

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт дистанционного образования и профессионального развития

Кафедра «Геологическая съемка, поиски и разведка месторождений
полезных ископаемых»

Асанов Адилет Муратович

Геологическое строение, анализ литологического состава и коллекторских
свойств продуктивного пласта месторождения Каражанбас Северный

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломной работе

Образовательная программа 6В05201 – «Геология и разведка месторождений
полезных ископаемых»

Алматы 2022

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт дистанционного образования и профессионального развития

Кафедра «Геологическая съемка, поиски и разведка месторождений
полезных ископаемых»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
Доктор PhD, ассоц.проф.
 А.А.Бекботаева
«10» июня 2022 г.

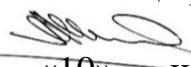
ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: «Геологическое строение, анализ литологического состава и
коллекторских свойств продуктивного пласта месторождения Каражанбас
Северный»

Образовательная программа 6В05201 – «Геология и разведка месторождений
полезных ископаемых»

Выполнил

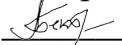
Асанов А.М.

Научный руководитель
канд.геол-минерал.наук,
ассоц.проф.КазНТУ
 Я.К.Аршамов
«10» июня 2022 г.

Алматы 2022

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева
Институт дистанционного образования и профессионального развития
Кафедра «Геологическая съемка, поиски и разведка месторождений
полезных ископаемых»
6В05201 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Доктор PhD, ассоц.проф.
 А.А.Бекботаева
«25» октября 2021 г.

ЗАДАНИЕ

На выполнение дипломной работы

Обучающемуся Асанову Адилету Муратовичу

Тема: «Геологическое строение, анализ литологического состава и коллекторских свойств продуктивного пласта месторождения Каражанбас Северный»

Утверждена приказом по университету №1722-ДО от 22.10.2021

Срок сдачи законченного проекта: «22» июня 2022 г.

Исходные данные к дипломному проекту: Данные преддипломной практики.

Графические и текстовые материалы преддипломной практики.

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

1. Общие сведения о месторождении
2. Геологическое строение месторождения
3. Проектирование разработки месторождения

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей) Презентация дипломной работы

Рекомендуемая основная литература:

1. «Подсчет запасов нефти и газа по месторождениям Каражанбас, Северные Бузачи и Жалгизтюбе Мангышлакской области Казахской ССР по состоянию на 1 сентября 1977 г.», (Протокол ГКЗ СССР №7886 от 23.12.1977 г.). КазНИРГИ. Авторы: Бадоев Т.И., г. Гурьев, – 1977 г.
2. Клубова Т.Т. Породы-коллекторы нефти и газа. Справочник по геологии нефти и газа. М. Недрa 1984г.

ГРАФИК

подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Срок предоставления научному руководителю	Примечание
1. Общие сведения о месторождении	03.06.2022 г.	
2. Геологическое строение месторождения	03.06.2022 г.	
3. Проектирование разработки месторождения	03.06.2022 г.	

Подписи

Консультантов и номроконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Научный руководитель, консультант, Ф.И.О. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
1. Литолого-стратиграфическая характеристика	Научный руководитель, канд.геол-мин.наук, ассоц.проф.КазНИТУ Я.К. Аршамов	15.06.2022	
2. Характеристика нефтенасыщенных толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности	Научный руководитель, канд.геол-мин.наук, ассоц.проф.КазНИТУ Я.К. Аршамов	15.06.2022	
3. Проектирование разработки месторождения	Научный руководитель, канд.геол-мин.наук, ассоц.проф.КазНИТУ Я.К. Аршамов	15.06.2022	

4. Обоснование выделение эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки	Научный руководитель, канд.геол-мин.наук, ассоц.проф.КазНУТУ Я.К. Аршамов	15.06.2022	
5. Нормоконтролер	Доктор PhD, сениор-лектор, Омарова Г.М.	15.06.2022	

Заведующий кафедрой 

А.А.Бекботаева

Руководитель проекта 

Я.К.Аршамов

Задания принял к исполнению студент 

А.М.Асанов

Дата «22» октября 2021 г.

АНДАТПА

Жұмыс тақырыбының өзектілігі өнімді қабаттын геологиялық құрылымы, литологиялық құрамы және қабаттық қасиеттері шағын және біртекті емес кен орындарын игерудің ең маңызды бөліктері болып табылатындығына байланысты.

Дипломдық жұмыстың негізгі мақсаты кен орындары туралы ең сенімді ақпарат алу болып табылады, өйткені кен орны мұнайға қаныққан қабаттардың жоғары қабаттану және үзіліссіздігімен сипатталады. Дипломдық жұмыстың міндеті – игеру нұсқаларын одан әрі негіздеу үшін Қаражанбас Северный кен орнының өнімді қабатының геологиялық құрылымын, литологиялық құрамын және коллекторлық қасиеттерін зерттеу.

Жұмыс негізгі тараулардан тұрады: өнімді горизонттардың геологиялық құрылымы, тектоникасы, қабаттық қасиеттері және олардың біркелкі еместігі туралы мәліметтер, сонымен қатар мұнай мен еріген газдың мұнайлылығы мен қорлары сипатталады.

АННОТАЦИЯ

Актуальность темы работы обусловлена тем, что геологическое строение, литологический состав и коллекторских свойств продуктивного пласта, это важнейшие части для разработки мелких и неоднородных месторождений.

Основная цель дипломной работы заключается в том, чтобы получить максимально достоверную информацию о залежах, так как месторождение характеризуется высокой расчлененностью и прерывистостью нефтенасыщенных слоев. Задача дипломной работы является изучение геологического строения, литологического состава и коллекторских свойств продуктивного пласта месторождения Каражанбас Северный для дальнейшего обоснование вариантов разработки.

Работа состоит из основных глав: данные о геологическом строении, тектоника, коллекторские свойства продуктивных горизонтов и их неоднородности, а также описываются нефтеносность и запасы нефти и растворенного газа.

ANNOTATION

The relevance of the topic of work is because the geological structure, lithological composition and reservoir properties of the reservoir are the most important parts for the development of small and heterogeneous deposits

The main goal of the thesis is to obtain the most reliable information about the deposits, since the field is characterized by high dissection and discontinuity of oil-saturated layers. The task of the thesis is to study the geological structure, lithological composition and reservoir properties of the productive formation of the Karazhanbas Severny field for further substantiation of development options.

The work consists of main chapters: data on the geological structure, tectonics, reservoir properties of productive horizons and their heterogeneity, and describes the oil content and reserves of oil and dissolved gas.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общие сведения о месторождении	10
2 Геологическое строение месторождения	12
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика	12
2.2 Тектоника	12
2.3 Характеристика нефтенасыщенных толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности	15
2.3.1 Характеристика коллекторов по данным ГИС	20
2.3.2 Характеристика коллекторов по керну	20
2.4 Физико-гидродинамическая характеристика по керну	22
2.5 Свойства и состав газа и нефти	24
2.6 Запасы газа и нефти	26
3 Проектирование разработки месторождения	27
3.1 Выделение объектов разработки по геолого-физическим характеристикам пластов	28
3.2 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки	29
3.3 Технологические и технико-экономические показатели	30
3.4 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	35
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	38
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	39

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Каражанбас Северный расположено в границах Бузачинского свода.

Месторождение Каражанбас Северный было выявлено по результатам анализа сейсмогеологических данных 1977-1980 гг. В 1981 г. было начато поисковое бурение. В 1985 г. выполнена первая оперативная оценка запасов площади Каражанбас Северный по двум юрским залежам: северо-восточный участок в районе скважин 13, 17, 20 и юго-западный участок в районе скважин 19, 22, 23, 25, 26.

Целью данной работы, является изучение геологического строения, анализ коллекторских свойств продуктивных пластов на месторождения Каражанбас Северный, для поиска оптимального метода извлечения нефти.

Основные задачи исследований:

- 1) Анализ геологического строения.
- 2) Анализ геолого-промысловых данных.
- 3) Литолого-петрографическая характеристика пород.
- 4) Физико-химические свойства пластовых флюидов.

Объекты исследований – нефтяные залежи на месторождения Каражанбас Северный.

1 Общие сведения о месторождении

В географическом отношении участок месторождения Каражанбас Северный расположено в северо-восточной прибрежной части Каспийского моря, в пределах Бузачинского свода. В административном отношении площадь расположена на территории Тупкараганского района Мангистауской области Республики Казахстан, рисунок 1.

Ближайшим населенным пунктом является поселок Шетпе, где имеется железнодорожная станция, расположенная в 120 км от месторождения. Областной центр г. Актау (250км) с населением 210 000 человек. Расстояние от берега Каспийского моря ориентировочно 14-16 км.

Через месторождение Каражанбас Северный проходит ВЛ (высоковольтная линия электропередач) ЛЭП-110, обеспечивающая его электроэнергией.

Доступ в областной центр включает в себя автострада Актау-Каламкас и рядом с автострадой расположены нефтепровод Каламкас-Каражанбас-Атырау-Самара, газопровод Каламкас-Каражанбас, водопровод морской воды Каражанбас-Каламкас, водопровод волжской воды Волга-Каламкас и водопровод питьевой воды Киякты-Каражанбас-Каламкас.

Климат района летом от +30 до +45°C, и зимой до -30°C, среднегодовая температура воздуха +11°C. Годовое количество осадков составляет 173 мм. Район характеризуется сильными ветрами преобладающих направлений: весной, в основном, юго-восточные, а осенью и зимой - северо-восточные, набирающие скорости 31 м.

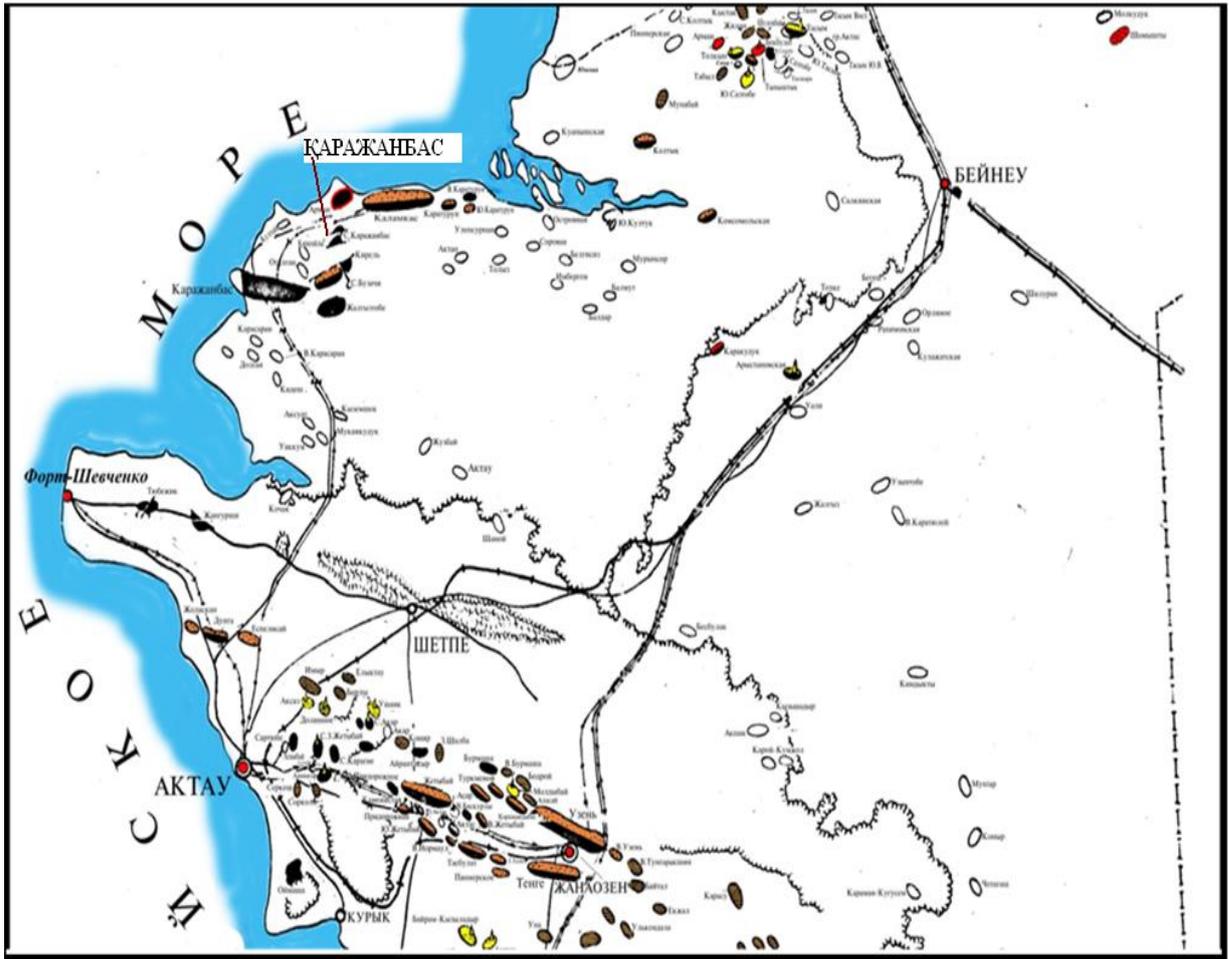


Рисунок 1-Обзорная карта месторождения Каражанбас Северный

2 Геологическое строение месторождения

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

Месторождение Каражанбас Северный расположено в Тупкараганском районе Мангистауской области Республики Казахстан.

Скважинами на данном месторождении вскрыты отложения от четвертичного до триасового возраста, до глубины до 870 м.

Триасовая система представлена нижним отделом.

Отложения нижнего отдела вскрыты в разведочной добывающей скважине 22 и разведочной добывающей скважине 180, где их мощность составляет 167 м по подстилающим породам пермской системы и представлены аргиллитами, аргиллитовидными глинами и песчаники с прослоями известняков, алевролитов и мергелей. Юрская система представлена одним отделом-средним и толща сложена терригенными породами.

В скважинах 22 и 180 полностью вскрыта среднеюрская толща, залегающая на триасовой толще. Литологическая толща Ю-II весьма разнообразна. Он представлен градациями песчаников, мелко- и тонкозернистых, реже среднезернистых, алевролитов монолитных, с растительной органикой и глинами серого и темно-серого, алевролитового и с отпечатками листьев и папоротников.

Мощность отложения в скважине 180 составляет 159 м.

Меловые отложения на месторождении представлены только нижним отделом.

Меловые породы залегают на поверхности горизонтов Ю-II и Т-I и являются валанжинским ярусом. В данном месторождении меловая система представлена нижним отделом и включает отложения: готеривского, берриас-валанжинского ярусов, кугусемской свиты, альбского и аптского ярусов.

Месторождения представлены песками, песчаниками, алевролитами, глинами и мощность отложений доходит до 11 м.

Четвертичная система залегает на нижнемеловых отложениях и представлена суглинками, супесями, среднезернистыми песками, глинами.

2.2 Тектоника

В тектоническом плане структуры месторождения Каражанбас Северный относятся к центральной части Бузачинского свода, входящего в состав структурно-тектонических поднятий и прогибов Северо-Устюртско-Бузачинской системы.

Каражанбас Северный связано к структурно-тектоническому строению месторождения Бузачи. Строение поднятий изучено по

результатам сейсморазведки 2D и 3D, проведенной в 2009 г. компанией «Schlumberger Logelco Inc.» (Рисунок 2).

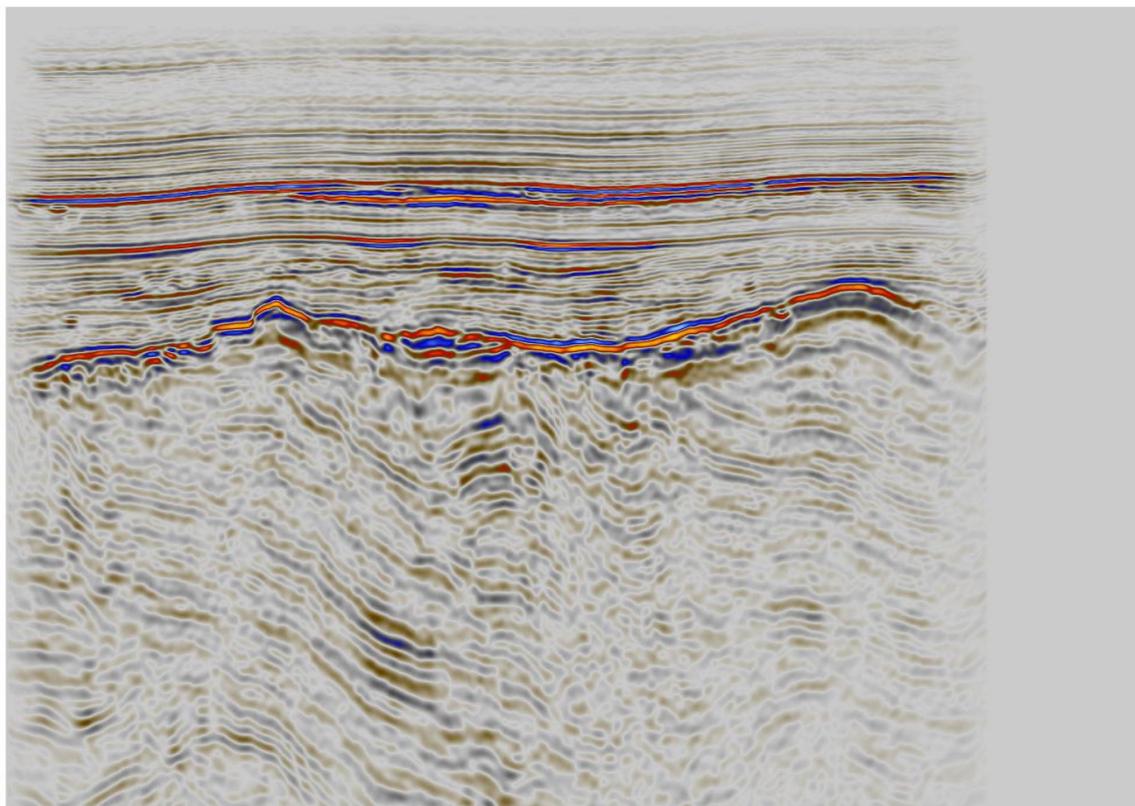


Рисунок 2 - Сейсмогеологический разрез месторождение Каражанбас Северный

По данным бурения и сейсморазведки построены антиклинальные структурные карты по кровле нижнего мела и по кровле юры. Строение меловых и юрских отложений имеют сходное строение и залегание месторождений.

По результатам исследования структура представляет собой антиклинальное поднятие, ограниченное на юго-западе месторождения разломом. (Рисунок 3, 4). Поднятие углубляется в северо-северо-западном направлении и сложено небольшими куполами. На юго-западе месторождение ограничено тектоническими разломами r_1 и r_2 . Преимущественная часть поднятия примыкает к Бузачинскому разлому. По изогипсе - 434м размеры по кровле меловых горизонтов доходят 2,7x1,2 км.

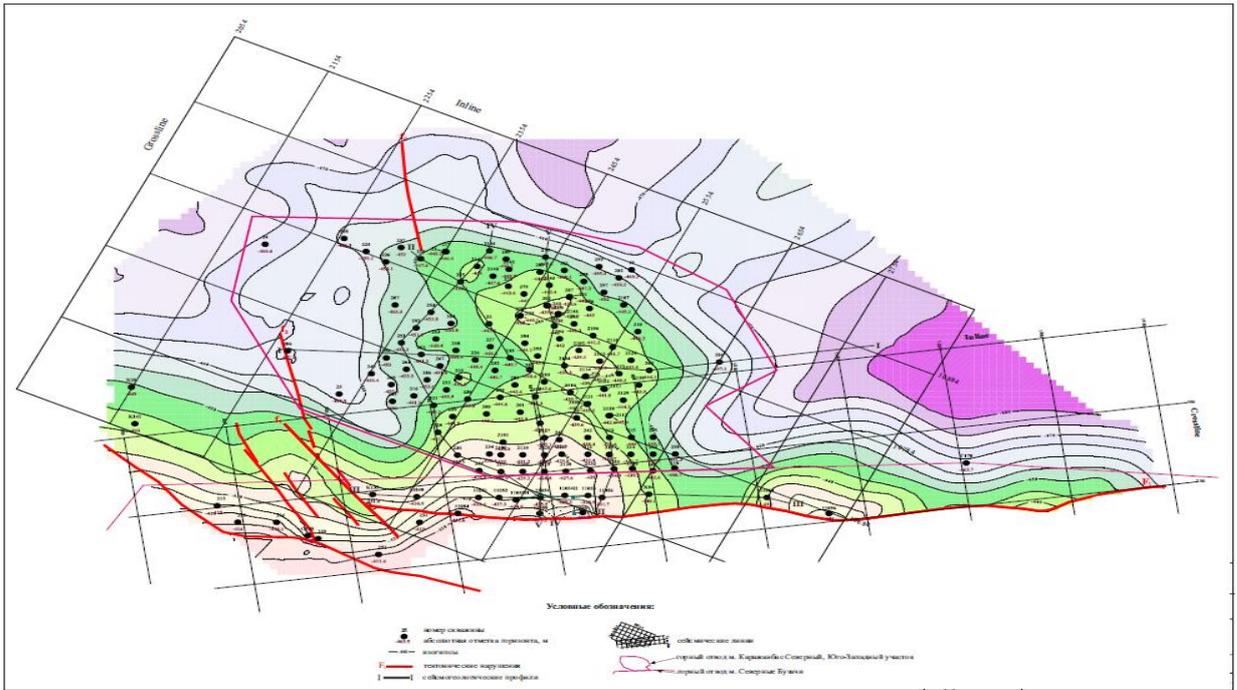


Рисунок 3 - Структурная карта по кровле меловых горизонтов

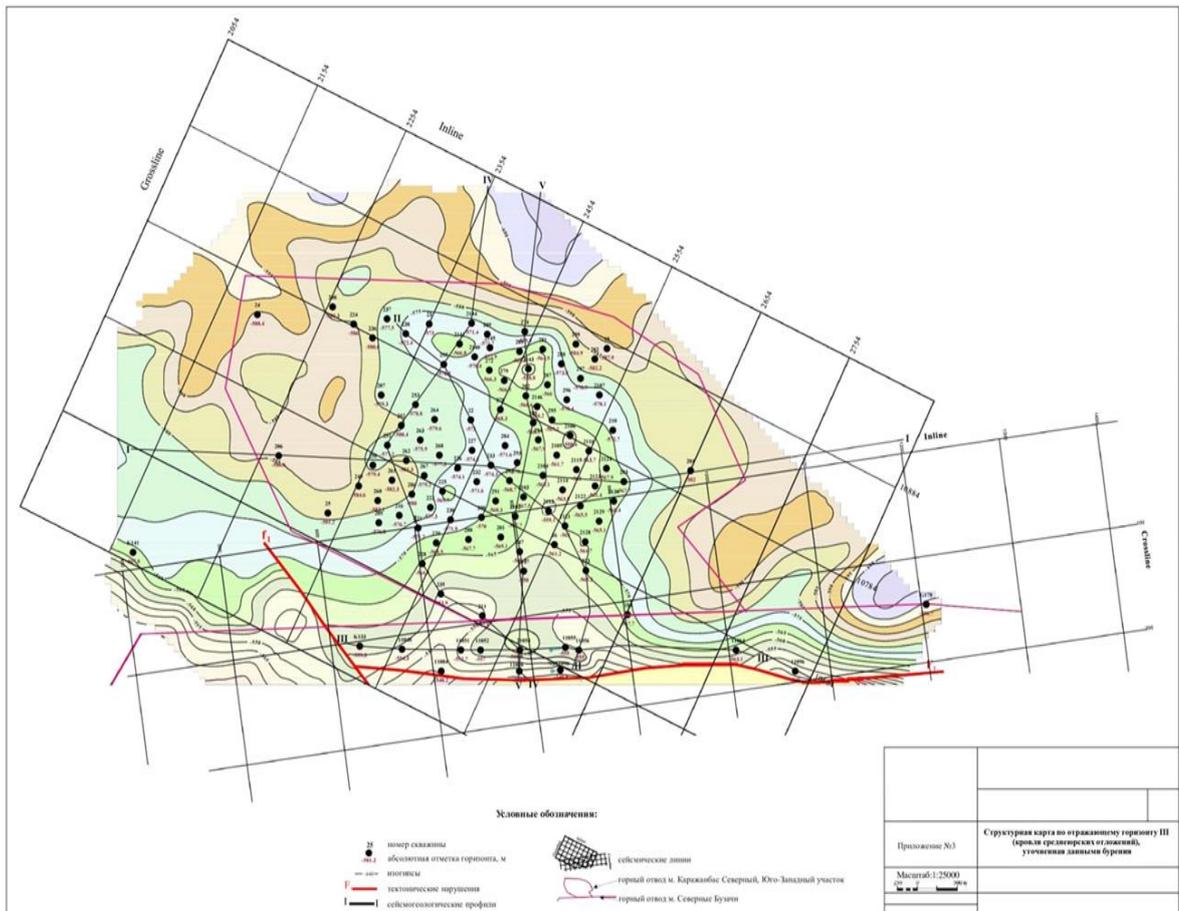


Рисунок 4 - Структурная карта по кровле среднеюрских горизонтов

2.3 Характеристика нефтенасыщенных толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности.

Нефтеносность на данном месторождении выявлена в нижнемеловых и среднеюрских отложениях, и выявлено 4 продуктивных пласта, из них 3 – к среднеюрским горизонтам и 1 – относятся к нижнемеловым горизонтам.

Продуктивный горизонт $K_{1псA_1}$.

Продуктивный пласт $K_{1псA_1}$ расположен в верхней части неокомского яруса, литологически сложен песчано-алевритовыми породами с слоистыми глинами. Коллекторы представлены слабосцементированными алевритами и песчаниками, содержащими глинистый минерал. В продуктивном пласте, выявлено от 1 до 5 пластов коллекторов. Эффективная мощность составляет от 0,8 м до 15,2 м, при среднем значении 5,3м, коэффициент вариации составляет 0,17. Коэффициент песчаности равен 0,57 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем равен 1,89 и коэффициент распространения 0,89 д.ед. Нефтенасыщенная мощность составляет от 0,8 м до 8,3 м, при среднем значении 4,6 м. Рисунок 5.

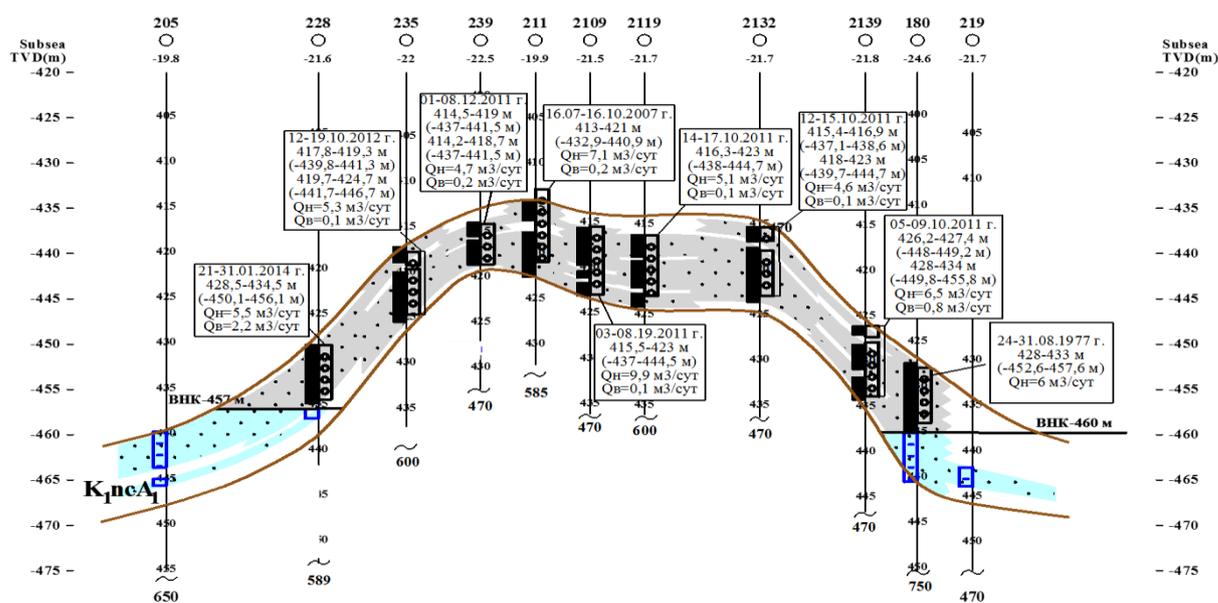


Рисунок 5-Профильный разрез неокомского продуктивного горизонта

Продуктивный горизонт Ю-П.

В продуктивном пласте Ю-П выявлены 3 самостоятельных залежей Ю-П-А, Ю-П-Б и Ю-П-В и горизонт характеризуется высокой степенью неоднородности, связанной с замещением продуктивных коллекторов глинистыми породами, что отразилось на колебаниях ВНК в продуктивных пластах. Горизонт распространен в центральной части, в северо-восточной части имеет наибольшую мощность, постепенно уменьшающуюся к востоку

Таблица 1 – Характеристика мощности пласт-коллекторов

Гори зонт	Мощность	Наименование	Зоны насыщения		По залежи
			Н	НВ	
1	2	3	4	5	6
К _{1пс} А ₁	Общая	Средняя, м	6,4	7,5	6,8
		Коэф. вариации, д.ед.	0,17	0,13	0,21
		Интервал изменения, м	0,8-15,2	2,5-13,5	0,8-15,2
	Эффектив- ная	Средняя, м	5,1	6,3	5,7
		Коэф. вариации, д.ед.	0,152	0,158	0,164
		Интервал изменения, м	0,9-8,2	2,1-13,0	0,9-13,0
	Нефтена- сыщенная	Средняя, м	5,1	3,3	3,1
		Коэф. вариации, д.ед.	0,154	0,341	0,38
		Интервал изменения, м	0,8-8,3	1,1-7,7	0,62-6,5
Ю- II-А	Общая	Средняя, м	5,1	9,3	6,3
		Коэф. вариации, д.ед.	0,480	0,061	0,373
		Интервал изменения, м	0,5-14,4	3,8-13,4	0,7-14,5
	Эффектив- ная	Средняя, м	3,7	7	4,3
		Коэф. вариации, д.ед.	0,361	0,095	0,341
		Интервал изменения, м	0,5-8,4	3,1-10,1	0,5-10,3
	Нефтена- сыщенная	Средняя, м	3,7	4,4	3,9
		Коэф. вариации, д.ед.	0,364	0,145	0,31
		Интервал изменения, м	0,61-8,4	1,1-6,8	0,5-8,3
Ю- II-Б	Общая	Средняя, м	5,2	6,6	6,2
		Коэф. вариации, д.ед.	0,060	0,066	0,081
		Интервал изменения, м	1,8-7,8	4,3-12,7	1,8-12,7
	Эффектив- ная	Средняя, м	3,7	5,1	4,7
		Коэф. вариации, д.ед.	0,060	0,124	0,125
		Интервал изменения, м	1,8-5,2	2,3-10,2	1,8-10,5
	Нефтена- сыщенная	Средняя, м	3,9	2,6	3,1
		Коэф. вариации, д.ед.	0,062	0,205	0,173
		Интервал изменения, м	1,8-5,2	0,6-5,8	0,6-6
Ю- II-В	Общая	Средняя, м	4,4		5,1
		Коэф. вариации, д.ед.	0,461		0,411
		Интервал изменения, м	1,0-8,8		1,2-9,3
	Эффектив- ная	Средняя, м	3,5		3,7
		Коэф. вариации, д.ед.	0,273		0,250
		Интервал изменения, м	1,0-6,3		1,2-6,7
	Нефтена- сыщенная	Средняя, м	3,3		3,5
		Коэф. вариации, д.ед.	0,280		0,284
		Интервал изменения, м	1,2-6,3		1,2-6,7

Основными показателями, определяющими степень неоднородности пластов и резервуаров, являются коэффициенты: песчаности, расчлененности и распределения. В таблице 2 приведены показатели неоднородности по каждому коллектору, а в таблице 1 приведены характеристики толщин, их средние значения и пределы изменения.

Приведены также геолого-литологические профили, показывающие распространение и расчленение залежей продуктивных горизонтов.

Таблица 2 – Статистические показатели неоднородности продуктивных горизонтов

Пласт	Количество скважин, используемых для определения	Доля коллектора, доли ед.	Коэффициент расчлененности, доли ед.
		среднее значение	среднее значение
К _{1псА₁}	23	0,57	1,89
Ю-П-А	34	0,44	1,90
Ю-П-Б	14	0,63	2,2
Ю-П-В	3	0,40	1,68

Месторождение характеризуется высокой расчлененностью и прерывистостью нефтенасыщенных пластов, в результате чего принимаются большие значения неоднородности, определяемой продуктивностью скважин. Это также влечет за собой неоднородность дебитов скважин и динамики их обводнения. Таблица 3

Таблица 3 – Основные параметры по горизонтам

Объект	d^2 , д.ед.	W^2 , д.ед.	V^2_z , д.ед.	V^2_p , д.ед.	V^2_η , д.ед.	$\eta_{уд.ср.}$, м ³ /м/сут*М Па	$k_{пр.ср.}$, мкм ²
Ю-П	0,24	0,30	0,87	1,02	1,01	0,4	1,2
К _{1псА₁}	0,24	0,30	0,75	0,88	0,96	1,8	8,7

W^2 – доля неколлектора

V^2_z – зональная неоднородность по удельной продуктивности на толщину пластов

V^2_p – неоднородность пластов по проницаемости

V^2_η – неоднородность скважин по коэффициенту продуктивности

$\eta_{уд.ср.}$ – среднее значение удельной продуктивности

$k_{пр.ср.}$ – среднее значение проницаемости

V^2_p – неоднородность по проницаемости рассчитывалась как коэффициент вариации для имеющихся значений проницаемости, изученных по керну и ГДИС:

$$V_n^2 = \frac{(k^2)_{cp}}{(k_{cp})^2} - 1 \quad (1)$$

где:

k – коэффициент проницаемости;

V_n^2 -неоднородность по продуктивности, полученной при ГДИС:

$$V_\eta^2 = \frac{(\eta^2)_{cp}}{(\eta_{cp})^2} - 1 \quad (2)$$

где:

η – коэффициент продуктивности

V_{z_3} - зональная неоднородность по удельной продуктивности полученной при ГДИС:

$$V_z^2 = 2 * \frac{V_{z(2)}^2}{1 - V_{z(2)}^2} \quad (3)$$

$V_{z(2)}^2$ – средняя неоднородность

$$V_{z(2)}^2 = \left(\left(\frac{(\eta_{..} - \eta_{.})}{(\eta_{..} + \eta_{.})} \right)^2 \right)_{cp} \quad (4)$$

Расчетные параметры также устанавливались на основе фактического материала, полученного в результате бурения, испытания и эксплуатации скважин с полным использованием имеющейся информации о гидродинамических и геолого-физических характеристиках продуктивных горизонтов. Проницаемость изучена по данным ГДИС и керна. При измерении дебитов скважин использовалось практическое значение коэффициента продуктивности, полученное при эксплуатации скважин.

2.3.1. Характеристика коллекторов по данным ГИС

Продуктивные горизонты месторождения относятся к юрско-меловым терригенным отложениям. Продуктивные залежи расположены на глубинах: 540-560 м, 435-425 м; нефти отличаются высокой вязкостью.

Регистрация геофизических параметров проводилась в цифровом формате с 2004 года геофизическими компаниями: ТОО "ГеоМунайРесурс", CNLC, ТОО "ГК ГИС сервис" и проводилась во всех пробуренных скважинах.

Бурение скважин проводилось на полимерно-глинистых и полимерно-ингибированных, с технологическими параметрами: удельным весом 1,13-1,4 г/см³, вязкостью 30-61 сек., замеренными в поверхностных условиях при температурах от 20°С до 35°С; сопротивлением от 0,02 до 0,6 Ом/м при температуре в скважине.

Контроль траектории ствола скважины во время бурения, линия его в пространстве проводились замеры инклинометрии, а качество цементирования обсадных колонн и определение высоты подъема цемента оценивалось по данным АКЦ.

Комплекс исследований проводились на продуктивных горизонтах и включает такие методы, как: ПС-запись естественных потенциалов, ДС-кавернометрия, БК-боковой каротаж, КС, БМК-микробоковой каротаж, МК-микрокаверномер, МК-микрокаротаж, ИК-индукционный каротаж, радиоактивный каротаж, как ГК и НГК, ГГКП-гамма-гамма плотностной, СГК спектральный гамма-картаж, ННКГ-нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам, АК-акустический каротаж, резистивиметрия.

2.3.2 Характеристика коллекторов по керну

На месторождении Каражанбас Северный было отобрано 103,1 м керна из горизонтов ниже мелового и 116 м керна из средней юры, в связи с таблицей 4. Вся изученные керны из горизонтов нижнего мела составили 84,6м (52 образцов), которые извлечены из скважин 294, 2138, 216, 241, 2111. Из горизонтов Ю-II отобрано 18,0м (27 образцов) керна, изучено 17,2 м керна из скважины 294

Таблица 4 – Характеристика отборов керна

Горизонт	Характеристика отборов керна			Характеристика керна			
	Количество скважин	Вынос керна, м	Вынос керна, %	Количество скважин	Вынос керна, м	Вынос керна, %	Количество исследованных образцов

	жин						
К _{1пс} А ₁	5	103,1	55	294, 2137, 216, 241, 2111	84,6	80,5	52
Ю-П	3	116	52,3	201, 203, 295	26,3	53,9	36
Ю-П	1			295	16,0		22

В продуктивных горизонтах юры и нижнего мела выделены терригенные коллекторы порового типа. Коллекторы представлены слабосцементированными мелкозернистыми песчаниками с маломощными глинистыми прослоями; алевролитистый с прослоями алевролита и редкими мелкими гнездами глины; алевролиты крупнозернистые, песчанистые, с редкими прослоями глинистого минерала.

Средние значения ФЕС коллекторов по горизонтам, определенные по результатам исследований каротажных материалов и керна, приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Проницаемость и пористость коллекторов

Метод исследования	Параметры	Пористость, д.ед.	Проницаемость $\times 10^{-3}$, мкм ²	Коэфф. нефтенасыщ, д.ед
К _{1пс} А ₁				
По керну	Количество скважин	1 (2137)	2137	
	Количество определений	22	22	
	Среднее значение	0,376	2525	
	Коэффициент вариации	0,0022	0,5348	
	Интервал	0,319-0,389	64-5899	
ГИС	Количество скважин	29		29
	Количество определений	20		20
	Среднее значение	0,32		0,71
	Коэффициент вариации	0,022		0,028
	Интервал	0,25-0,39		0,62-1
Ю-П				
По керну	Количество скважин	1 (295)	295	
	Количество определений	17	17	
	Среднее значение	0,341	1332	
	Коэффициент вариации	0,0068	0,6100	
	Интервал	0,271-0,380	52-3411	

ГИС	Количество скважин	77		77
	Количество определений	74		74
	Среднее значение	0,29		0,64
	Коэффициент вариации	0,366		0,012
	Интервал	0,2-0,35		0,41-0,88

2.4 Физико-гидродинамическая характеристика по керну

Из горизонта продуктивного пласта $K_1псA_1$ изучено 84,6 м керна из скважин 294, 2137, 216, 241, 2111 изучены коллекторские свойства пород по 52 образцам.

Результат определения фильтрационно-емкостных свойств по скважинам 295 и 2137 считается более достоверным, так как данные по K_p , полученные по керну скважин 216, 241, 2111, нельзя признать достоверными. Из горизонта Ю-II отобрано 16,0 м керна, из скважины 295 изучено 16 м керна и 22 пробы. В результате этих исследований были выявлены следующие параметры.

Для горизонтов Ю-II и $K_1псA_1$ зависимость $K_{пр}=f(K_n)$, определенная по породам алевролитов, песчаников, карбонатов, имеет вид, в соответствии с рисунком 7(а).

$$K_1псA_1 \quad K_{пр} = 0,0031 \times e^{35,655 \times K_n} \quad (R^2=0,91) \quad (5)$$

$$Ю-II \quad K_{пр} = 0,0009 \times e^{40,034 \times K_n} \quad (R^2=0,94) \quad (6)$$

Представленные зависимости могут быть представлены для практических целей и нуждаются в дальнейшем уточнении.

Данных для установления зависимости $K_{пр}=f(K_n)$ для алевролитов и песчаников из горизонтов Ю-II и $K_1псA_1$ информации недостаточно, так как для пород с $K_{пр}=(1-50) \times 10^{-3}$ мкм², практически, нет достоверных информации, показано в рисунке 7(б).

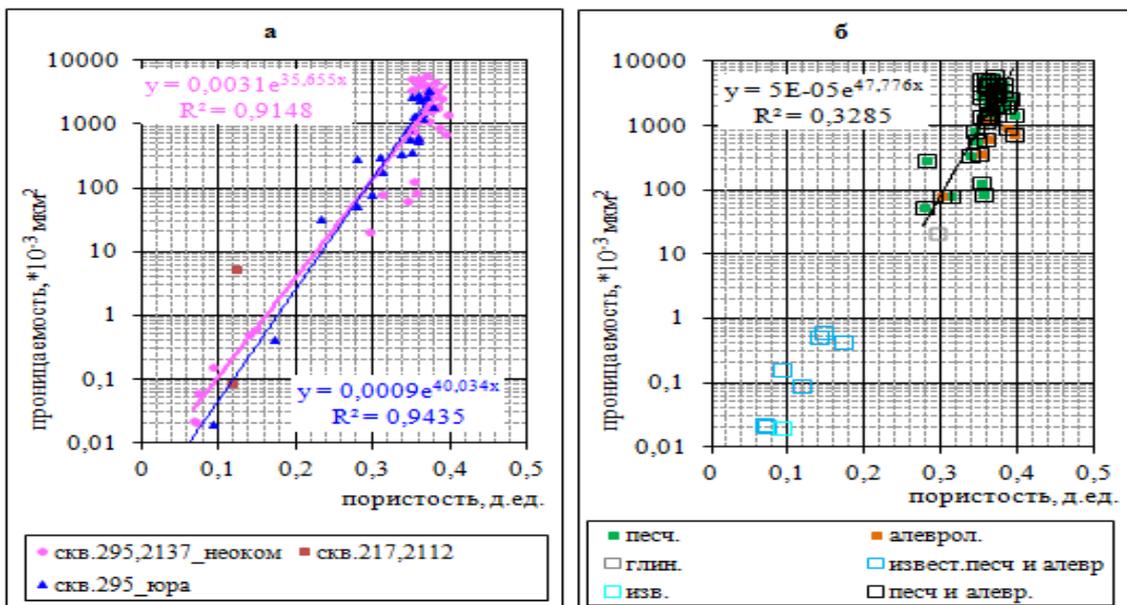


Рисунок 7 – Зависимость проницаемости от пористости для горизонтов Ю-II и К₁псА₁ (а) , а также для алевролитов и песчаников (б)

Сравнение газопроницаемости и проницаемости по Клинкенбергу

Проницаемость Клинкенберга $K_{прKL}$ измерена для 11 и 5 образцов из отложений горизонтов Ю-II и К₁псА₁. Соотношение $K_{прKL}=f(K_{пр})$ для горизонтов К₁псА₁ и Ю-II имеет вид, в соответствии с рисунком 8.

$$K_{1псА_1} \quad K_{прKL} = 0,6601 \times K_{пр}^{1,052} \quad (R^2=0,99) \quad (7)$$

$$Ю-II \quad K_{прKL} = 0,8549 \times K_{пр}^{1,019} \quad (R^2=0,99) \quad (8)$$

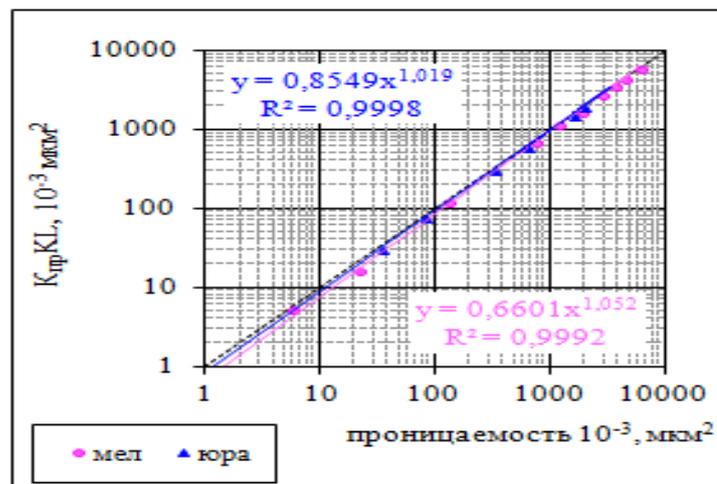


Рисунок 8 – Сравнение газопроницаемости и проницаемости по Клинкенбергу

2.5 Свойства и состав газа и нефти

В данной диссертации физико-химические свойства пластовых флюидов К₁псА₁ и Ю-П продуктивных горизонтов данного месторождения представлены исследованиями за весь период разработки месторождения.

По горизонту Ю-П

Свойства пластовой нефти Ю-П исследованы по 30 пробам, взятые из 24 скважин.

Средние параметры пластовой нефти горизонта Ю-П: вязкость и плотность пластовой нефти 399 мПа×с и 925 кг/м³, газосодержание в среднем составляет 5,92 м³/т давление насыщения составляет 2,12 МПа, объемный коэффициент нефти 1,018 д.ед., показано в таблице 4.

Нефть горизонта Ю-П этого месторождения высокосернистой-1,88 % масс, парафинистой, высоковязкой-2,1 % масс, смолистой -23,0 % масс, битуминозной-943,2 кг/м³. Динамическая вязкость нефти при температуре 20 °С составляет 1029 мПа×с, при температуре 50 °С – 130,6 мПа×с. Изменение температуры застывания пластовой нефти находится в пределах от - 23 °С до - 13 °С, в среднем составляя - 18 °С.

Начальная температура кипения нефти 192 °С. Выход легких фракций, до температуры 200 °С, бензиновых фракций составил 2,7%, до температуры 300 °С - 19,1%.

По горизонту К₁псА₁

Свойства пластовой нефти изучены глубинными пробами и комбинированными методами.

Средние параметры пластовой нефти горизонта К₁псА₁: вязкость и плотность пластовой нефти 811 мПа×с и 932 кг/м³, газосодержание в среднем составляет 2,2 м³/т давление насыщения составляет 1,34 МПа, объемный коэффициент нефти 1,015 д.ед., показано в таблице 6.

В целом по горизонту К₁псА₁ динамическая вязкость нефти высокая и при температуре 20°С составляет 2200 мПа×с, при 50°С – 230,2 мПа×с, плотность дегазированной нефти при температуре 20°С составляет в среднем 945 г/см³.

Нефть парафинистая 2,1% масс и высокосернистая 2,22 % масс. Высокие показатели плотности, вязкости связаны значительным содержанием асфальто-смолистых веществ в нефти (24,0% масс.).

Начальная температура кипения нефти 216°С. Выход легких фракций, до температуры 200 °С, бензиновых фракций составил 2,9%, до температуры 300 °С - 17%.

Меловая нефть К₁псА₁ высоковязкая, парафинистая, смолистая, высокосернистая, битуминозная с незначительным выходом легких фракций.

Таблица 6 - Свойства пластовой нефти горизонта Ю-II и K_{1псA₁}

Скв.	Пласт	Интервал Перфорации, м	Рпл, МПа	Тпл, °С	Рнас, МПа	Газосодержание		Объем коэф. д.ед.	Усадка, %	Плотн. нефти в пласт усл.,г/см ³	Плотн. дегаз. нефти в при 20°С, г/см ³	Вязкость нефти в пласт усл. Мпа*С
						м ³ /м ³	м ³ /т					
Юрский горизонт Ю-II												
201	Ю-II- А+Б ₁	547-557	6,1	31,4	2,2	8	8,54	1,025	2,40	0,918	0,934	430
203	Ю-II- А+Б	546-557,7	5,6	31,8	2,3	8,1	8,7	1,024	2,26	0,920	0,937	473
2143	Ю- II-А	543-550	3,76	27	1,8	3,86	4,14	1,019	1,32	0,922	0,9348	456
264	Ю- II-А	559-560,8	5,8	30	2,11	3,88	4,12	1,010	1	0,931	0,938	316
252	Ю- II-А	515-561	5,9	31	2,19	3,9	4,10	1,010	1,1	0,932	0,940	320
Среднее по горизонту Ю-II					2,12	5,55	5,92	1,018	1,616	0,925	0,9367	399
Меловый горизонт K _{1псA₁}												
235	K _{1псA₁}	417,8-419,3 419,7-424,7	4,42	25,8	1,42	2,4	2,52	1,022	2,36	0,923	0,941	787
2109	K _{1псA₁}	415,5- 423,0	4,1	23	1,7	2,16	2,24	1,018	2,18	0,929	0,945	790
2110	K _{1псA₁}	418,6- 424,7	3,06	27	0,8	1,18	1,26	1,013	2,44	0,921	0,937	759
2137	K _{1псA₁}	416,7-417,8 418,4-423	3,8	26	1,2	2,2	2,39	1,008	1,12	0,939	0,951	620
212	K _{1псA₁}	419,8-427,2	2,2	25	1,1	2,33	2,44	1,017	0,98	0,943	0,950	970
214	K _{1псA₁}	429,4-430,6	3,88	26	1,81	2	2,3	1,01	1,50	0,937	0,944	941
Среднее по пласту A ₁					1,34	2,04	2,2	1,015	1,76	0,932	0,945	811

2.6 Запасы газа и нефти

По данным сейсморазведки и бурения на их основе была создана модель месторождения, а бурение по сетке из 145 скважин позволило понять структуру строения месторождения и изучить распределение пластов-коллекторов на его территории. Поэтому можно считать, что границы месторождения установлены достаточно надежно, а поскольку ВНК принимаются в основном по результатам опробования и соответствуют промысловым и геофизическим данным, то и, соответственно, объемы залежей обоснованы.

Анализы керна и результаты ГИС из пробуренных скважин позволили определить литологические и физические характеристики пород продуктивных горизонтов, а свойства и состав нефти и газа изучены по пробам, отобраным при освоении разведочных и эксплуатационных скважин. В то же время месторождение горизонта Ю-II достаточно давно находится в промышленной разработке. Исходя из этого, знание природных горизонтов и содержащихся в них месторождений позволяет отнести запасы нефти к промышленным категориям, а для конкретных месторождений категорирование запасов определяется по результатам их разработки и опробования.

Пересчет запасов подсчитаны и утверждены ГКЗ РК начальные геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа по следующим продуктивным горизонтам: в меловых отложениях - К1псА1 и в горизонтах Ю-II - Ю -I-A, Ю -I-B и Ю -I-B, с детальной коэффициент извлечения нефти месторождения Каражанбас Северный.

Оцененные запасы нефти и газа начальные геологические и извлекаемые запасы нефти и газа составляет, таблица 7.

Таблица 7 - Оцененные запасы нефти и растворенного газа месторождение Каражанбас Северный

Категории запасов	Горизонт	Запасы нефти и газа, тыс.т, млн.м ³
По категории В	Юрские продуктивные пласты	нефть-4630/1000
		растворенный газ-29,5/6,2
По категории С ₁	Меловые продуктивные пласты	нефть- 8196/1580
		растворенный газ – 16,4/3,1
	Юрские продуктивные пласты	нефть- 5925/1280
		растворенный газ – 37,6/8,0
По категории С ₂	Меловые продуктивные пласты	нефть – 908 (87)
		растворенный газ – 1,8 (0,2)
	Юрские продуктивные пласты	нефть – 954 (102)
		растворенный газ – 6,15 (0,61)

3 Проектирование разработки месторождения

Для эффективной разработки месторождения, необходимо выполнять комплексные исследования для оценки результативности принятой системы разработки и по ее совершенствованию.

Виды исследований по контролю за освоением, эксплуатацией скважин и внутрискважинного оборудования месторождения на основании «Единых правил рационального и комплексного недропользования», «Методических указаний по составлению проектов разработки», «Методических указаний по использованию геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов управления разработкой нефтяных месторождений».

Совокупность исследований контроля разработки обязан привлекать исследования по новым вводимым из бурения скважинам, добывающим и нагнетательным скважинам действующего фонда.

Для контроля разработки, состояние и эксплуатации скважин предусмотрено применять следующие виды исследований:

- Промыслово-геофизические исследования скважин
- Гидродинамические исследования пластов и скважин
- Комплекс промысловых исследований
- Физико-химические исследования свойств нефти и попутной воды

Комплекс промысловых исследований

На месторождении постоянно осуществляют обязательные исследования по контролю дебитов скважин, забойного и пластового давления, газового фактора, обводненности нефти.

Для контроля энергетического состояния нефтяного горизонта за период времени исследовали 37 определений пластового давления в 29 скважинах с помощью глубинных манометров.

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС).

Всего за рассматриваемый период на месторождении проведено 11 ГДИС в 11 скважинах, в том числе методом КВУ-8 (КВУ), КВД-1 (КВД).

Контроль за физико-химическими свойствами пластовых флюидов

Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», контроль за разработкой эксплуатационных объектов осуществляется в целях оценки эффективности установленной системы разработки, получения информации, необходимой для выработки мероприятий по ее совершенствованию. В комплекс промысловых исследований входит, в том числе, отбор и исследование поверхностных и глубинных проб жидкости скважин.

Нефтяные залежи месторождения высоковязкие, парафиновые, смолистые, битуминозные и сернистые.

3.1 Выделение объектов разработки по геолого-физическим характеристикам пластов

С учетом различных критериев, таких как: мощность продуктивного разреза, количество установленных залежей, положение относительно контуров нефтегазоносности, гидродинамическая связанность различных частей разреза, физические свойства коллекторов и насыщающих их флюидов, а также характер изменения этих параметров по площади и разрезу, степень изученности залежей и количество содержащихся в них геологических запасов, на данном месторождении выделено два объекта разработки:

I объект – нефтяные залежи, горизонта Ю-II

II объект – нефтяная залежь, горизонта K₁псA₁

Близкие геолого-физические характеристики отложений горизонтов Ю-II и K₁псA₁ позволяют эксплуатировать их совместно.

Основные геолого-физические характеристики выделенных объектов взяты на основании анализа всего имеющегося геологического и промыслового материала, показано в таблице 8.

Таблица 8 - Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки Каражанбас Северный

	Ед. измерения	Объекты разработки	
		I объект	II объект
Горизонт		Ю-II	K ₁ псA ₁
Средняя глубина залегания	м	550	420
ВНК, абс. отметка	м	-565-594	-436-464
Тип залежи	-	пластовая, сводовая тектонически, литологически и стратиграфически экранированные	пластовая, сводовая тектонически и литологически экранированная
Тип коллектора	-	терригенно-поровый	
Площадь нефтеносности В+С ₁	тыс.м ²	23143	9214
Средняя общая толщина	м	8,4	9,4
Средняя эффективная толщина	м	4,2	5,3
Пористость	доли ед.	0,28	0,30
Коэффициент нефтенасыщенности	доли ед.	0,64	0,68
Проницаемость, мкм ²	мкм ²	1,2	9
по данным гидродинамических исследований			
по данным исследования керна		1,5	2,4
Коэффициент песчанности	доли ед.	0,49	0,57
Коэффициент расчлененности	доли ед.	2,11	1,89
Начальная пластовая температура	°С	30	27,0

Начальное пластовое давление	МПа	6,4	5,2
------------------------------	-----	-----	-----

3.2 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчётных вариантов разработки

Выбор и обоснование вариантов разработки проекта проводились на основании анализа разработки месторождение Каражанбас Северный, а также с учетом существующих представлений о геологическое строение месторождений, их коллекторские свойства и насыщающие флюиды.

Системы разработки нефтяных месторождений классифицируют на системы с воздействием и без воздействия, а также по сеточному расположению скважин.

Нефтяные залежи Ю-II продуктивного горизонта слоисто-купольные, тектонически-литолого-стратиграфически экранированные. Залежь нефти горизонта K1псA1 коллекторно-купольная, тектонически-литологически экранированная.

Всего в данной работе рассмотрено три варианта разработки месторождений. Для одновременной разработки объектов разработки на рассматриваемом месторождении предусмотрен обратный перевод 30 скважин во всех трех вариантах.

Описание вариантов разработки в целом по месторождению

Вариант 1

Общий фонд скважин, задействованных в разработке месторождения, составит 145 едениц (извлекаемые - 120 ед., нагнетательные - 5 ед.). Бурение по квадратной сетке скважин плотностью 9 га/скв. Расстояние между скважинами 300х300 м.

Режим работы залежи – поддержка пластового давления. Площадное заводнение по девяти точечному принципу, посредством закачки холодной воды во все нагнетательные скважины.

Вариант 2

2-ой вариант схожи 1-ому варианту по фонду скважин и их размещению. Отличается от 1-ого варианта закачиваемым вытесняющим агентом: горячей водой температурой 90°C во все нагнетательные скважины. Перевод добывающих скважин на нагнетание после добычи нефти также по девяти точечному принципу

Вариант 3

3-ий вариант схожи с вариантам 1 и 2 по фонду скважин и их размещению. Отличается от 1-ого и 2 ого вариантов закачиваемым вытесняющим агентом: холодная вода с добавлением полимера во все нагнетательные скважины. Перевод добывающих скважин под нагнетание после отработки на нефть также производится по девяти точечному принципу.

Ниже приводится описание вариантов разработки выбранных объектов в разрезе недропользователей.

Вариант 1

Для горизонта Ю-II

Общий фонд скважин, задействованных в разработке горизонта Ю-II, составит 107 единиц. (87 добывающих, 6 нагнетательных скважин).

Бурение по квадратной сетке скважин плотностью 9 га/скважина. Расстояние между скважинами 300х300м.

Режим работы месторождения – поддержание пластового давления. Закачка холодной воды во все нагнетательные скважины, перевод добывающих скважин на нагнетательные по девяти точечному принципу.

Перевод добывающих скважин на ППД – 5 единиц.

Для горизонта К₁псА₁

Общий фонд скважин, задействованных в разработке горизонта К₁псА₁, составит 38 единиц. (27 добывающих скважин.). Также планируется вернуть перевод 3 фактических скважин с первого объекта разработки после их освоения на нефть.

Бурение по квадратной сетке скважин плотностью 9 га/скважина. Расстояние между скважинами 300х300м.

Режим работы месторождения – поддержание пластового давления. Закачка холодной воды во все нагнетательные скважины, перевод добывающих скважин на нагнетание по девяти точечному принципу.

Перевод добывающих скважин в ППД – 2 единицы.

Вариант 2 и 3

Для горизонта Ю-II

2-ой и 3-ий варианты схожие 1-ому варианту по фонду скважин и их размещению. Отличаются от варианта 1 закачиваемым вытесняющим агентом, а 2-ой вариант - горячая вода с температурой 90° С во все нагнетательные скважины. 3-ий вариант - холодная вода с добавлением полимера во все нагнетательные скважины.

Перевод добывающих скважин под нагнетание после отработки на нефть также производится по девяти точечному принципу.

Для горизонта К₁псА₁

2-ой и 3-ий варианты схожие 1-ому варианту по фонду скважин и их размещению.

Отличаются от 1-ого варианта закачиваемым вытесняющим агентом: 2-ой вариант - горячая вода с температурой 90°С во все нагнетательные скважины, 3-ий вариант - холодная вода плюс полимер во все нагнетательные скважины.

Перевод добывающих скважин под нагнетание после отработки на нефть также производится по девяти точечному принципу.

3.3 Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки

При анализе технико-экономических показателей, накопленного дисконтированного денежного потока и денежной наличности Республики Казахстан самым эффективным был признан вариант 3, который предлагается к реализации.

Результаты технико-экономического анализа вариантов разработки приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Сравнение основных технико-экономических показателей

Наименование показателей	Варианты разработки		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Прибыльный период, гг.	-	2017-2036	2017-2050
Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10 %, млн.\$	-	-1,8	6,4
Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	-	8,8	12,2
Накопленная чистая прибыль, млн.\$	-	-27,2	56,2
Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.\$	-	201,5	351,1

Проектные показатели разработки месторождения в целом на первые 10 лет по рекомендуемому 3 варианту приведены в таблице 10 и схема размещения пробуренных и проектных скважин – на рисунках 9 и 10.

При разработке по рекомендуемому варианту 3 также рассматриваются вопросы технологии и технологии добычи нефти и газа: обоснование выбора рекомендуемых способов и режимов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования, мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин, требования и рекомендации по внутривнепромысловому сбору и полевой подготовке продукции скважин.

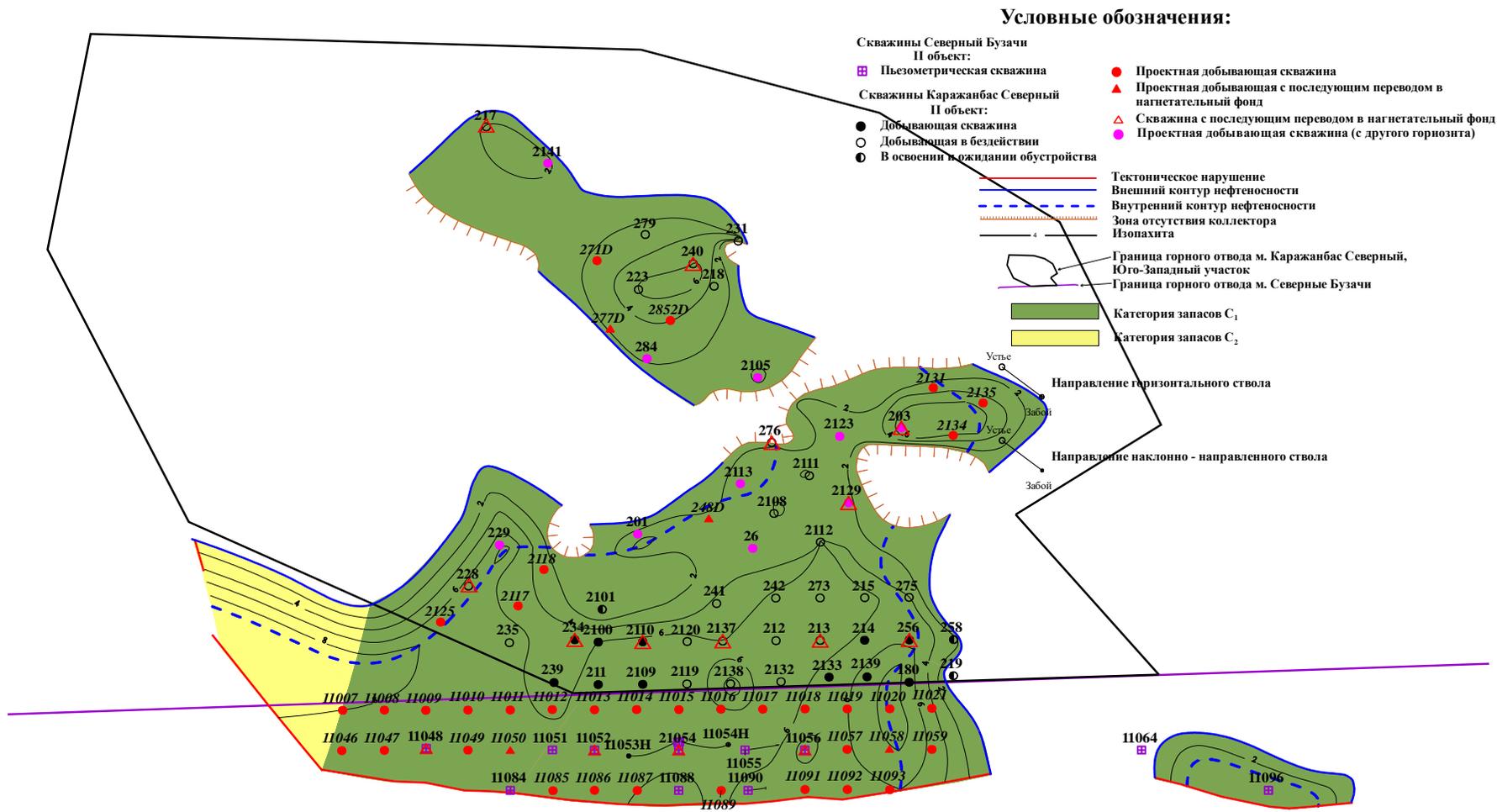


Рисунок 10 – Схема размещения проектных и пробуренных скважин горизонт K₁пс А1 разработки. Вариант 1-2-3

Таблица 10 – В целом по месторождению. Фонд скважин. 3-й вариант

Год	Ввод скважин из бурения и освоения		Перевод скважин под нагнетание из добывающего фонда	Перевод со К1пс А1 на Ю-П объект	Перевод с Ю-П I на К1пс А1 объект	Выбытие добывающих скважин	Выбытие нагнетательных скважин	Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец периода		Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут
	всего	добыв.						всего	в т.ч. действующих х	всего	в т.ч. действующих х	нефти	жидкости	
2017	15	15	1	0	0	0	0	145	121	3	3	4	7	192
2018	7	7	6	0	1	0	0	146	128	9	8	4	10	101
2019	7	7	9	0	1	1	0	143	129	18	16	4	13	70
2020	23	23	8	0	1	1	0	157	141	26	23	4	15	65
2021	19	19	11	0	1	1	1	164	148	36	32	4	21	76
2022	8	8	9	0	2	0	1	163	147	44	40	4	25	80
2023	8	8	6	2	3	2	1	163	147	49	44	4	32	95
2024	8	8	8	0	4	3	1	160	144	56	50	4	37	105
2025	8	8	0	2	3	2	1	166	149	55	50	4	40	114
2026	0	0	0	0	3	4	0	162	146	55	50	4	43	124
2027	0	0	0	2	3	2	1	160	144	54	49	4	46	131
2050	0	0	0	0	0	1	0	77	69	30	27	0	18	47

3.4 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Анализируя фактические показатели в целом по месторождению, по отношению к запроектированным, как в технологической схеме, так и в ранее выполненных анализах, можно сделать вывод, что в 2010 г. фактические показатели разработки были на уровне проектных, а в период 2011-2021 гг. наблюдается отставание показателей по добыче нефти, жидкости и газа от запроектированных из-за отставания фактических показателей по основному I объекту.

Основной причиной отставания фактических показателей по добыче нефти и газа от проектных является отставание по организации системы ППД как таковой вообще и применению гелеполимерного заводнения в частности, что привело к существенно большим темпам падения дебитов нефти и жидкости, чем было запроектировано, а также в связи с ежегодным отставанием по разбуриванию юрского горизонта, приведены в таблице 11.

С учетом геолого-физических особенностей объектов месторождения и наличия трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти предлагается использовать системы интенсификации притока, которые наряду с поддержанием давления снижали бы разницу между подвижностями закачиваемого агента и вытесняемой жидкости, что увеличивает эффект вытеснения. В той связи, вместе с вариантом с закачкой холодной воды с целью ППД рассматривались варианты с реагентами, применение которых направлено на снижение разницы в подвижности за счет:

- применение термических методов воздействия для снижения вязкости нефти за счет повышения температуры закачиваемого агента.
- увеличение вязкости вводимого агента

Одним из вариантов этой работы является разработка месторождения с ППД закачкой загущенных водных растворов полиакриламида.

При закачке воды в неоднородные по проницаемости пласты основной поток вытесняющего агента поступает в высокопроницаемые пропластки. В результате происходит быстрый прорыв закачиваемой воды в добывающие скважины, что приводит к резкому увеличению обводненности продукции скважин.

С целью улучшения технико-экономических показателей проекта полимерного заводнения и вовлечения в разработку плохо дренируемых низкопроницаемых пропластков был выбран метод циклического гель-полимерного заводнения. При циклической закачке гель-полимерных систем происходит кольматация высокопроницаемых пропластков и перераспределение потока вытесняющего агента, таким образом, к разработке подключаются запасы ранее неработавших низкопроницаемых пропластков.

На месторождении проводятся опытно-промышленные испытания по применению технологии закачки гель-полимерной смеси. В 2008 году начаты

научно-исследовательские и лабораторные работы по изучению технологии, выбор экспериментальной площадки, отвечающей условиям применимости технологии, химических реагентов для приготовления раствора полимера на пластовой минерализованной воде, подбор рецептуры, подбор промышленного оборудования, разработка программы и технологических инструкций. В 2010 г. начаты промысловые испытания на Юрском горизонте разработки нагнетательной скважины 2114, положительные результаты которых позволили продолжить опытно-промышленные испытания. Технологическую и экономическую эффективность данного метода воздействия оценивают, как положительную. Планируется продолжение опытно-промышленных работ в районе разработки мела, а также в направлении применения термополимерного заводнения.

Таблица 8 – В целом по КС (ЮЗ). Сравнение фактических и проектных технологических показателей разработки за период реализации ТС (2019-2021 гг.)

Показатели	2019 г.			2020 г.			2021 г.		
	проект из АН на 01.04. 2013г.	проект из ТС	факт	проект из АН на 01.09. 2014г.	проект из ТС	факт	проект из АН на 01.09. 2015г.	проект из ТС	факт
Добыча нефти, тыс.т	83,9	177,0	70	82,1	243,3	73	82,2	279	67,9
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	364,6	566,6	350,6	432,7	810	423,6	481,8	1089	491,5
Добыча жидкости, тыс.т	202,4	418	158,5	206	659	173,3	190,8	845	201,4
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	786,8	1231	721,7	929,1	1889	895	961,6	2733	1096,4
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,1	4,5	2,5	2,1	6,2	2,6	2,1	7,1	2,4
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,3	5,2	2,8	2,3	7,8	3	2,4	9,8	2,9
КИН, д.ед	0,019	0,029	0,026	0,022	0,041	0,031	0,024	0,055	0,036
Средний дебит по нефти, т/сут	3,4	5,2	2,6	3,1	5,7	2,7	3,2	5,5	2,5
Средний дебит по жидкости, т/сут	8,1	15,9	5,9	6,1	19,4	6,3	5,9	21,1	7,4
Обводненность, %	58,5	57,7	55,8	60,1	63,1	57,9	56,9	66,9	66,3
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	118	86	120	120	101	120	116	116	119
Действ. фонд добывающих скважин на конец года, шт.	106	77	77	108	91	77	82	105	77
Ввод добывающих скважин в эксплуатацию, шт.	20	20	13	0	20	0	0	21	0
в т.ч. из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из бурения	20	20	9	0	20	0	0	21	0
из освоения	0	0	2	0	0	0	0	0	0
переводом скважин с юрского на меловой горизонт, шт.	0	0	2	0	0	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин в ППД, шт.	0	5	0	0	5	0	3	5	1
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	18	1	1	23	1	4	27	2
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	0	1	1	23	1	4	27	2
Закачка воды, тыс.м ³	101,6	429	93,8	72,3	676	117,2	102,1	865	128,8
Газовый фактор, м ³ /т	4,11	3,98	4,12	4,02	4,13	3,71	4,1	4	3,77
Добыча нефтяного газа, млн. м ³	0,35	0,7	0,228	0,33	1	0,27	0,34	1,104	0,256
Накопленная добыча нефтяного газа, млн. м ³	1,6	2,4	1,667	2,01	3,43	1,937	2,21	4,53	2,193

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По геологическому строению месторождение отнесено к категории очень сложных, этим недоизученным данными бурения и опробования скважин, где запасы нефти оценены по категории C_2 , которые составили 9.0 % (1864 тыс.т) приуроченных к небольшой площади залежи K_{1ncA1} и Ю-II-A. Рассматриваемая территория нуждается в доизучении нижнемелового горизонта K_{1nc} . С этой целью рекомендуется провести отдельные опробования пластов с отбором глубинных проб нефти, которые могут быть дополнительным источником углеводородного сырья. По состоянию на 01.01.2021 г. на месторождении изучен незначительный объем керн из отложений K_{1nc} и Ю-II горизонтов и, соответственно, петрофизические зависимости – Кпр-Кп, Кпр(KL)-Кпр, Сво-Кп, Сво-Кпр, Рп-Кп, Рн-Кп определены по недостаточным выборкам образцов. Выполнялись эксперименты по вытеснению нефти пластовой водой, рабочий агент (РА) с полиакриламидом (ПАА), результаты имеют качественный характер, что позволяет сделать вывод о влиянии на $K_{выт}$ растворами ППА, по сравнению с вытеснением пластовой водой, но не позволяет определить остаточную нефтенасыщенность, $K_{выт}$ и их зависимость от проницаемости пород.

Исследования физико-химические свойства пластовых флюидов показали закономерность изменения по нефтяной залежи и изучены достаточно хорошо.

Предложения по дальнейшему изучению:

1. фильтрационно-емкостных свойства пород (ФЕС), гранулометрического состава и минеральной плотности
2. минерального состава пород, в том числе глин
3. определение смачиваемости
4. уточнение параметров пористости и параметров насыщения от водонасыщенности
- . определение относительных фазовых проницаемостей для нефти и рабочих агентов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Ахметов А.С., Аманниязов К.Н., Кожухмет К.А. Нефтяные и газовые месторождения Казахстана-Алматы «Дауир» 2003г.
- 2 Клубова Т.Т. Породы-коллекторы нефти и газа. Справочник по геологии нефти и газа. М. Недра 1984г.
- 3 Черников О.А. Литологические исследования в нефтепромысловой геологии.
- 4 Надиров Н.К. Нефть и газ Казахстана. Часть1 Алматы «Гылым» 1995г.
- 5 Надиров Н.К. Нефть и газ Казахстана. Часть2 Алматы «Гылым» 1995г.
- 6 «Подсчет запасов нефти и газа по месторождениям Каражанбас, Северные Бузачи и Жалгизтубе Мангышлакской области Казахской ССР по состоянию на 1 сентября 1977 г.», (Протокол ГКЗ СССР №7886 от 23.12.1977 г.). КазНИРГИ. Авторы: Бадоев Т.И., г. Гурьев, – 1977 г.
- 7 Абдулин А.А., Воцалевский Э.С., Куандыков Б.М., Месторождения нефти и газа Казахстана М.Недра 1993г.
- 8 Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. М.Недра 1996г.
- 9 Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа.
- 10 Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений М.: Недра, 1987 г.
- 11 Иванов М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. Москва «Недра» 1985г.
- 12 Прошляков Б.К., Гальянова Т.И., Пименова Ю.Г. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. Москва «Недра» 1987г.
- 13 «Отчёт о результатах сейсморазведочных работ 3Д, обработки и интерпретации сейсмических материалов 3Д по площади Северные Бузачи за 2009 г.» ООО «Парадайм Геофизикал», Автор: Якунин В.И., г.Москва-2010г
- 14 Сейітов Н., Жүнісов А.А., Аршамов Я.К. Дипломдық жобаны орындауға арналған әдістемелік нұсқау. ҚазҰТЗУ. 2016. – 32 бет.
- 15 Сейітов Н., Жүнісов А.А. Қазақстан геологиясы. Оқу құралы. – Алматы, ҚазҰТУ баспасы. 2002. – 237 б.
- 16 Сейітов Н., Байбатша Ә.Б., Бекботаев А.Т., Жүнісов А.А. Қазақшаорысша, орысша-қазақша сөздік (Геология, геодезия және география). Словник-книга (5000 терминов). - Алматы, Издательская корпорация «ҚАЗАқпарат», 2014. – 456 с.
- 17 Стандарт организации. Система менеджмента качества. Работы учебные. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию текстового и графического материала. СТ. КазНИТУ им. К.И.Сатпаева, Алматы. 2017. 46 с.

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

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

Автор: Асанов Адилет Муратович

Название: Геологическое строение, анализ литологического состава и коллекторских свойств продуктивного пласта месторождения Каражанбас Северный

Координатор: Ялкунжан Аршамов

Коэффициент подобия 1: 4,63

Коэффициент подобия 2: 0,62

Коэффициент цитирования: 1,01

Замена букв: 36

Интервалы: 0

Микропробелы: 1

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;

обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;

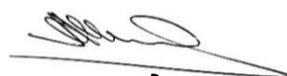
обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

Работа выполнена самостоятельно и не несет элементов плагиата. Обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными. В связи с этим, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите перед государственной комиссией.

15.06.2022

Дата


Подпись Научного руководителя

**Протокол анализа Отчета подобия
заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения**

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

Автор: Асанов Адилет Муратович

Название: Геологическое строение, анализ литологического состава и коллекторских свойств продуктивного пласта месторождения Каражанбас Северный

Координатор: Ялкунжан Аршамов

Коэффициент подобия 1: 4,63
Коэффициент подобия 2: 0,62
Коэффициент цитирования: 1,01

Замена букв: 36
Интервалы: 0
Микропробелы: 1
Белые знаки: 0

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

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

Обоснование:

Работа выполнена самостоятельно и не несет элементов плагиата. В связи с этим, работа признается самостоятельной и допускается к защите.

15.06.2022
Дата


Бекботаева А.А.
Подпись заведующего кафедрой

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:
Дипломный проект допускается к защите.

15.06.2022
Дата


Бекботаева А.А.
Подпись заведующего кафедрой

РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу

Асанова Адилета Муратовича

6B05201 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

На тему: «Геологическое строение, анализ литологического состава и коллекторских свойств продуктивного пласта месторождения Каражанбас Северный»

Выполнено:

- а) графическая часть на ___ листах
- б) пояснительная записка на ___ страницах

ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ

Актуальность темы дипломной работы Асанова А.М. обусловлена тем, что геологическое строение, литологический состав и коллекторские свойства продуктивного пласта, это важные части для разработки мелких и неоднородных месторождений.

Работа состоит из основных глав: данные о геологическом строении, тектоника, коллекторские свойства продуктивных горизонтов и их неоднородности, а также описываются нефтеносность и запасы нефти и растворенного газа.

В данной работе можно было бы привести несколько мировых аналогов данного месторождения для сравнения, нужно доработать и дополнить список использованной литературы.

Существуют грамматические и технические ошибки, которые студент исправит до защиты дипломной работы.

По дипломной работе других замечаний нет.

ОЦЕНКА РАБОТЫ

Основная цель дипломной работы заключается в том, чтобы получить максимально достоверную информацию о залежах, так как месторождение характеризуется высокой расчлененностью и прерывистостью нефтенасыщенных слоев.

В заключении отмечаю, поставленные перед студентом цели и задачи решены полностью. Кроме того, Асанов А.М. определил виды работ для дальнейшего доизучения. По итогам просмотра представленной дипломной работы, делаю вывод о подготовленности студента к самостоятельной исследовательской и аналитической работе с дальнейшим совершенствованием знаний и навыком. Выполненная работа характеризует Асанова А.М. как сложившегося специалиста, владеющего широким набором компетенций. Работа удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым к дипломным работам и оценивается на 92 % «отлично», а Асанов А.М. заслуживает присвоения степени бакалавра.

Рецензент

Заведующий лабораторией редких и редкоземельных металлов,
Института геологических наук им. К.И. Сатпаева,
PhD

 Тогизов Куаныш Серикханович

«13» июня 2022 г.



**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на дипломную работу

Асанов Адилет Муратович
(Ф.И.О. обучающегося)

Образовательная программа: «6В05201 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»

Тема: **«Геологическое строение, анализ литологического состава и коллекторских свойств продуктивного пласта месторождения Каражанбас Северный»**

В основу дипломной работы Асанова Адилета Муратовича положены результаты геологоразведочных работ на месторождении Каражанбас Северный.

Актуальность темы работы обусловлена тем, что геологическое строение, литологический состав и коллекторские свойства продуктивного пласта, это важнейшие части для разработки мелких и неоднородных месторождений.

Цель данной работы заключается в получении максимально достоверной информации о залежах, так как месторождение характеризуется высокой расчлененностью и прерывистостью нефтенасыщенных слоев.

Работа состоит из основных глав таких как: данные о геологическом строении, тектоника, коллекторские свойства продуктивных горизонтов и их неоднородности, а также описываются нефтеносность и запасы нефти и растворенного газа. В работе изложены геологическое строение месторождения, литолого-стратиграфическая характеристика, тектоника, характеристика нефтенасыщенных толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности, физико-гидродинамическая характеристика по керну, свойства и состав газа и нефти и запасы газа и нефти. Основное внимание в работе уделено исследованию физико-химических свойств пластовых флюидов и анализу литологического состава и коллекторских свойств продуктивного пласта месторождения Каражанбас Северный.

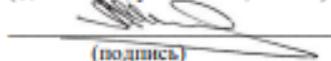
Считаю, что дипломник Адилет Асанов справился с поставленной задачей и в процессе выполнения данной дипломной работы дипломант сумел показать свои теоретические знания и практические навыки полученные в стенах университета.

В целом, тема дипломной работы раскрыта полностью и она составлена в соответствии всех требований и стандартов. Текст дипломной работы оформлен по стандарту университета, работа полностью завершена и рекомендую к защите перед аттестационной комиссией. Считаю, что автор дипломной работы заслуживает присуждения академической степени бакалавра естественных наук по образовательной программе «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых».

Научный руководитель

ассоц. профессор, кандидат геол.-минерал. наук

(должность, уч. степень, звание)



(подпись)
«15» июня 2022 года

Я.К. Аршамов
ф.и.о.

