Очень большое количество паразитных насекомых.

1.2 История геологической изученности

Месторождение Карачаганак было открыто в 1979 г.

Впервые запасы углеводородов (УВ) месторождения были подсчитаны и утверждены в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР) в 1985 г., затем, по мере разбуривания и освоения месторождения, запасы пересчитывались в 1988 г. и в 1999 г. Последний пересчет запасов был выполнен в 2014 г. по состоянию изученности месторождения на 01.03.2012 г. [8].

С ноября 1984 г. Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение (КНГКМ) находилось в опытно - промышленной эксплуатации (ОПЭ). Срок действия проекта опытно - промышленной эксплуатации (ОПЭ) неоднократно продлевался решениями Центральной комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений (ЦКР) до 2000 г.

Технологическая схема разработки месторождения, являющаяся в настоящее время действующим проектным документом по разработке месторождения Карачаганак, была составлена в 1999 г. и утверждена Центральной комиссией по разработке нефтяных и газовых месторождений при Министерстве энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан (ЦКР МЭМР РК) в марте 2000 г. На месторождении были выделены три объекта разработки: I объект - газоконденсатная часть нижнепермского возраста; II объект - газоконденсатная часть каменноугольных отложений, III объект – нефтяная часть каменноугольных и верхнедевонских отложений. Решением Центральной комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений при Министерстве энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан (ЦКР МЭМР РК) утвержден вариант 1 с обратной закачкой 40% добываемого газа в кровлю II объекта разработки, отвечающий условиям Окончательного соглашения о разделе продукции (ОСРП) между Республикой Казахстан и Подрядчиком. Технологическая схема разработки была утверждена сроком на 5 лет [13].

Реализация утвержденного варианта Технологической схемы разработки была начата с отставанием на 3 года в 2003 г., что было связано с переносом сроков сдачи объектов наземного обустройства установки комплексной подготовки газа – 2, Карачаганакского перерабатывающего комплекса (УКПГ - 2, КПК) с 2001 г. на 2003 г. и задержками строительства объектов транспортировки продукции. Закачка газа на постоянной основе была начата в 2004г.

В соответствии с решением Центральной комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений при Министерстве энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан (ЦКР МЭМР РК), была

разработана и утверждена Экспериментальная программа лабораторных и промысловых исследований, результаты реализации которой рассматривались ежегодно в отчетах по авторскому надзору. В связи с отставанием по срокам завершения обустройства месторождения и реализации закачки газа, фактические показатели не соответствовали проектным. Проектные показатели были уточнены и утверждены Центральной комиссией по разработке нефтяных и газовых месторождений при Министерстве энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан (ЦКР МЭМР РК) на 2005 - 2007 гг. в «Анализе разработки месторождения Карачаганак по состоянию на 1 октября 2004 г.» [3].

Далее, в связи с задержкой работ по пересчету запасов и уточнения технологической схемы разработки, по объективным причинам, показатели на 2008 - 2018 гг. были уточнены и утверждены Центральной комиссией по разработке нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан (ЦКР РК) в отчетах по авторскому надзору и анализу разработки [13, 9].

1.3 Стратиграфия

В строении Карачаганакского газоконденсатного месторождения принимают участие породы широкого стратиграфического диапазона: от девонских до четвертичных включительно.

Разрабатываемая нефтегазоконденсатная залежь приурочена к каменноугольно-артинским отложениям, залегающим на глубине от 3624-3735 м в центральных частях палеосвода залежи скважин 2, 12, 23, 213, 146, 196, 314, 324 до 5073 - 5137 м на склонах его скважин 8, 31, 34, 40. Надпродуктивные отложения – представлены мощной осадочной толщей кунгурско-мезокайнезойского возраста.

Каменноугольная система С

Каменноугольные отложения представлены в объеме нижнего и среднего отделов. Контакт с перекрывающими породами трансгрессивный, с размывом каменноугольных отложений и угловым несогласием. Наиболее широко на территории месторождения развиты отложения нижнего карбона, относящиеся к визейскому и серпуховскому ярусам.

Нижний отдел C_1

Визейский ярус C_{IV}

Визейский ярус вскрыт в скважинах 4, 6, 7, 9, 11, 12, 17, 19, 20, 23, и др. Представлен преобладающими светло-серыми известняками, органогенно-детритовыми, мелко-среднезернистыми, пористыми. Общая толщина визейского яруса на площади до 303 м.

Серпуховский ярус C_1S

Отложения серпуховского яруса вскрыты в тех же скважинах, кроме скважины 11, где они размывы. Отложения представлены переслаиванием

известняков и доломитов в равном соотношении. Общая толщина отложений достигает 210 м (скважины 1, 19, 20).

Средний отдел C_2

Отложения среднего карбона к настоящему времени вскрыты только на северном крыле Карачаганакского поднятия (скважины 1, 5, 13). По палеонтологическим данным они относятся к нижним горизонтам башкирского I яруса (краснополянский горизонт).

Башкирский ярус C_{1b}

Отложения представлены биоморфным I нередко брекчированными известняками и доломитами, неравномерно Г пористыми. Толщина отложений 17 - 90 метр. Каменноугольные отложения на площади месторождения вскрыты в интервале глубин 4480 - 5362 метр. Суммарная вскрытая толщина составляет 530-603метр.

Пермская система Р

Породы пермского возраста в пределах месторождения залегают на каменноугольных отложениях со стратиграфическим перерывом. Пермская система сложена нижней карбонатной, средней соленосной и верхней терригенной толщами.

Нижний отдел

Палеонтологическая изученность пород отдела позволяет выделить в его составе ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы.

Ассельский ярус $P1a$ в биогермном типе разреза представлен биогермными известняками, реже доломитами и их биоморфно-детритовыми разностями. Максимальная толщина ассельских отложений биогермного типа достигает 557 м, а склонового от 42 м до 216 м.

Сакмарский ярус $P1s$ в рифовой фации представлен серыми известняками толщиной от 23 м до 90 м. Склоновый тип разреза представлен органогенно-детритовыми, брекчиевидными, тонкокристаллическими и пелитоморфными известняками толщиной от 15 м до 56 м.

Артинский ярус $P1an$ в рифовом и склоновом типах разреза подразделяются на подъярусы.

Нижнеартинский подъярус в рифовом типе разреза представлен биоморфно-детритовыми известняками, реже вторичными доломитами. Толщина пород достигает 90 м. Верхнеартинский подъярус по типам разреза и литологии сходен с нижнеартинским. Толщина артинских отложений в целом в биогермном типе разреза колеблется от 143 м до 303 м, в склоновом типе от 5 м до 217 м.

Кунгурский ярус $P1k$. Отложения кунгурского яруса в пределах месторождения развиты повсеместно. Они залегают на размытой поверхности каменноугольно-артинских отложений, облекая седиментационно-рифогенную морфоструктуру Карачаганакского поднятия и повторяя ее рельеф.

По палеонтологическим и палинологическим данным в составе кунгурского яруса выделяются филипповский и ирьеньский горизонты.

Филипповский горизонт $P1k^f$ характеризуется колебаниями глубины залегания кровли в широких пределах, от 3568 - 3636 м в своде структуры.

Толщина горизонта меняется от нескольких метров в наиболее погруженных частях рифогенной структуры до 150 - 304 м в центральной части палеорифа.

Карбонатная толща палеонтологически обоснована лишь в скважине номер 10. Литологически данная толща сложена преимущественно перекристаллизованными доломитами и известняками. Ниже 10 - 15 м представлены мшанково-брахиоподобными и мшанково-гастроподовыми известняками. Здесь в интервале 3923 - 3928 м определены остракоды, характерные для кунгурского яруса в целом. Кроме того, в интервале 3808 - 3914 м определен опорно - пылевой комплекс, отвечающий характеристике комплекса филипповского горизонта. Мощность карбонатной толщи в скважине номер 10 составила 24 м.

Комплекс остракод, характерный для кунгурского яруса, определен также в скважине номер 2 в интервале 3769 - 3773 м. По сопоставлению результатов ГИС по аналогии со скважиной номер 10 в скважинах номер 2 и 4 карбонатная пачка выделена условно соответственно в интервалах 3736 - 3778 м и 4350 - 4368 м.

Иреньский горизонт $P1k^{in}$. Отложения иреньского возраста вскрываются почти всеми пробуренными скважинами, кроме скважин номер 23, 102, 111, 913, расположенных в зоне развития мольной мульды. На Карачаганакском куполе вскрытая толщина соленосных пород составляет от 4215 метр (скважина 305) до 5018 м (скважина 49). На Кончебайском куполе максимальные толщины вскрыты скважинами номер 43 и 33. Они составляют, соответственно, 3967 м и 4606 м.

Верхний отдел P_2

Отложения верхнего отдела пермской системы выделяются в объеме уфимского, казанского и татарского ярусов со значительной долей условности.

Уфимский ярус $P2u$ сложен глинами аргиллитоподобными, красноцветными, коричневато-серыми, слабо известковистыми с включениями кристаллов каменной соли, гипса и ангидрита, формирующих в основании яруса отдельные прослои. Толщина яруса изменяется от 84 м до 1252 м, в отдельных случаях до 1630 м.

Казанский ярус $P2uz$ по литологии подразделяется на калиновскую и не расчлененную гидрохимическую и сосновскую свиты.

Калиновская свита, представлена глинами красно-коричневыми, коричневато-серыми, уплотненными, алевристыми, в различной степени известковистыми с мелкими гнездами ангидрита и каменной соли, с прослоями глинистых известняков и доломитов. Толщина свиты меняется от 138 м до 187 м, достигая в разрезах некоторых скважин более 200 м, что обусловлено круто наклонным залеганием.

С гидрохимической и сосновской свитами отождествляется толща кирпично-красных, темно - коричневых, сильно уплотненных глин с

многочисленными прослоями каменной соли и ангидрита, реже алевритов, известняков и доломитов. Толщина ее колеблется от 192 м до 1118 м.

Татарский ярус P2t представлен глинами коричневыми, коричневатокрасными с голубовато - серыми пятнами, плотными, аргиллитоподобными, известковистыми, песчанистыми, с прослоями косослоистых полимиктовых песчаников, алевролитов и слабосцементированных песков, редко известняков. Толщина яруса от 700 м до 1925 м.

Триасовая система Т

Отложения триасовой системы представлены глинами, алевролитами и песчаниками. На большей части месторождения толщина триасовых отложений колеблется от 1068 м до 2040 м, сокращаясь до 60 - 578 м на Карачаганакском куполе.

Юрская система J

Отложения юрской системы представлены средним и верхним отделами, которые в некоторых разрезах разделяются условно. Они развиты в южной и центральной частях межкупольной мульды.

Средний отдел J₂

Среднеюрские отложения представлены терригенной толщей, в нижней части которой наблюдается переслаивание песчаников в мелкозернистых, песков глинистых и глин, содержащих в значительном количестве углефицированный растительный детрит. Верхняя часть сложена глинами неизвесковистыми, крупно слоистыми. Толщина среднеюрских отложений изменяется от 121 м до 392 м.

Верхний отдел J₃

Отложение верхней юры представлены породами келловей - оксфорд-кимериджского возраста в виде фосфоритовой плиты и глинисто-мерилистой толщей волжского яруса. Толщина фосфоритовой плиты 0,5 - 0,8 м, отложений волжского яруса от 53 м до 132 м, в отдельных случаях до 172 м.

Меловая система К

Отложения меловой системы выделены в объеме нижнего отдела, который условно расчленяется на валанжинский-готеривский, баремий и аптский ярусы.

Валанжинский-готеривский ярусы представляют собой пачку глин с редкими прослоями мергелей и мелкими фосфоритовыми желваками в основании пачки. Толща этих отложений 13 - 44 м.

Баремский ярус представлен глинами черными, плотными, песчанистыми, с редкими тонкими прослойками мергеля и конкрециями сидерита. Толщина яруса 24 - 80 м.

Аптский ярус сложен глинами темно-серыми, неизвесковистыми, уплотненными, песчанистыми, с тонкими прослойками пиритонизированных сидеритов и мергелей. В основании залегает пласт мелкозернистого песчаника с фосфоритами. Толщина яруса достигает 76 м.

Неогеновая система N

Неогеновая система представлена верхним отделом (плиоценом), представлены глинами зеленовато-серыми, серыми, с прослоями серых разнозернистых песков, песчаников и алевролитов. Толщина плиоценовых отложений от 20 м до 125 м.

Четвертичная система Q

Породы четвертичной системы представлены суглинками, супесями, пескам с линзами галечников и прослоями глин. Толщина их колеблется от 8 м до 20 м.

1.4 Тектоника

В тектоническом отношении Карачаганакское месторождение находится во внутренней части северной бортовой зоны Прикаспийской впадины, характеризующейся большой толщиной осадочного чехла и интенсивным проявлением соляной тектоники. Поднятие связано с крупной подсолевой карбонатной постройкой позднедевонско-раннепермского возраста, приуроченной к выступу фундамента со сложным строением, находящемся на глубине 6 - 7 км.

Карачаганакский карбонатный массив ориентирован параллельно северному борту Прикаспийской впадины. Его протяженность составляет в широтном направлении около 29 км, а в меридиональном до 15 км на востоке и до 5 км на западе. Карбонатная постройка занимает площадь около 295 км².

Основные черты современной структуры изучаемого района определяются его положением в области сочленения двух крупных надпорядковых структур Восточно-Европейской платформы: Волго-Уральской антиклизы и Прикаспийской впадины. Прикаспийская краевая часть (или экзогональная) впадина расположена в пределах юго-восточного угла Восточно-Европейской платформы. Это одна из крупнейших и глубоких впадин древних платформ и одна из наиболее крупных солянокупольных областей мира.

На востоке и юге впадина по системе кулисных швов граничит с герцинскими складчатыми сооружениями Уральской эпигеосинклинальной складчатой области, Южно-Эмбенской моногеосинклинали и кряжа Карпинского, при этом они надвинуты на палеозойские отложения платформенного чехла, который на востоке продолжается до Главного Уральского разлома. Внутренними ограничениями Прикаспийской впадины от приподнятых районов Восточно-Европейской платформы: восточного склона Воронежской антиклизы и южного склона Волго-Уральской антиклизы ранее

считались погребенные разломы (Заволжский на западе и Жадовский на севере), отвечающие гравитационным ступеням.

Непосредственно в пределах Карачаганакского поднятия по имеющимся сейсмическим данным выделяются три блока. Северный поднятый блок ограничен с юга сбросом северо-западного простирания. Поверхность фундамента в его пределах погружается на север от 6,2 до 7 км и более. В промежуточном блоке, раскрывающемся на северо-запад, поверхность фундамента погружается в этом же направлении от 5,2 до 8 км. В южном блоке поверхность фундамента погружается на юг от 7,4 до 8,4 км.

Формирование Карачаганакского карбонатного массива происходило с конца франского времени позднего девона на приподнятом блоке фундамента, образовавшемся в результате предшествующих активных тектонических движений в глубоководной части шельфа северной бортовой зоны Прикаспийской впадины.

Подсолевые осадочные породы (девонского – нижнепермского возраста) откладывались в сильно просевшем остаточном океаническом бассейне, сформировавшегося после двух рифтовых стадий (в рифейское и вендско-ордовикское время). Отложения образовались с участием кремнисто-обломочных (средний девон) и карбонатных пород (верхний девон) вдоль границ бассейна, в то время как в центре бассейна, по всей видимости, господствовали эвксинные (анаэробные) условия. Подробные структурно-тектонические данные по девонским отложениям представлены в подсчете запасов 2009 года.

В фаменско-артинском структурно-тектоническом комплексе выделяются три структурных подэтажа: верхнедевонско-турнейский (дотульский), нижнесреднекаменноугольный и нижнепермский, которые разделяются перерывами в осадконакоплении. При этом каждый подэтаж характеризуется отличным от других структурным планом и обстановками осадконакопления. Карачаганакский карбонатный массив формировался от относительно мелководной обстановки карбонатного осадконакопления в турнейских-нижневизейских отложениях.

В карбоне проградационный осадочный склон и платформенная геометрия сформировали систему верхневизейско-башкирских последовательностей. На каменноугольных отложениях после перерыва в осадконакоплении в отдельных участках развивались пинаклы пермского возраста, состоящие из ряда последовательности неоднородных карбонатных отложений.

Рельеф поверхности вышеуказанных структурных подэтажей характеризуется структурными картами по сейсмическим отражающим горизонтам: верхнедевонско-турнейского - структурной картой по горизонту S_9 (кровля тульского горизонта); ниже-среднекаменноугольного – структурной картой по горизонту S_1 (кровля карбона); нижнепермского подэтажа – структурной картой по кровле филипповского горизонта P_0 (сильное

сейсмическое отражение), полученных в результате интерпретации в 2016 г. сейсмического куба ранней глубинной миграции (приложение А).

Морфология кровли верхнедевонско - турнейского подэтажа довольно сложная. По горизонту S_9 в пределах центральной части сейсмического куба 3Д обособляется поднятие антиклинального типа, вытянутое в восток-юго-восточном направлении. Размеры поднятия в плане по предположительно последней замыкающей изогипсе минус 5300 м составляют 27,1x11 км, при амплитуде порядка 400 м. На севере структура Карачаганак по горизонту S_9 осложнена субширотным нарушением F1 амплитудой 150 м, разделяющим ее на две части: южную (приподнятый блок – основная часть месторождения) и северную (опущенный блок).

Самые высокие отметки горизонта S_9 – 4900 - 5000 м наблюдаются вдоль южного (основного) крыла субширотного тектонического нарушения F1 и в периклинальной восточной части карбонатного массива в районе скважин 28, D4, 21. Размеры восточного свода небольшие, по изогипсе минус 5000 м составляют 5,5x3,5 км при амплитуде 70 - 100 м.

Материалы обработки (2015 г), данных высокоразрешающей сейсморазведки 3Д 2009 года и интерпретация данных ранней глубинной миграции 2016 году Early Pre-stack Depth Migration – Reverse Time Migration (Early PSDM - RTM) подтвердили наличие и уточнили пространственную геометрию разлома F1 в нижних интервалах продуктивной толщи. Так же надо учесть, что материалы обработки 2015 г. неокончательные результаты обработки в глубинной области по данным сейсморазведки 2009 г. Районы, особенно подсолевые отложения (фланговые части), которые влияют на изображение карбонатных отложений считаются критичными и будут рассматриваться в финальной глубинной обработке.

Северное нарушение F1 не прослеживается явно выше кровли тульского горизонта ни по данным новой сеймики, ни по данным межскважинной сейсморазведки. На сейсмических структурных картах S_1 , S_9 и P_0 северное нарушение отсутствует. Однако, как отмечалось выше, в зоне данного нарушения по вышележащим интервалам залежи пластовые давления отличаются, поэтому в модели $S+$ 2016 г. данное нарушение учитывается как барьер давления.

На юго-западном склоне структура осложнена тектоническим нарушением западного простирания F2. Амплитуда сброса порядка 300 - 400 м.

На карте по горизонту S_1 (кровля карбона) среднекаменноугольный карбонатный массив имеет форму вытянутого в широтном направлении плоского широкого свода, с сужающейся западной периклиналью. Склоны карбонатного массива крутые, с углами наклона до 40 - 50°.

Размеры карбонатного массива по кровле карбона в плане по предположительно последней замыкающей изогипсе минус 5175 м составляют 28x13,7 км, при амплитуде порядка 800 м. Самые высокие отметки горизонта S_1

отмечены на севере основного свода. Периклинальное западное поднятие отделяется от основного массива неглубокой узкой седловиной.

Кровля каменноугольных карбонатных отложений - горизонт C_1 коррелируется зеленым цветом. В целом по кровле карбона структура представляет собой ровную поверхность с куполовидным поднятием в западной части, расположенной под соляным куполом. На востоке в районе скважины 28 горизонт C_1 резко погружается до отметок 4800- 4850 м и восточная окраина карбонатного массива представлена в виде погруженной периклинали амплитудой порядка 150 - 200 м.

Структурный план по кровле филипповских отложений (горизонт P_0) в целом повторяет конфигурацию периферии карбонатного массива по кровле карбона (горизонт C_1) в восточной части месторождения.

Существенной особенностью нижнепермского структурного подэтажа является развитие в восточной расширенной части каменноугольного основания нижнепермских башенных рифовых построек - пинаклов (приложение 2). Минимальная абсолютная отметка залегания горизонта P_0 - 3400 метров наблюдается на востоке карбонатного плато в районе скважин: 703, 321, 100, где высота структуры по замкнутой изогипсе - 5000 м (абсолютная отметка) составляет 1700 м, уменьшаясь к западу до 700 м. Южное крыло структуры крутое, угол падения порядка 50° . На северо-востоке по замкнутой изогипсе - 5100 м (абсолютная отметка) вырисовывается погруженный структурный нос, совпадающий в плане с рельефом поверхности C_1 .

Надсолевой комплекс отложений Прикаспийской впадины характеризуется интенсивным проявлением солянокупольной тектоники. На площади Карачаганакского месторождения особенности проявления солянокупольной тектоники проявились в формировании по периферии подсолевой структуры соляных гряд и диапиров, с которыми связаны солянокупольные структуры: Карачаганакский купол - на севере, Кончебайский ранний и поздние купола - на юге, Сухореченский - на востоке. В центральной части месторождения расположена субшироотно вытянутая межкупольная мульда, в которой соленосные отложения практически полностью отсутствуют.

По данным ГИС на Карачаганакском и Кончебайском соляных куполах толщина соленосных отложений в большинстве скважин достигает 4000 м.

1.5 Нефтегазоносность

По запасам углеводородов (УВ) месторождение относится к категории гигантских.

Первооткрывательницей месторождения Карачаганак явилась скважина П - 10, в которой в 1979 году при опробовании подсолевого карбонатного разреза в интервале 3932 - 3971 м получен приток газа дебитом 379,5 тыс $m^3/сут$ и конденсата дебитом 560 $m^3/сут$ на 11,25 мм штуцере. В результате

последующих работ продуктивность залежи была подтверждена получением промышленных притоков нефти, газа и конденсата при опробовании в процессе детальной разведки и последующего разбуривания залежи эксплуатационными скважинами.

На Карачаганакском месторождении нефтегазоносность установлена в пределах межкупольной мульды в зонально развитых порово-трещинных коллекторах и в карбонатном пласте филипповского сульфатно-карбонатного горизонта, в подсолевых верхнедевонско-нижнепермских отложениях, в отложениях девона представлена в таблице 1.5.1.

С отложениями надфилипповского горизонта связана небольшая залежь, выявленная в пределах межкупольной мульды в зонально развитых порово-трещинных коллекторах, продуктивность которой доказана в скважине 112.

Таблица 1.5.1- Распределение залежей на месторождений Карачаганак

Залежи	Тип залежей
Надфилипповские	Нефтяные
Филипповские	Газоконденсатные
Верхнедевонско-нижнепермские	Нефтеконденсатные
Девонские	нефтяные

При испытании в колонне из пласта в интервале 3560 - 3568 м толщиной 10 метр и пористостью 6,5% получили приток нефти дебитом 30 м³/сут на 10 мм шайбе. Аналогичные отложения установлены в скважинах 6, 622, 625, 100, 101, 118. Они образуют три участка ограниченной площади (0,6 - 1,1 км²) при толщине продуктивного пласта от 2 до 20 м. Прогнозируемый тип ловушек пластовый, литологически экранированный.

Их формирование связано, по всей видимости, с галокенезом, в результате которого сульфатно-карбонатный пласт из нижней части соленосной толщи иреньской свиты был раздроблен, и на отдельных участках межкупольной мульды в виде блоков причленен к ангидритам филипповского горизонта. Область развития таких участков пространственно совпадает со сводовой частью пермской органогенной постройки. Отличительной чертой надфилипповских залежей является наличие пластов с повышенными значениями ГК и крутонаклонная слоистость (скважина 112). О значительной роли трещин в фильтрационно – емкостных свойствах (ФЕС) коллекторов надфилипповских залежей могут свидетельствовать результаты испытания. Без ограничения депрессии дебит нефти в скважине 112, в течение 3 часов снизился с 96 м² до 72 м³/сут.

Газоносность карбонатного пласта филипповского сульфатно-карбонатного горизонта доказана получением в скважине 30 притока газа с конденсатом дебитом 47,7 тыс м³/сут и 47,5 м³/сут, соответственно. На стадии разведочных работ выявлено 5 участков развития коллекторов в карбонатном пласте филипповского горизонта с площадью от 1,8 до 38,0 км³. Западный

участок в районе скважин: 30, 38, участки в районе скважин: 11, 127, 41, 213, 19, 20, 29, а также наиболее крупный - восточный в районе скважин: 17, 21, 24, 28, 40, 42. Коллекторские свойства пласта плохие.

В результате анализа, проведенного КПО б.в. в 2010 году, сделан вывод, что объем углеводородов, содержащихся в известняковых трещиноватых интервалах, является незначительным, а потенциальная продуктивность данных интервалов не представляет промышленного интереса.

Покрышкой для основной залежи углеводородов служит сульфатная пачка филипповского горизонта, отличающаяся местами присутствием углеводородов в межзерновом пространстве пород, в трещинах и карбонатных линзах, которая сверху экранируется толщей нижнепермских галогенно-сульфатных отложений.

Основной залежью на Карачаганакском месторождении является нефтегазоконденсатная залежь верхнедевонско - нижнепермских подсолевых отложений. Строение пустотного пространства матрицы сложное и очень разнообразное, представлено микрокавернами, кавернами сантиметровых размеров, порами, микротрещинами. Кроме этого, наиболее высокие дебиты скважин, связывают с наличием трещин и расширений по ним. Тип коллектора определен, как смешанный (сложный).

Продуктивные отложения представлены карбонатными органогенно-обломочными, биохемогенными и перекристаллизованными породами, преимущественно, промежуточными разностями известняков и доломитов, в которых отмечено содержание ангидрита.

Толщина нижнепермско-верхнедевонских карбонатных отложений превышает 1600 м и представляет собой единый гидродинамически связанный продуктивный резервуар, к которому приурочена массивная нефтегазоконденсатная залежь, что подтверждается закономерным характером изменений начальных термодинамических условий и параметров пластовых флюидов с глубиной.

Газонефтяной контакт (ГНК) принят на абсолютной отметке - 4950 м и является условным, так как изменение фазового состояния пластового флюида с глубиной происходит постепенно, и между газовой и нефтяной частями залежи имеется зона нестабильного фазового состояния, соответствующего критическому. Разделение каменноугольной части залежи на два объекта (II и III), носит условный характер в связи с различием систем подсчетных параметров для нефти и газа и требованием отдельного учета запасов газа, конденсата и нефти в Государственном балансе РК.

Исследования прибором Modular Formation Dynamics Tester (MDT) были очень успешными в получении образцов флюида, замеров пластового давления и выполнения испытаний на приток забойным анализатором флюидов DFA. В открытом 215,9 мм стволе в интервале 5334 - 4796 м замерили пластовое давление на 21 точке; отобрали 12 образцов флюида в два пробоотборника на б стоянках; выполнили несколько испытаний на приток. В переходной зоне на абсолютных отметках - 5140 м и - 5150 м выше водонефтяного контакта (ВНК)

результаты показали только нефть, без подвижной воды. На абсолютной отметке - 5161 м при испытании на приток получили только воду, без нефти. Согласно данным уровень свободной воды должен быть на абсолютной отметке - 5166 м. Точно установить водонефтяной контакт (ВНК) не удалось, из-за пачки пород в интервале – 5150 - 5161 м (абсолютные отметки), обладающей ухудшенными фильтрационно – емкостными свойствами (ФЭС).

Нефтегазоконденсатная залежь по вертикали разделяется на три части: газовая часть приурочена к нижнепермским отложениям, представленным ассельско-артинскими отложениями (I объект); газоконденсатная часть ограничена кровлей каменноугольных отложений и ГНК (II объект); нефтяная часть находится между газонефтяным контактом (ГНК) и водонефтяным контактом (ВНК) (III объект).

На границе раздела пермских и каменноугольных отложений залегает глинистокарбонатный пласт, который частично играет роль барьера между объектами I и II.

Между II и III объектами барьера нет, разделение проводится на основании разных физико-химических свойств флюидов (конденсат - нефть).

В нижней части продуктивного разреза залегает толща тульских сланцев, толщиной до 40 м, разделяющая объект III на две части с затрудненной гидродинамической связью, что подтверждается разными значениями текущего пластового давления над и под указанной пачкой.

Пласт тульских сланцев имеет различную толщину по всему месторождению, большая часть гидропроводности приходится на район вдоль северного разлома F1. Скважины с притоком углеводородов из подтульских отложений в основном расположены в районах с наименьшей толщиной тульского пласта.

По площади залежь разделена на три части: Северная, Западная и Центральная.

Особенностью месторождения является уникально высокое содержание конденсата в пластовом газе, меняющееся от 485 г/м³ в кровле залежи до 830 г/м³ на абсолютной отметке - 4950 м при неизменном составе газа сепарации.

В процессе эксплуатации залежи установлена высокая продуктивность скважин по газу, конденсату и нефти.

В соответствии с принятыми газонефтяного контакта (ГНК) и водонефтяного контакта (ВНК) высота газоконденсатной части залежи составляет более 1400 м, а нефтяной – 215 м, продуктивные площади равны, соответственно, 183549 и 271648 тыс м². По типу залежь массивная.

Продуктивность отложений среднего девона доказана получением притока легкой нефти (804 кг/м³) дебитом 72,6 м³/сут и газа 69,1 тыс м³/сут при опробовании интервала 5670-5754 м в скважине 15. Вскрытая толща среднего девона представлена аргиллитами темноцветными с прослоями известняков.

В дальнейшем, в процессе проведения геологоразведочных работ приток газа с конденсатом дебитами соответственно до 18,2 тыс м³/сут и 136,7 м³/сут был получен в скважине D1 из верхнедевонских отложений (франский ярус), а

в скважине DR6 получен приток нефти с газом дебитами 55 м³/сут и 47,4 тыс м³/сут из среднедевонских отложений (черноярский горизонт). Углубление скважины 452/452D было остановлено вследствие несоответствия существующей конструкции скважины фактическим горно-геологическим условиям (аномально высокое пластовое давление при вскрытии черноярского горизонта) [10].

1.6 Гидрогеология

Территория находится в пределах Прикаспийского гидрогеологического бассейна, занимающего наиболее погруженную часть юго-востока Русской платформы.

По мощности, времени заложения фундамента, сочетанию в осадочном чехле различных водовмещающих пород, располагается в пределах Восточно-Прикаспийского гидрогеологического района второго порядка.

Первый водоносный этаж представлен обводненной частью кристаллических пород (верхний ордовик - средний девон) фундамента.

Наиболее древние и мощные (2 - 9 км) водоносные осадочные отложения образуют второй доверхнепалеозойский этаж, залегающий на глубине 5 - 12 км.

Выше по разрезу располагается третий верхнепалеозойско-нижнетриасовый этаж, мощностью 2 - 8 км, отделяемый от второго этажа стратиграфическими перерывами и несогласиями.

Мезозой-кайнозойский (верхнетриасово-палеогеновый) четвертый этаж мощностью 2 - 3 км, отделяется от нижнего этажа толщей глинистых образований нижнего триаса, осложненных стратиграфическими перерывами и крупными несогласиями.

Постройку гидрогеологического разреза бассейна завершает пятый кайнозойский (верхнеплиоценово - четвертичный) водоносный этаж мощностью от 0,6 - 0,7 км.

Границей раздела 4 и 5 этажа служат глины и мергели.

Строение прибортовой зоны определяет разнообразие условий залегания, питания, движения и разгрузки подземных вод.

Общий сток их в надсолевых водоносных комплексах направлен от бортовых зон к центральной, а местный - к очагам разгрузок, в том числе, техногенного происхождения, региональным тектоническим разломам, долинам рек и временных водотоков, соляным куполам, осложненным деформациями.

Установлена закономерная тенденция направленного роста минерализации вод по площади с окраин в направлении разгрузки, а в пределах структур - с глубиной.

Имеет место приращение минерализации, в среднем, 0,8 - 1,2 г/л на каждый километр глубинного подземного потока по горизонтали. По химическому составу воды верхнедевонско-нижнекарбоновых отложений

относятся к крепким хлоридно-натриевым рассолам хлоркальциевого типа, обогащенным микроэлементами.

Содержание индикаторов метаморфизации, в том числе, азота, колеблется от 6,4 до 37,6%, снижаясь вниз по разрезу [5].

Подземные воды средне-верхнекаменноугольных отложений имеют хлоридный натриевый хлоркальциевый тип с минерализацией от 170 до 387 г/л.

Водоносный комплекс верхнего триаса–нижней юры по химическому составу представляет собой однородные хлоридные натриевые рассолы хлоркальциевого типа с минерализацией 169 – 304 г/л.

Водоносные горизонты верхнеюрских отложений в пределах контрактной территории вскрываются от 10 – 15 до 75 м, тесно связаны с чередованием положительных и отрицательных структур соляного структурогенеза.

Водоносный комплекс верхнемеловых отложений характеризуется циркуляцией безнапорных трещинно-карстовых вод, которые дренируются долинами рек, балок, временных водотоков, дают начало родникам.

Воды гидрокарбонатно-кальциевые или натриевые, пресные и гидрокарбонатно-хлоридные натриевые.

Воды палеогеновых отложений с минерализацией не выше 1 г/л выклиниваются по долинам рек и балок в виде родников.

Это преимущественно, гидрокарбонатные или сульфатно-гидрокарбонатные воды, содержащие бром, йод, стронций, калий.

Кайнозойский этаж водоносных отложений включает осадки от плиоцена до современных четвертичных отложений, резко отличающихся от нижележащих горизонтальным залеганием, меньшей уплотненностью, и несцементированностью водовмещающих пород, что отражается на водообильности и химическом составе.

Практически все воды верхнеплиоценовых отложений содержат повышенное количество микроэлементов - стронций, аммоний, литий, бром, барий, марганец, алюминий, медь, содержание которых может служить индикатором техногенного транслокационного загрязнения.

2 Особенности формирования эксплуатационных объектов месторождения Карачаганак

2.1 Предпосылки развития внутрибассейновой карбонатной платформы месторождения Карачаганак

Прикаспийский впадина – одна из нефтегазоносных провинций мира с уникальным геологическим строением и богатейшим нефтегазоносным потенциалом. Природные резервуары характеризуются сложным сочетанием типов коллекторов, фильтрационно – емкостными параметрами и особенностями нефтегазоносности в пределах локальных ловушек и крупных зон развития карбонатных комплексов. Основная доля разведанных запасов и прогнозных ресурсов углеводородного сырья связана с позднепалеозойским (докунгурским) комплексом, и с карбонатными породами относящиеся к девонскому и каменноугольному возрасту.

Современные бортовые зоны Прикаспийской впадины образуют изолированные зоны, так называемые «внутрибассейновые карбонатные платформы». Такие внутрибассейновые карбонатные платформы широко развиты на юге (Астраханская, Тенгиз-Кашаганская, Южно-Эмбинская), на востоке (Темирская, Жанажольская), а также на севере впадины-Карачаганакская платформа. Важным фактором прогноза распространения платформ является вопрос о причинах возникновения условий интенсивного карбонатакопления в определенных шельфовых зонах. К контролирующим агентам возникновения и роста карбонатных платформ, их морфологии можно отнести скорость прогибания, колебания уровня моря, климатические факторы.

В образовании бассейнов акватории Каспийского моря решающая роль принадлежит перемещениям Восточно-Европейского палеоконтинента.

Выяснено, что для формирования осадочного бассейна, в первую очередь, необходимы:

- 1) Большой объем осадочных отложений; пребывание плит в умеренных широтах, что способствует формированию качественных нефтематеринских толщ, резервуаров для углеводородов (в том числе карбонатных);
- 2) Наличие зон сочетания очагов генерации и зон аккумуляции при режиме средних скоростей осадконакопления;
- 3) Одновременное протекание процессов генерации углеводородов и формирования ловушек для нефти и газа, что увеличивает эффект аккумуляции эмигрирующих углеводородов;
- 4) Наличие: крупных ловушек, зон развития соленосных и глинистых покрышек, участков повышенных температурных градиентов, что ускоряет процесс генерации, препятствует уменьшению пористости
- 5) Наличие зон унаследованного развития поднятий в пределах внутренних (платформенных частей) пассивных палеоокраин, способных длительное время аккумулировать углеводороды.

2.2 Седиментационные этапы формирования прикаспийского осадочного бассейна в позднем палеозое.

В строении глубокопогруженного подсолевого комплекса северной бортовой зоны Прикаспийской впадины задействованы девонские, каменноугольные, и нижнепермские отложения, выделяющихся разнообразием фаций и специфичностью их смены по латерали и вертикали. Отложения нижне-девонского возраста формировались в мелководном морском бассейне в эпоху приподнятого положения уровня моря. В пределах Приграничной приподнятой зоны и Чинаревского выступа продолжительный период была суша, так как нижне-девонские отложения тут представлены, в основном, корой выветривания фундамента толщиной около 60 км. В прогнутых участках в эпоху низкого положения уровня моря длилось накопление глинистых, карбонатных отложений. Карбонатные отложения, в свою очередь, могли сопровождаться рифообразованием на границе мелководья и глубоководья, который относится к некомпенсированному типу седиментации. На распределение толщин карбонатных пород, оказывала влияние разница в глубинах ложа прогибов и обрамляющих их палеоподнятий, унаследованных от выступа фундамента. В приподнятых участках отлагались мелководные карбонаты, в прогибах преимущественно глубоководные кремнисто-карбонатные осадки.

В начале живетского периода уровень моря понизился, на ряду с этим, осадконакопление активно происходило в пониженных участках территории, это связано с сильным приносом терригенного материала, вероятно, водными потоками. Сформировавшаяся палеогеографическая обстановка была благоприятной. Формирования по периферии поднятия значительных песчаных (песчано-гравийных) отмелей (пляжей) или конусов выноса обусловлены размытием грубозернистых отложений, сцементированных глинистым цементом, рифейского времени. Визейско-нижнебашкирский комплекс северобортовой зоны включает в себя визейский, серпуховский (нижний карбон), и нижнебашкирские подъяруса среднего карбона. Основной особенностью его становления считается смена мелководно-морской карбонатной седиментации на глубоководную депрессионную.

В пределах карбонатного мелководного шельфа ассельский ярус мощностью 50-200 м представлен карбонатными отложениями. В зоне бортового уступа, отличающегося широко развитыми органогенными постройками, ассельский ярус представлен биогермными и слоистыми мелководно-шельфовыми породами, включающими органогенные постройки.

На Карачаганакской карбонатной платформе длительно продолжалось накопление карбонатных комплексных структур, которые вглубь бассейна сменялись ритмичными толщами терригенных отложений (песчаники, алевролиты, аргиллиты).

Конец сакмарского – начало артинского времени происходит региональная перестройка всего тектонического режима в пределах данной

территории. Инверсия в участках максимальной мощности накопившихся каменноугольных и ассельско-сакмарских отложений, привела к внушительным восходящим движениям, сформировавшим область с горным рельефом.

Артинская часть формации Карачаганакского островного рифа сложена толщей карбонатных пород мощностью более 200 м. Это образования биогермных построек, сместившихся к центру массива. Биогермы образованы синезелеными, сифониковыми и багряными водорослями. Как следует из кривой Р.Вейла, стремительное понижение уровня мирового океана относится к середине раннепермской эпохи. В это время основная часть шельфа преобразуется в арену многочисленных субаэральных перерывов. В эту эпоху происходит «сброс» большей массы накопившихся на второй глобальный уровень седиментации (континентальный склон, его подножье и абиссальные равнины); вполне вероятен перенос осадочного материала с шельфа и его бровки непосредственно к подножью нижнепермского бортового уступа, а в случае пологих склонов, в более глубоководные участки.

Для северобортовой зоны характерны стабильные условия для накопления осадков, и по мере падения уровня они приобретают черты мелководной седиментации.

В артинский век карбонатонакопление сохраняется только в пределах северной бортовой зоны.

2.3 Коллекторские свойства пород-коллекторов Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения

Коллекторские свойства пород определяются характером пустотного пространства. Пустотное пространство исследуемых карбонатных коллекторов составляют поры, каверны, трещины. Поры, образованные в стадию седиментогенеза относят к первичным, в постседиментационный период к вторичным. Образование вторичных пор связано с процессами доломитизации, перекристаллизации, трещиноватости и выщелачивания. Межзерновые седиментационные поры образованы гранями кристаллов минералов и их размер 0,001-0,01 мм. Межформенные седиментационные поры представляют собой промежутки между органическими остатками и их обломками. Размер пор ограничен размером органических остатков и колеблется от 0,02 до 0,35 мм. Размер диагенетических пор изменяется от 0,01 до 0,05 мм. Размер вторичных пор растворения от 0,05 до 10 мм. Продуктивные отложения значительно изменены вторичными процессами, интенсивность которых обусловлена генезисом, текстурно-структурными свойствами пород, тектоническими особенностями данного региона, химизмом подземных вод.

Продуктивные толщи месторождения были подвержены неоднородным преобразованиям. Коллекторы различных типов формировались в различных фациальных зонах и отличаются индивидуальными свойствами. Коллекторы

порового типа в зонах органогенных построек имеют большую эффективную мощность и выдержанный характер. Коллекторы сложного строения порового пространства склоновых фаций и фаций внутри рифовых лагун отличаются малыми эффективными мощностями, невыдержанными фильтрационно-емкостными свойствами.

Независимо от возраста и глубины залегания, карбонатные толщи отличаются невыдержанностью коллекторских свойств. Внутри крупных зон наблюдаются значительные колебания величин пористости и проницаемости. Мощность пропластков различной пористости варьирует от 5 до 10 м. Перекристаллизация пород в диагенезе происходила при инверсии арогонита в кальцит и высокомагнезиального кальцита в низкомагнезиальный. При периодических выводах нижнепермских органогенных построек из-под уровня моря происходили растворение, вынос карбонатного материала и перекристаллизация. Погружение пород на глубину в катагенезе сопровождалось увеличением размера кристаллов за счет твердофазной перекристаллизации.

Доломитизация отмечается выпадением новообразований по порам, кавернам, трещинам, а также пропласткам при метасоматозе. Максимально доломитизированы сгустковые биоморфные разности органогенных построек, а минимально детритовые известняки межрифовой зоны. Доломиты замещения имеют более высокую пористость, чем известняки. Доломитизированы в основном водорослевые разности известняков органогенных построек. В органогенно-детритовых типах пород преимущественно происходил процесс сульфатизации.

В породах различных фациальных зон характер пустотного пространства различен.

Отложения фаций органогенных построек значительно затронуты процессами доломитизации, которые определяют характер порового пространства.

В этих породах наблюдается межкристаллические поры доломитизации размером 0,01-0,05 мм, поры перекристаллизации, остаточные межкристаллические пустоты размером 0,02-0,05 мм, остаточные межформенные пустоты размером 0,04-0,08 мм, поры и каверны выщелачивания размером 0,5-5 мм. Межкристаллические поры доломитизации хорошо сообщаются друг с другом. Остаточные межкристаллические поры частично заполнены новообразованными минералами и изолированы, а остаточные межформенные поры состоят из цепочек пустот. Пустоты выщелачивания щелевидной формы распределены вдоль трещин. Пустое пространство отложений внутри рифовых лагун представлено в основном межформенными пустотами.

Породы склоновых фаций характеризуются низкой пористостью, трещиноватостью. Пустотное пространство этих пород состоит из остаточных первичных межформенных и внутриформенных пустот, вторичных пор, каверн

выщелачивания, межкристаллических пор доломитизации. Наличие солевого экрана на Карачаганакском месторождении является одной из причиной формирования аномально-высоких давлений, способствующих сохранности и формированию за счет гидроразрыва коллекторов на больших глубинах. Процессы гипергенеза, катагенеза, множество перерывов в осадконакоплении привели к преобразованию пород, которые обладают аномально высокими и аномально низкими коллекторскими свойствами. Известно, что в процессе диагенеза и катагенеза образуются литологические трещины, связанные с перекристаллизацией, доломитизацией осадка. Они разнонаправленные, хаотические, могут быть заполнены битумом, проходят между зернами карбоната. В литифицированной породе под влиянием неравномерного геостатического давления и неравномерного растворения под влиянием циркуляции подземных вод по ослабленным зонам образуются стилолиты, которые по форме бывают бугорчатые, зубчатые, столбчатые. По Стилолитам развиваются минеральные, открытые трещины, а по открытым трещинам вторичные поры выщелачивания. Под влиянием тектонических напряжений в породах образуются тектонические трещины, по которым циркулируют подземные воды, растворяющие карбонатные породы.

2.4 Районирование эксплуатационных объектов

Различный характер колебательных тектонических процессов (от усиленного погружения до восходящих движений) обусловил значительную пестроту литофациального состава, слоистость разреза и разное соотношение структурных планов и толщин пермской и каменноугольно-девонской частей месторождения. Выпадение из разреза верхнетурнейско - нижнедевонских и верхнебашкирско - верхнекаменноугольных отложений определяет трехчленное строение массива [1].

Девонско - турнейские отложения, залегающие в основании массива, образуют крупное плоское карбонатное тело толщиной до 300 м, осложненное по периферии биостромами и мелкими биогермами.

Для визейско - башкирских отложений толщиной 650 м, унаследованно сохранивших структурный план нижележащих отложений, характерно формирование кольцевого рифа с внутририфовой лагуной. При этом период наиболее интенсивного рифообразования атоллового вида приходится на серпуховское время.

В фаменско - артинском комплексе выделяются три структурных подэтажа: верхнедевонско - турнейский, ниже - среднекаменноугольный и нижнепермский, которые разделяются перерывами в осадконакоплении. При этом каждый подэтаж характеризуется несколько отличным от других структурным планом.

Рельеф поверхности вышеуказанных структурных подэтажей характеризуется структурными картами по сейсмическим отражающим

горизонтам: верхнедевонско-турнейского - структурной картой по горизонту С₉ (кровля тульского горизонта); ниже-среднекаменноугольного – структурной картой по горизонту С₁ (кровля карбона) нижепермского – структурной картой по кровле ассельско-артинского ярусов Р₀ (приложение А, Б, В) [1].

Морфология структуры верхнедевонско-турнейского подэтажа довольно сложная. На севере структура осложнена субширотным разломом амплитудой 250-300 м, разделяющим ее по площади на две части: южную и северную. Самые высокие отметки горизонта С₉ отмечены в периклинальной восточной части массива и в части, примыкающей с юга к разлому. Основная площадь массива осложнена многочисленными разнонаправленными малоамплитудными нарушениями, создающими эффект раздробленности структуры. Амплитуда этих нарушений вверх по разрезу уменьшается. На западе карбонатного массива выделяется слабовыраженное куполовидное поднятие амплитудой порядка 150 м.

Нижний структурный комплекс объединяет весь разрез древнейших отложений до артинского яруса включительно; средний – включает кунгурскую сульфатно-галогенную толщу и верхний – охватывает образования верхней перми и триаса.

Нижепермская рифовая постройка островного типа высотой 800 м, сформированная в ассельское и артинское время, приурочена к восточной приподнятой части каменноугольного основания.

Продуктивная толща Карачаганакского месторождения сложена преимущественно органогенными карбонатными породами, лишенными терригенной примеси. Только в основании нижепермских отложений и в низах визейского яруса прослеживаются не выдержанные по толщине и простиранию пласты глинистых известняков с прослоями аргиллитов.

Флюидальная система, заполняющая массивно - пластовый резервуар, представлена двумя частями единой залежи: газоконденсатной (высота 1390 м) и нефтяной (200 м). Особенность залежи – высокое содержание конденсата в пластовом газе, меняющееся от 380г/м³ в кровле до 705 г/м³ на контакте газ – нефть (-4950 м). С глубиной его плотность увеличивается от 770 до 810 кг/м³. Начальное пластовое давление составляет 51,5 мПа в верхней части залежи и 59,3 в подошве. Пластовая смесь в залежи находится в около критическом состоянии [4].

По ниже-среднекаменноугольному подэтажу в кровле отложений в процессе активной денудации при перерыве в осадконакоплении произошло срезание верхней части визейско-башкирского массива и выравнивание его поверхности (приложение Б). Массив представляет в плане форму с широкой сводовой частью и сужающейся западной периклиналью с увеличением амплитуды до 400 м. При этом, плоская слабо деформированная верхняя часть поднятия круто погружается на крыльях и периклиналях с углами наклона до 40-50°.

Для раннепермского структурного подэтажа характерно наращивание вершины расширенной части каменноугольного основания рифовой

постройкой (приложение В). Минимальная абсолютная отметка залегания кровли карбонатов (- 3600 м) наблюдается в восточной части структуры в районе скважин: 118, 23, 314; здесь высота карбонатной постройки составляет 1400 м, уменьшаясь на западе до 600 м по замкнутой изогипсе - 5000 м. Южное крыло структуры крутое, угол падения порядка 50° [1].

Нижний структурно-литологический комплекс палеозоя характеризуется тектоно-седиментационными структурными формами, он охватывает толщу пород от среднего девона по артинский ярус включительно. Это крупная тектоно-седиментационная структура.

В продуктивном разрезе выделены три объекта разработки: два газоконденсатных (нижнепермский и каменноугольный) и нефтяной (каменноугольно-девонский). ВНК по данным опробования установлен на отметке – 5150 м. Залежь находится на глубине 3650 – 5300 м.

Продуктивная толща характеризуется резкой фильтрационно-емкостной неоднородностью. По керну и данным ГИС выявлены коллекторы порового, каверно-порового, трещинно-порового и трещинно-каверно-порового типов [12, 5]. Доля коллекторов в разрезе меняется по площади от 4,5 до 82 %, в среднем составляя для нижнепермских отложений 35 %, каменноугольных 45 %. Доля пород с некондиционной пористостью (менее 6 %) соответственно составляет 65 и 55 % от общего объема пород, коллекторы характеризуются относительно невысокой пустотностью. Большинство коллекторов (до 65 %) имеют пустотность от 6 до 15 %, остальные (35 %) – 15 – 20%.

Названные особенности требуют нетрадиционного подхода к освоению месторождения. Основное условие – поддержание пластового давления на уровне, превышающем давление начала конденсации, поэтому предусматривается разработка месторождения с применением сайклинг-процесса.

С целью детального изучения неоднородной карбонатной толщи и с учетом трудности прослеживания каждого пласта-коллектора по площади разработан и применен новый метод обработки геолого-промысловых данных и построения геологической модели Карачаганакского месторождения. Он предусматривает разделение разреза на крупные пачки (зональные интервалы) с последующим выделением в их пределах пластов и прослоев-коллекторов.

В качестве основных критериев при выделении пачек приняты: стратиграфическая приуроченность (одновозрастность пород), цикличность в осадконакоплении, генезис пород, закономерности в сочетании коллекторов и покрышек. Исходя из этого, нижнепермская часть продуктивной толщи разделена на семь пачек. В артинском ярусе выделены пачки I и II, в сакмарском – III и ассельском – IV, V, VI, VII.

В каменноугольных отложениях в качестве шести пачек выделены: башкирский ярус, протвинский горизонт, стешевские и тарусские слои в серпуховском ярусе, визейский ярус и турнейский ярус вместе с фаменским.

По каждой пачке проведена комплексная обработка геолого-промысловых данных, в том числе и лабораторных определений коллекторских

и поверхностных свойств пород. Впервые применен принципиально новый подход при выделении и прослеживании слабопроницаемых пластов в разрезе по граничному значению адсорбционной емкости (Sw^0), при котором эффективная проницаемость пород равна нулю, т. е. фильтрация в пласте отсутствует.

Обработка данных по пачкам сопровождалась детальной корреляцией разреза, построением структурных карт по кровлям пачек, детальных профилей, карт эффективных газо - насыщенных толщин, долей коллекторов в разрезе, карт неоднородности по литологии, пористости и проницаемости, определением подсчетных параметров.

На основании выполненного комплекса исследований проведено районирование каждого из эксплуатационных объектов по типам общего разреза. При этом учитывались: значения эффективных толщин и долей коллекторов, фильтрационно-емкостные свойства пород, результаты испытаний скважин, свойства пластовых флюидов, приуроченность групп коллекторов к определенным частям разреза.

Для первого эксплуатационного объекта выделены три области повышенных значений фильтрационно - емкостных свойств (ФЕС) пород и максимальных эффективных толщин: северная, центральная и южная. Они занимают 36 % площади объекта и 59,6 % эффективного объема.

Северная область площадью 14 км² находится в районе скважин 23, 118, 149, 145; центральная – площадью 12,3 км² объединяет северо-восточный (скважин 125, 126, 154, 330, 121) и центральный своды (скважин 2Д, 101, 100, 1100, 2,6); южная – площадью 9,3 км² расположена в районе скважин 707, 170, 703, 213. По количеству и размещению коллекторов в разрезе нижней перми участки неоднородны. Большая часть коллекторов выявлена (40–70 %) в разрезе в пределах южной области. В центральной она колеблется от 30 до 60, а в северной от 25 до 35 %. По размещению коллекторов в разрезе выделяются участки равномерного распределения их по разрезу, совпадающие, как правило, с зонами максимальных общих и эффективных толщин, обрамленные зонами локального сосредоточения групп коллекторов в различных частях разреза. В пределах северной части выделяются участки, где коллекторы развиты преимущественно в средней (скважины 23, 313) и нижней частях разреза (скважины 104, 117). В центральной области выделяются два района равномерного развития коллекторов (скважины 154, 330, 2Д), окруженные участками сосредоточения коллекторов в нижней и верхней частях разреза.

В южной области также выделяются два участка сплошного развития коллектора в разрезе в районе скважины 168, 207 и 707, окруженные зонами с неоднородным распределением коллекторов.

Во втором эксплуатационном объекте выделены три области с различными типами разреза. Область наиболее высоких значений толщин и долей коллекторов (60 – 90%), расположенная в центральной части массива (скважины 29, 19, 9, 26, 16, 114), значительно смещена по отношению к области лучших коллекторов в нижнепермских отложениях, обрамляя последнюю с

юга. Коллекторы этой области в основном равномерно располагаются по разрезу. Аналогичная, но меньшая по размеру область расположена на северо-востоке залежи (скважины 27, 310, 314). Вместе они занимают 17,2% площади объекта и 31,2% эффективного объема. Для области, обрамляющей первую, характерен II тип разреза. В его пределах доля коллекторов 30 – 60%. Коллекторы сформированы в разных частях разреза, иногда распределены равномерно. Эта доминирующая область занимает 66,% площади объекта и 60,4% эффективного объема.

В третью область с долей коллекторов до 30% входят четыре небольших участка на западе, северо-западе и в центральной части залежи, которые занимают 16,3% площади объекта и 8,4% эффективного объема.

В третьем (нефтяном) объекте выделены четыре области с различными типами разрезов: I – со значениями доли коллекторов 60–90%; II – 40– 60%; III – 20–40% и IV – 2–20%. Четко прослеживаются две крупные области с типом разреза: на северо-востоке (район скважин 27, 310) и юго-западе месторождения (район скважин 29, 37, 317, 15 и 14). Здесь нефтенасыщенные коллекторы распределены по всему разрезу в количестве от 65 до 99%. Эти области занимают 13% площади объекта и 27% эффективного объема.

II тип разреза характерен для областей, где пласты-коллекторы в объеме 40–60% от общей толщины расположены преимущественно равномерно по разрезу. Эти области наиболее широко развиты по площади, обрамляют зоны с I типом разреза. Они составляют 36,2% площади объекта и 50% его эффективного объема.

Наиболее продуктивные разрезы I и II типов занимают 49,2% площади и 77% объема объекта. Они окружены областью с III типом разреза, которая составляет 41,9% площади объекта и 21% эффективного объема.

Область с IV типом разреза, представленным плотными породами с редкими маломощными прослоями коллекторов, расположена в узкой зоне, разделяющей две крупные нефтяные залежи (район скважин 6, 2Д, 23). Она занимает 8,9% площади объекта и 2% эффективного объема.

Нефтяные залежи, рассматриваемые в качестве самостоятельных, отличаются по физико-химическим свойствам пластовых флюидов. Для северо-восточной зоны характерны пониженная плотность нефти (830 кг/ м³/т) и высокое - газосодержание (900 м³/т). В юго-западной зоне плотность нефти увеличивается до 861 кг/ м³/т, газосодержание уменьшается до 520 м³/т. Для обеих залежей характерна низкая вязкость нефти 0,2 – 0,6 МПа, с для юго-западной зоны и менее 0,2 – для северо-восточной. По компонентному составу нефти метано - нафтенового типа, сернистые (0,54 – 1,98 %), смолистые (0,8 – 3,69%), с невысокой концентрацией асфальтенов (0,07 – 0,71%), парафинистые (3,71 – 6,64%).

Сопоставляя строение объектов, можно отметить: 1) значительное несоответствие в плане зон распространения коллекторов в нижнепермских и каменноугольных отложениях; 2) наличие литологических и фильтрационно-емкостных барьеров в отложениях всех трех объектов; 3) концентрацию пород

с улучшенными фильтрационно – емкостными свойствами (ФЕС) на отдельных участках в нижнепермских и каменноугольных отложениях при несовпадении их в плане; 4) ухудшение с глубиной коллекторских свойств пород в визейской и турнейской пачках.

Описанные особенности строения продуктивной толщи Карачаганакского месторождения следует учитывать при решении вопросов его разработки. При резкой расчлененности коллекторов заслуживает внимания вопрос о характере газогидродинамической сообщаемости различных частей залежи, что очень важно для проектирования сайклинг - процесса [3].

Учитывая районирование объектов залежи по степени насыщенности разреза коллекторами, следует определить очередность освоения месторождения, вводя наиболее высокопродуктивные части, дифференцированно подойти к выбору плотности сетки скважин для областей с разной продуктивностью.

3 Охрана недр и окружающей среды

Сущность проблемы охраны недр и окружающей среды состоит в обеспечении рационального использования природных ресурсов и безопасном проведении работ на разных стадиях разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

Мероприятия по охране недр и окружающей среды в совокупности с оценкой воздействия разработки месторождения на объекты окружающей среды – атмосферу, поверхностную гидросферу, подземные воды, флору, фауну, должны обеспечить формирование системы экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства в окружающую среду в районе месторождения Карачаганак.

Источниками воздействия предприятия на атмосферный воздух является технологическое оборудование, установки и сооружения основного производства, необходимые для добычи, сбора и транспортировки углеводородного сырья.

При разработке месторождения Карачаганак загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения: легких фракций углеводородов от технологического оборудования (скважины, сепараторы, насосы и т.д.); продуктов сгорания газа (печи подогрева, факельные установки, компрессора, генераторы электроэнергии и т.д.).

В зоне влияния Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) гидрографическая сеть представлена реками Урал, Илек (левый приток Урала) и Берёзовка (левый приток Илека).

В целом, к основным факторам потенциального негативного воздействия разработки Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) на поверхностные воды можно отнести: сброс, разливы и попадание в водную среду производственных, хозяйственно - бытовых сточных вод, нефтепродуктов и горюче-смазочных материалов; захламление берега водного объекта твердыми отходами производства и потребления; попадание загрязняющих веществ в водные объекты через атмосферу и подземные воды.

При реализации проектных решений при разработке Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) сброс сточных вод в водные объекты не предусматривается и на месторождении организована система управления отходами производства и потребления исключая захламление берегов.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период реализации проектных решений на месторождении Карачаганак предусматриваются следующие мероприятия: освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа; необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации месторождения является изучение геологического

строения залежи и гидрогеологических условий. Необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания; гидроизоляция объектов с обустройством противofильтрационных экранов и завес; четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления; регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;

Рекомендуемые природоохранные мероприятия, в совокупности с оценкой воздействия разработки месторождения на компоненты окружающей среды, формируют систему экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства и уменьшить воздействие на объекты окружающей среды в районе месторождения [15].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одной из базовых задач при проектировании разработки нефтяных месторождений является обоснование выделения эксплуатационных объектов.

Высокая степень изученности позволяет максимально снизить риск ошибок, при выборе эксплуатационных объектов сформировав наиболее рациональную схему их выделения.

Определяющую роль при решении данного вопроса играет наличие достоверной информации относительно конфигурации залежей, геолого – геофизических характеристик продуктивных пластов.

Итоговые результаты работы: Опираясь на материалы исследователей, сформированы критерии выделения эксплуатационных объектов для нефтегазоконденсатного месторождения Карачаганак.

Результаты проведенных работ. Сопоставляя строение объектов, можно отметить:

1) значительное несоответствие в плане зон распространения коллекторов в нижнепермских и каменноугольных отложениях;

2) наличие литологических и фильтрационно-емкостных барьеров в отложениях всех трех объектов;

3) концентрацию пород с улучшенными фильтрационно – емкостными свойствами (ФЕС) на отдельных участках в нижнепермских и каменноугольных отложениях при несовпадении их в плане;

4) ухудшение с глубиной коллекторских свойств пород в визейской и турнейской пачках.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Абилхасимов, Х. Б. Литолого-фациальные особенности распространения коллекторов и экранов в верхнепалеозойских отложениях юго-востока Прикаспийской синеклизы: автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. геол.-минерал. наук: 04.00.17 / Х. Б. Абилхасимов. - М., 1999. - 32 с.: ил.
- 2 Геология и нефтегазоносность Карачаганакского месторождения / Под ред. Ю.С. Кононова. – Саратов: Изд-во ГУ. – 1988.
- 3 Методический подход к выбору объектов для применения сайклинг-процесса на Карачаганакском месторождении / И.А. Леонтьев, Н.В. Грачев, М.Я. Зыкин, Н.Г. Куликова // Газовая промышленность. 1987.– № 12.– С. 34–37.
- 4 Оценка фазового состояния пластовой смеси в зоне ГНК Карачаганакского месторождения / Г.П. Былинкин, А.В. Урусов, К.К. Матросова и др. // Геология нефти и газа.– 1990.– № 5.– С. 24–27.
- 5 Политыкина И.А., Кан В.Е. Особенности геологического строения Карачаганакского газоконденсатного месторождения в связи с проектированием разработки // Обзор. Сер. Геол. и разв. газ. и газоконд. м-ний.– ВНИИЭгазпром.– 1984.– Вып. 9.
- 6 Золотов А. Н., Бадоев Т. И., Матлошинский Н.Г. и др. Отчет по подсчету запасов конденсата, нефти, газа и попутных компонентов в подсолевых отложениях Карачаганакского месторождения Уральской области Казахской ССР по состоянию на 1 августа 1988 г. ПГО «Уральскнефтегазгеология», Уральск, 1988
- 7 Авторский надзор за разработкой месторождения Карачаганак по состоянию на 1 января 2013 года. АО «НИПИнефтегаз», КПО б.в. Аксай-Актау, 2013
- 8 Анализ разработки месторождения Карачаганак по состоянию на 1 октября 2004г. АО «НИПИнефтегаз», КПО б.в. Аксай-Актау, 2004
- 9 Анализ разработки месторождения Карачаганак по состоянию на 1 января 2011г. АО «НИПИнефтегаз», КПО б.в., Аксай-Актау, 2011
- 10 Водный кодекс РК номер481-II от 09.07.03.
- 11 Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, утв. Пост. Правительства РК номер123 от 10.02.2011
- 12 Коростышевский М.Н., Егорова Н.В., С. Эллиотт и др. Отчёт по подсчёту запасов газа, конденсата, нефти и содержащихся в них компонентов месторождения Карачаганак Западно-Казахстанской области Республики Казахстан по состоянию на 1 января 1999 г. «КазНИПИнефти и газа» «Карачаганакская интеграционная организация», Лондон, 1999
- 13 Окончательное соглашение о разделе продукции подрядного участка Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения между

компаниями Аджип, Бритиш Газ, Тексако, Лукойл, АО НКК Казахойл и Правительством Республики Казахстан. 18 ноября 1997 года.

14 Экспериментальная программа (обновленная версия - июнь 2000 г.).
Карачаганакская интеграционная организация, Е. Лаудон, Эйч Эйч Эйчу.
Июнь 2000

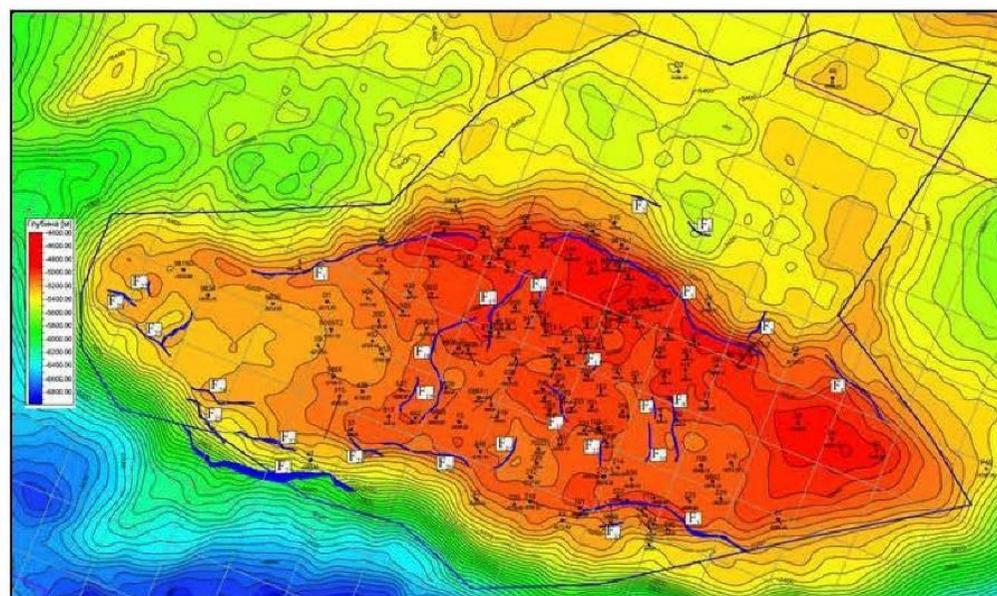
15 Экологический кодекс РК номер 212-III ЗРК от 09.01.07.

Приложение А

Структурные карты по отражающему горизонту С9

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО ОТРАЖАЮЩЕМУ ГОРИЗОНТУ С9

Масштаб 1: 50000



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | | |
|---|---|--|
| <p>28
● -4859
● устье забой</p> | <p>номер скважины
абсолютная отметка кровли горизонта
наклонно-направленные горизонтальные скважины</p> | <p>— — — — —
— — — — —
— — — — —</p> <p>контур горного отвода месторождения Карачаганак
граница сейсмозащиты 1999 г.
изогипсы
контур соляных куполов</p> |
|---|---|--|

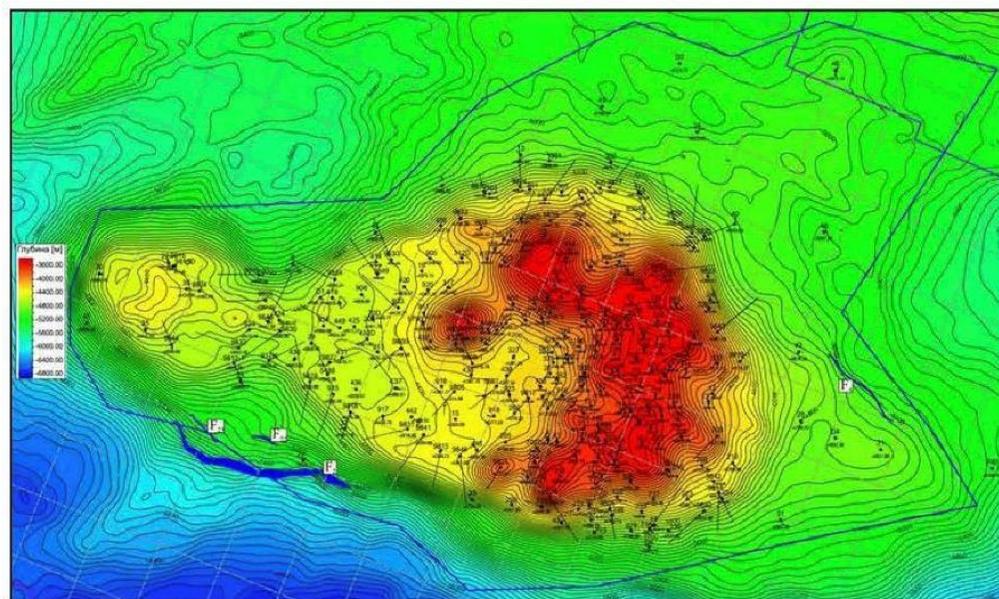
ИР - 58170600			
Вид	№	Дата	Масштаб
Структурная карта по отражающему горизонту С9	0200	2009	1:50000
Лист	1	1	1:50000

Приложение В

Структурные карты по отражающему горизонту P_0

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО ОТРАЖАЮЩЕМУ ГОРИЗОНТУ P_0

Масштаб 1: 50000



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | | | |
|-------------------|---|------------|---|
| 28 | номер скважины | ----- | контур горного отвода месторождения Карачаганак |
| ● -4859 | абсолютная отметка кровли горизонта | ----- | граница сейсмозазедки 1999 г. |
| ● --- устье забой | наклонно-направленные горизонтальные скважины | ---5000--- | изогипсы |
| | | --- | контур соляных куполов |

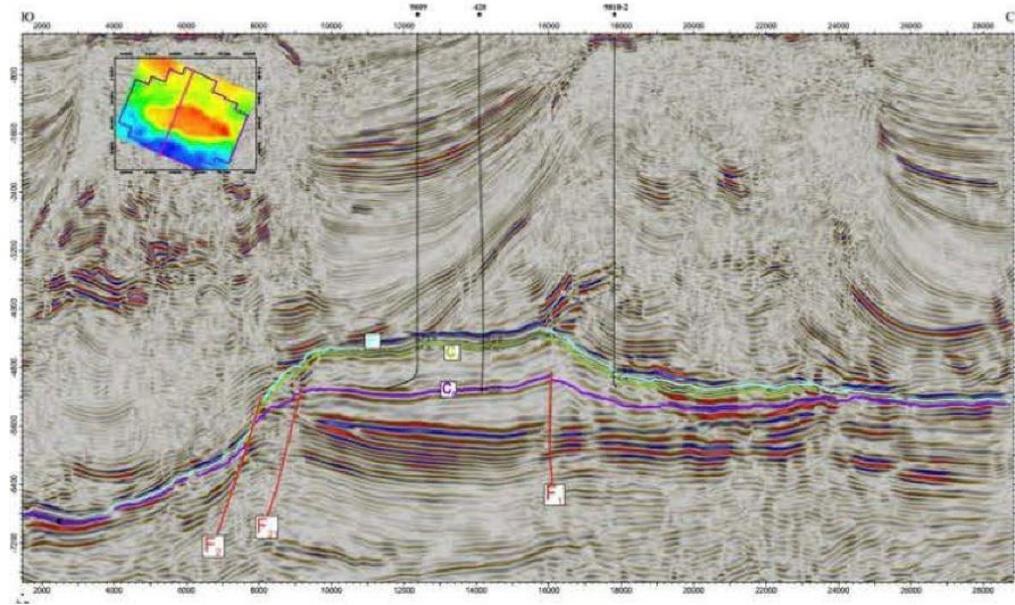
ИП - 58170600			
Исполнитель	Ф.И.О.	Подпись	Место
Составитель	И.И.И.		
Проверил	И.И.И.		
Утвердил	И.И.И.		
Дата	И.И.И.		
Структурная карта по отражающему горизонту P_0			Масштаб 1:50000
И.И.И.			И.И.И.

Приложение Г

Сейсмический разрез по линии 4300

СЕЙСМИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ПО ЛИНИИ 4300

Масштаб 1: 2000



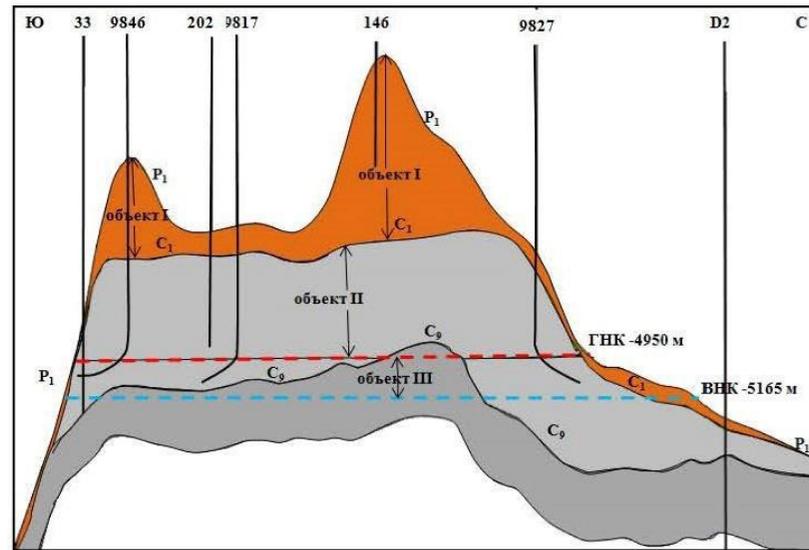
ДР - 50070600			
Исполнитель	Ф.И.О.	Генеральный директор	
Состав	Инженеры		
Исполнитель	Ф.И.О.	Сейсмический разрез	Масштаб
Состав	Инженеры	по линии 4300	1:2000
Исполнитель	Ф.И.О.		Дата
Состав	Инженеры		11.01.2009
Исполнитель	Ф.И.О.	Инженер	Инженер
Состав	Инженеры		

Приложение Е

Схематический разрез месторождения Карачаганак

Схематический разрез месторождения Карачаганак

Масштаб 1: 50000



ИР - 58070600			
Исполнитель	С. В. С.	Год	2000
Составитель	С. В. С.	Масштаб	1:50000
Содержание	Схематический разрез месторождения Карачаганак		Лист
Исполнитель	С. В. С.	Год	2000
Составитель	С. В. С.	Масштаб	1:50000
Содержание	Схематический разрез месторождения Карачаганак		Лист

