

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

«Геологическое обоснование доразведки Капитанского месторождения»

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студентки 5 курса, 551 группы, очной формы обучения

геологического факультета

специальности 21.05.02 «Прикладная геология»

специализация «Геология нефти и газа»

Лайтер Полины Максимовны

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент

Л.А. Коробова

Зав. кафедрой

доктор геол.- мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2025

Введение

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции Оренбургская область занимает одно из ведущих мест по запасам и добыче углеводородов. Оренбургская область является старым нефтегазодобывающим регионом, где большинство крупных и средних месторождений уже открыты. Ресурсная база рассматриваемого региона сокращается с каждым годом, это повышает актуальность работы. Прирастить запасы углеводородного сырья Оренбургской области можно за счет уже открытых месторождений.

Объектом изучения в дипломной работе является Капитанское месторождение.

В административном отношении Капитанское месторождение расположено в Ташлинском районе Оренбургской области РФ в 20 км на северо-восток от районного центра с. Ташла и в 51 км на северо-запад от районного центра п. Новосергиевка.

Нефтяное Капитанское месторождение открыто в 2024 г. поисково-оценочной скважиной №1 Капитанская, в которой при опробовании в эксплуатационной колонне получен промышленный приток нефти из продуктивных пластов Т1, Т2 и Т3-1 турнейского яруса, Зл1-2 и Зл2 заволжского надгоризонта.

На месторождении пробурена одна скважина, всего открыто 5 залежей, ВНК вскрыт в пластах Т2, Зл1-2 и Зл2, в пластах Т1 и Т3-1 проведен УПУ. Запасы оценены по категориям C_1 и C_2 в соотношении 50:50. Западная часть Капитанского месторождения бурением не изучена, требуется доразведка месторождения.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки Капитанского месторождения.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

1) собрать и проанализировать геолого-геофизический материал, характеризующий геологическое строение и нефтегазоносность месторождения;

2) обосновать недоизученность Капитанского месторождения;

3) рассчитать ожидаемый прирост запасов в районе проектной скважины на месторождении;

Дипломная работа основана на анализе, систематизации, обобщении фактического материала (материалы сейсморазведки, результатов бурения и испытания скважин на соседних месторождениях, материалы лабораторных исследований керна, флюидов), опубликованных и фондовых источников, в которых рассматриваются вопросы геологического строения и нефтегазоносности участка южной части Бузулукской впадины, в пределах которого расположена Капитанская структура.

Дипломная работа состоит из 5 глав, введения, заключения и содержит 46 страницы текста, 3 рисунка, 2 таблицы, 7 графических приложений. Список использованных источников включает 15 наименований.

Основное содержание работы

Капитанское нефтяное месторождение открыто в 2024 г. поисково-оценочной скважиной №1 Капитанская. Поисково-оценочная скважина №1 Капитанская пробурена в 2024 г. в пределах Восточного купола Капитанского поднятия Капитанского ЛУ с целью поисков залежей нефти в каменноугольных и девонских отложениях и уточнения геологического строения структуры.

На Капитанском месторождении остается недоизученной западная часть структуры, поэтому необходимо продолжить геологоразведочные и исследовательские работы [1].

В 2017-2018 гг. в пределах Капитанского ЛУ проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3D.

По результатам сейсморазведочных работ МОГТ-3D 2017-2018 гг. в пределах Капитанского ЛУ в 2020 г. по ОГ карбона и девона детализирована и

подготовлена к поисковому бурению Капитанская структура, которая осложнена Западным и Восточным куполами. В 2024 г. в пределах Восточного купола Капитанской структуры пробурена поисково-оценочная скважина №1 Капитанская, которая явилась первооткрывательницей рассматриваемого Капитанского месторождения с залежами нефти в девоне и карбоне [1, 2, 3].

Геологический разрез в пределах Капитанского лицензионного участка изучен по материалам бурения и материалам ГИС поисково-оценочной скважины №1 Капитанская.

На Капитанской площади вскрыты отложения девонского, каменноугольного, пермского, триасовой, юрской и четвертичного возрастов [1].

В процессе геологического развития исследуемой территории периодически складывались благоприятные условия для формирования природных резервуаров, что нашло отражение в чередовании пород, коллекторов и флюидоупоров.

Разрез в пределах продуктивных пластов представлен преимущественно известняками.

Представлены известняками светло-серыми, от неравномерно коричневого до коричневого, органогенно-детритовыми и фораминиферо-сгустковыми, пористыми, слоистыми.

Разрез имеет сложное строение, отмечается невыдержанность толщ по площади и разрезу, наличие зон стратиграфического несогласия.

К породам турнейского и фаменского горизонта приурочены залежи нефти.

По отложениям осадочного чехла исследуемый участок располагается в пределах тектонического элемента 1-го порядка – южной части Бузулукской впадины, осложненной структурами второго порядка: на севере – Камелик-Чаганской системой дислокаций, на юге – Рубежинским прогибом. Бузулукская

впадина наложена на Жигулевско-Оренбургский массив кристаллического фундамента [2].

Капитанская структура по кровле коллектора продуктивного пласта Т1 турнейского яруса представляет собой антиклинальную складку северо-западного простирания, оконтуривается изогипсой -3560 м, ее размеры составляют 7.5×1.9 км, амплитуда 30 м, осложнена 5 локальными небольшими куполовидными поднятиями, которые протягиваются с запада на восток.

По кровле коллектора продуктивного пласта Т2 турнейского яруса структура представляет собой антиклинальную складку северо-западного простирания, оконтуривается изогипсой -3590 м, ее размеры составляют 7.7×2.0 км, амплитуда 30 м, осложнена 6 локальными небольшими куполовидными поднятиями, которые протягиваются с запада на восток.

По кровле коллектора продуктивного пласта Т3-1 турнейского яруса структура представляет собой антиклинальную складку северо-западного простирания, оконтуривается изогипсой -3630 м, ее размеры составляют 7.0×1.7 км, амплитуда 30 м, структура осложнена 3 локальными небольшими куполовидными поднятиями, которые протягиваются с запада на восток.

По кровле коллектора продуктивного пласта Зл1-2 заволжского надгоризонта структура представляет собой антиклинальную складку северо-западного простирания, оконтуривается изогипсой -3710 м, ее размеры составляют 7.4×1.8 км, амплитуда 30 м, осложнена 5 локальными небольшими куполовидными поднятиями, которые протягиваются с запада на восток.

По кровле коллектора продуктивного пласта Зл2 заволжского надгоризонта структура представляет собой антиклинальную складку северо-западного простирания, оконтуривается изогипсой -3750 м, ее размеры составляют 3.3×1.1 км, амплитуда 20 м, осложнена 2 локальными поднятиями в центральной и восточной частях.

Основной тип ловушек на месторождении – структурный (по А.А. Бакирову).

В нефтегазоносном отношении месторождение расположено в Рубежинско-Уральской зоне нефтегазонакопления Южно-Бузулукского нефтегазоносного района Бузулукской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Промышленная нефтеносность Капитанского месторождения связана с карбонатными отложениями пластов Т1, Т2 и Т3-1 турнейского яруса нижнекаменноугольной системы, Зл1-2 и Зл2 заволжского надгоризонта фаменского яруса верхнедевонской системы.

Продуктивный пласт Т1 выделяется в кровельной части турнейского яруса. Пласт представлен известняками. Керн из пласта Т1 на рассматриваемом месторождении не отбирался.

УПУ пласта Т1 принят на а.о. -3559.5 м по подошве последнего нефтенасыщенного коллектора по данным ГИС в скважине №1 Капитанская, что подтверждается результатами опробования.

Залежь пластовая сводовая. Размеры залежи составляют 7.5×1.9 км, этаж нефтеносности равен 23.7 м.

Глубина залегания пласта Т1 на территории рассматриваемой залежи находится на 3651.2 м (а.о. -3535.8 м) [1].

Продуктивный пласт Т2 выделяется в средней части турнейского яруса.

Пласт сложен известняками светло-серыми и светло-коричневыми, массивными, крепкими. Отмечается пониженное неравномерное нефтенасыщение.

ВНК пласта Т2 установлен на а.о. -3591.8 м по подошве последнего нефтеводонасыщенного коллектора по данным ГИС в скважине №1 Капитанская, что подтверждается результатами опробования.

Залежь неполнопластовая сводовая. Размеры залежи составляют 7.7×2.0 км, этаж нефтеносности равен 24.9 м.

Глубина залегания пласта Т2 на территории рассматриваемой залежи находится на 3682.3 м (а.о. -3566.9 м) [1].

Продуктивный пласт ТЗ-1 выделяется в средней части турнейского яруса.

Пласт сложен известняками и известняками доломитистыми, нефтенасыщенными и неравномерно нефте-битумонасыщенными.

Учитывая высокий дебит безводной нефти ($210.0 \text{ м}^3/\text{сут}$), для оценки запасов УПУ пласта ТЗ-1 принят на а.о. -3630.0 м по последней замкнутой изогипсе, что не противоречит данным ГИС скважины №1 Капитанская и соответствует коэффициенту заполнения ловушки ≈ 1 по остальным залежам месторождения.

Залежь неполнопластовая сводовая. Размеры залежи составляют 7.0×1.7 км, этаж нефтеносности равен 20.5 м.

Глубина залегания пласта ТЗ-1 на территории рассматриваемой залежи находится на 3724.9 м (а.о. -3609.5 м) [1].

Продуктивный пласт Зл1-2 выделяется в верхней части заволжского надгоризонта.

Пласт сложен переслаиванием известняков, известняков доломитистых и доломитов, неравномерно нефте- и нефтебитумонасыщенных.

ВНК пласта Зл1-2 принят на а.о. -3707.6 м по подошве последнего нефтеводонасыщенного коллектора по данным ГИС в скважине №1 Капитанская, что подтверждается результатами опробования.

Залежь неполнопластовая сводовая. Размеры залежи составляют 7.4×1.8 км, этаж нефтеносности равен 21.7 м.

Глубина залегания пласта Зл1-2 на территории рассматриваемой залежи находится на 3801.3 м (а.о. -3685.9 м) [1].

Продуктивный пласт Зл2 выделяется в нижней части заволжского надгоризонта.

ВНК пласта Зл2 принят на а.о. -3748.3 м по подошве последнего нефтеводонасыщенного коллектора по данным ГИС в скважине №1 Капитанская, что подтверждается результатами опробования.

Залежь неполнопластовая сводовая. Размеры залежи составляют 3.3×1.1 км, этаж нефтеносности равен 10.6 м.

Глубина залегания пласта Зл2 на территории рассматриваемой залежи находится на 3853.1 м (а.о. -3737.7 м) [1].

Запасы нефти и растворенного газа Капитанского месторождения оценены автором по категориям C_1 и C_2 .

Начальные запасы нефти и растворенного газа на Капитанском месторождении составляют (геологические/извлекаемые):

по категории C_1 – 6398/ 2927 тыс. т нефти и 611/266 млн. м³ раств. газа,
по категории C_2 – 6446/ 2942 тыс. т нефти и 616/268 млн. м³ раств. газа,
всего по месторождению - 12844/ 5869 тыс. т нефти и 1227/ 534 млн. м³ раств. газа.

Таким образом, Капитанское месторождение содержит пять залежей, характеризуется однофазным составом УВ. По объему запасов относится к средним [1, 4].

Анализ собранных геолого-геофизических материалов, характеризующих геологическое строение и нефтегазоносность Капитанского месторождения, показывает, что месторождение является недоизученным.

Так как Капитанская структура осложнена двумя куполами – следующим шагом в изучении распространения залежи было бы заложить разведочную скважину в межкупольном пространстве, но отталкиваясь от характеристики установленного типа залежи, как пластовой-сводовой неполной, основной прирост запасов нефти можно ожидать на западном куполе структуры. Именно этот купол является объектом доразведки в дипломной работе.

С целью доразведки Капитанской структуры, а также уточнения распространения залежей нефти в западной части месторождения, рекомендуется бурение разведочной скважины №5 Капитанской. Выбор местоположения скважины определяется наилучшими структурными условиями. Основой для заложения проектной скважины № 5 Капитанская

послужила структурная карта по кровле продуктивного пласта Т2. Скважина проектируется в своде западного купола Капитанского месторождения на расстоянии 1,5 км на северо-западе от скважины №1 Капитанская.

Проектную скважину планируется пробурить до глубины 4040 м, проектный горизонт – данковский+лебединский, альтитуда земли +115,4 м.

Задачи, стоящие перед проектной рекомендуемой скважиной:

Задачи, стоящие перед проектной скважиной:

- уточнение геологической модели строения Капитанской структуры;
- вскрытие водонефтяного контакта, уточнение границ распространения залежи на западной части ловушки;
- получения промышленного притока нефти из продуктивной части разреза;
- определения подсчетных параметров;
- определение эффективных толщин, значений пористости, нефтенасыщенности;
- изучение фильтрационно-ёмкостных характеристик коллекторов;
- установление фазового состояния углеводородов и характеристика пластовых углеводородных систем;
- изучение перспективного разреза отложений нижнего отдела каменноугольной системы;
- изучение физико-химических свойств углеводородов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств;
- установление коэффициентов продуктивности скважины и их добычных возможностей;
- уточнения строения залежи и перевод запасов из категории C_2 в C_1 .

В процессе бурения скважины планируется проводить полный комплекс ГИС, ГТИ, отбор кернa в продуктивной части разреза, ИПТ продуктивных горизонтов, лабораторные исследования и др.

Подсчёт ожидаемых запасов нефти и растворенного газа по результатам проектируемых разведочных работ произведён объёмным методом в соответствии с Методическими рекомендациями по применению Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», утвержденные распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 №3-р [5].

В результате проведенного расчета автором в районе проектной скважины №5 Капитанской ожидается прирост запасов нефти:

Пласт Т1 – 275/146 тыс. т нефти;

Пласт Т2 – 1737/890 тыс. т нефти;

Пласт Т3-1 – 1261/630 тыс. т нефти;

Пласт Зл1-2 – 909/284 тыс. т нефти;

Пласт Зл2 – 209/59 тыс. т нефти.

Итого по всем пластам прирост нефти составляет 4391/1997 тыс. т нефти.

Таким образом, рекомендуемый комплекс работ позволит уточнить строение западной части структуры, получить объем информации, необходимой для уточнения подсчетных параметров и перевода запасов из категории C_2 в C_1 залежей турнейского и заволжского возрастов, а также использовать новую полученную информацию для проектирования разработки Капитанского месторождения.

Заключение

Анализ имеющегося геолого-геофизического материала показал, что Капитанское месторождение является недоизученным.

С целью доразведки западной части Капитанской структуры, рекомендуется заложить разведочную скважину №5 Капитанская. Скважину планируется пробурить до глубины 4040 м, проектный горизонт – данковский+лебедянский.

В процессе бурения скважины планируется проводить полный комплекс геофизических исследований, ГТИ, отбор кернa в продуктивной части разреза, ИПТ продуктивного горизонта, лабораторные исследования и др.

В случае получения промышленного притока нефти из продуктивных пластов в районе проектной скважины будет проведена оценка прироста запасов УВ из категории C_2 в категорию C_1 .

Весь полученный объем информации позволит обосновать проектирование дальнейшей разработки Капитанского месторождения.

Список использованных источников

1 Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа нефтяного Капитанского месторождения в пределах Капитанского лицензионного участка Оренбургской области, Самара, 2024 г. – 197 с.

2 Паспорт на Восточный купол Капитанской структуры, подготовленной под поисково-оценочное бурение сейсморазведкой МОГТ-3Д, Тюмень, ООО «ТННЦ», 2020 г. – 156 с.

3 Гаврилов, А.Н. Сейсморазведочные работы МОГТ - 3Д в пределах Капитанского лицензионного участка / А.Н. Гаврилов, О.В. Рихтер, И.А. Баянов, Тюмень, ООО «ТННЦ», 2020 г., – 189 с.

4 Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. ЕСОЭН, Москва, 2016 г.

5 Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва – Тверь, 2003 г.