

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
Южного месторождения (Ростовская область)»**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студентки 5 курса, 551 группы, очной формы обучения
геологического факультета
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»,
специализация «Геология нефти и газа»
Полушенко Елены Алексеевны

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент

Л.А. Коробова

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2020

Введение

Ростовская область, перспективы нефтегазоносности которой оцениваются в настоящее время достаточно высоко, расположена среди известных «старых» нефтегазодобывающих районов Волгоградской и Луганской областей, Краснодарского и Ставропольского краев и республики Калмыкия. В пределах Ростовской области не выявлено крупных месторождений углеводородного сырья, но добыча разведанных запасов играет важную роль в экономике области. Для поддержания добычи необходимо открытие новых месторождений или доразведка уже открытых.

В связи с этим, объектом изучения в дипломной работе является Южное месторождение.

Цель дипломной работы - геологическое обоснование доразведки Южного месторождения. В основу работы положены материалы, собранные в период прохождения практики.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) собрать и проанализировать геолого-геофизический материал, характеризующий геологическое строение и нефтегазоносность месторождения;
- 2) обосновать недоизученность Южного месторождения;
- 3) разработать рекомендации по доразведке прикамской залежи.

В административном отношении Южный лицензионный участок, на территории которого находится Южное месторождение, расположен в Тарасовском районе Ростовской области в 37 км западнее поселка Тарасовский. Ближайшие населенные пункты: хутора Верхний и Нижний Митякины.

Месторождение открыто в 1985 году при испытании скважины 7 Цветковой.

Вблизи изучаемого объекта располагаются и другие месторождения углеводородного сырья: Терновское, Кружиловское, Плотинское газовые,

Тишкинское нефтегазоконденсатное, Дубовское газоконденсатное месторождения [1].

В соответствии с действующей «Классификацией запасов» Южное месторождение по величине извлекаемых запасов относится к группе мелких. Уровень изученности и освещенности исследованиями Южного месторождения недостаточный.

Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 41 страницу текста, 5 рисунков, 2 таблицы, 3 графических приложения. Список использованных источников включает 17 наименований.

Основное содержание работы

Территория Южного лицензионного участка относится к наиболее изученной части Северо-Донбасского нефтегазоносного района. С 30х годов проводилось планомерное изучение района следующими видами работ:

- геологическая (М 1:200 000), гравиметрическая (М 1:200 000 и 1:100 000) и профильная (шаг 200-500 м) региональные съемки. (1930-1958гг. Северо-Кавказское геологическое управление и Нижневолжский геологический трест).
- сейсморазведочные работы МОВ (Масштаб 1:100 000). Структурно-поисковое бурение. (1968-1969 гг.)
- сейсморазведочные работы МОВ-ОГТ в объеме 270 пог. км по 6-ти и 12-ти кратной системе наблюдений. (1967-1980 гг.)
- сейсмические детализационные работы МОГТ (масштаб 1:50 000) в объеме 300 пог. км по 24-х кратной системе наблюдений. (1989-1995 гг.)
- детализационные сейсморазведочные работы ОГТ-2D масштаба 1:25000 в объеме 265.945 пог. км методом 24-х кратного профилирования. (2002 г.)[2].

Структурное бурение на территории Южного лицензионного участка выполнялось с конца 60х гг. до начала 90х гг. XX века. Всего пробурено более 40 структурных скважин.

По данным структурного бурения было изучено большинство поднятий, выявленных в результате геофизических работ. Полученный материал позволил установить перерывы в осадконакоплении в предтриасовое и предмеловое время, которые обусловили размыв и сокращение площади развития отложений мезозойского и позднекаменноугольного возраста.

С 1976 г. по 2001 г. на Южном ЛУ осуществлялось глубокое бурение. В 1985 г. в пределах Южного месторождения была пробурена разведочная скважина № 7 – Цветковая, которая и стала первооткрывательницей залежей в прикамском и черемшанском горизонтах.

Непосредственно на Южном месторождении по состоянию на 2019 год пробурено 7 глубоких скважин, 4 из которых оказались продуктивными [3].

Несмотря на удовлетворительную степень разведанности, уровень изученности и освещенности исследованиями Южного месторождения остается все же недостаточным.

Запасы нефти оценены по категориям C_1 и C_2 в соотношении 60:40. Запасы газа оценены по категориям C_1 и C_2 в соотношении 94:6. В черемшанском горизонте запасы газа оценены только по категории C_2 . Плотность пробуренных поисковых скважин невысокая. Скважины располагаются преимущественно в западной части месторождения, восточная часть не охвачена бурением.

В геологическом строении Южной площади принимают участие кристаллические и метаморфические породы докембрия и осадочная толща в объеме палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений. Глубоким бурением в пределах месторождения изучены отложения палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. Сведения о строении более древних отложений базируются на материалах региональной сейсморазведки, а также данных бурения поисковых и параметрических скважин на смежных площадях.

Палеозойская эратема является основным предметом исследований и включает каменноугольную систему, которая представлена только средним отделом. Средний отдел включает башкирский (северокельтменский, прикамский, черемшанский, мелекесский горизонты) и московский яруса (верейский, каширский, подольский горизонты). Породы терригенного, карбонатного и глинистого состава. Мощность палеозойских отложений около 1300 м.

Мезозойская эратема в регионе представлена только меловой системой, отложения которой несогласно залегают на размытой поверхности каменноугольной системы и представлены в объеме верхнего отдела меловой системы. Породы карбонатного состава. Мощность мезозойских отложений порядка 180 м.

Кайнозойская эратема представлена в объеме палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем. Породы терригенного состава переслаиваются с глинистыми разностями. Мощность кайнозойских отложений до 90 м [4].

Таким образом, разрез осадочного чехла Южного месторождения представлен мощной толщей карбонатных и терригенных пород палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов. Ниже залегают кристаллические и метаморфические породы докембрия.

Разрез имеет сложное строение, отмечается невыдержанность толщ по площади и разрезу.

К породам прикамского и черемшанского горизонтов приурочены природные резервуары пластового типа.

В региональном тектоническом плане район исследований расположен на южном склоне Воронежской антеклизы (ЮСВА), в западной части Принадвиговой зоны. Воронежская антеклиза на юге сочленяется с Донецким складчатым сооружением по субширотным Каменско-Астраханскому и Северо-Донецкому шовным надвигам.

В строении региона принимают участие два тектонических этажа: докембрийский фундамент и фанерозойский ортоплатформенный чехол.

В региональном плане описываемая территория исследований расположена в пределах Миллеровского выступа ЮСВА, который глубинными разломами разбит на субмеридиональные блоки: Городищенский, Кружиловский и Тарасовский. Субмеридиональные тектонические нарушения прорывают, главным образом, фундамент.

Сейсморазведочными работами различных лет выявлено значительное число поднятий поверхности фундамента. Абсолютное большинство их располагается в западной части Принадвиговой и Межнадвиговой (поднадвиговая часть) зон, в пределах Кружиловского субмеридионального блока Миллеровского выступа ЮСВА.

На большинстве выявленных поднятий, в вышележащих палеозойских отложениях, последующим бурением были выявлены нефтегазовые и газовые месторождения или непромышленные залежи УВ.

В результате выполненных исследований построены структурные карты по отражающим горизонтам, по кровле пластов ОГ II и ОГ III, были изучены основные морфологические особенности геологического строения Южной структуры.

Южная структура по интервалу карбонатной толщи выражена в форме органогенной постройки столбчатого типа с тектоническими нарушениями.

По кровле прикамской продуктивной толщи (ОГ II) структура представляет собой антиклинальный купол субширотного простирания, включающий два поднятия, осложненный серией тектонических нарушений, вытянутых с севера на юг, с амплитудами на западе 20 м, на востоке 140 м, ограничивающих основной приподнятый блок, в пределах которого и выявлена залежь в прикамских отложениях. Размеры структуры составляют 2,5х2,5 км, амплитуда 70 м.

Структурный план по кровле песчаника черемшанского горизонта (ОГ III) не соответствует структурному плану по кровле карбонатной толщи, свод

структуры смещается на 0,75 км к востоку. Структура представляет собой антиклинальный купол, не нарушенный тектоническими нарушениями, с размерами 1,2x0,9км, амплитудой 15м[4].

Таким образом, сравнивая структурные поверхности приведенных пластов, можно отметить, что отмечается несовпадение структурных планов с некоторым выполаживанием структур вверх по разрезу и изменением морфологии локальных структур в деталях. Нижняя часть разреза имеет более сложный структурный план, чем вышележащая.

В соответствии со схемой нефтегазогеологического районирования Южный ЛУ расположен в пределах самостоятельного Северо-Донецкого нефтегазоносного района. На севере он граничит с Днепровско-Припятской НГП, в юго-восточной части – с Волго-Уральской и Прикаспийской НГП.

Промышленная нефтегазоносность в пределах Южного ЛУ связывается со всеми основными нефтегазоносными комплексами по аналогии с Южным месторождением, открытым на лицензионном участке, и Тишкинским, Терновским и Патроновским месторождениями, расположенными вблизи участка.

В пределах Северо-Донецкого НГР установлен единый нефтегазоносный комплекс (НГК), который подразделяется на 2 подкомплекса:

нижний - связан с карбонатной формацией нижнего-среднего карбона, а также с замещающей ее верхние горизонты и покрывающей ее флишеидной формацией;

верхний - в основном представлен карбонатно-терригенной формацией среднего-верхнего карбона [1].

В нижнекаменноугольной части разреза нижнего подкомплекса промышленных залежей УВ не обнаружено.

В интервале среднего карбона регионально продуктивными являются отложения прикамского и черемшанского горизонтов, где установлены 2 газонефтяные залежи.

Газонефтяная залежь прикамского горизонта Южного месторождения вскрыта скважинами 2,6,7 Южными и 7 Цветковой. При опробовании во всех скважинах получены промышленные притоки углеводородов.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная на востоке и слабонарушенная на западе. Размеры залежи 2,5 х 2,5 км. Общая высота залежи 70 м, высота газовой шапки 36 м.

Прикамский горизонт представлен в разрезе органогенными известняками с прослоями аргиллитов. Известняки от темно-серого до серого цвета, разнозернистые, органогенные. Коллекторами являются известняки порового и порово-трещинного типа.

Согласно современным геологическим представлениям в скважине № 7 Цветковая газонефтяной контакт отбивается на а.о. -1703,4 м.

Газонефтяная залежь черемшанского горизонта – пластовая, сводовая, неполная, вскрыта также четырьмя скважинами, но опробована только в скв. №7Ц, в которой из интервала глубин 1451,2 м – 1460,5 м получена нефть и газ.

Размеры залежи 1,2 х 0,9 км, общая высота залежи -15 м, высота газовой шапки – 6 м.

Черемшанский горизонт представлен в разрезе песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Коллекторами являются песчаники [5].

Таким образом, геологическое строение Южного месторождения в целом сложное, многозалежное, характеризуется двухфазным составом УВ. Основным объектом доразведки является залежь прикамского горизонта.

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

Пробурено семь скважин, только четыре из них дали промышленный приток. Запасы нефти оценены по категориям C_1 и C_2 в соотношении 60:40. Запасы газа оценены по категориям C_1 и C_2 в соотношении 94:6. В черемшанском горизонте запасы газа оценены только по категории C_2 .

Скважины располагаются преимущественно в западной части месторождения, восточная часть не охвачена бурением. Все вышеперечисленное свидетельствует о том, что Южное месторождение требует доразведки.

К основным задачам по доразведке прикамской залежи, стоящей перед скважиной, относятся:

- 1) Уточнение геологического строения и запасов залежи,
- 2) Перевод запасов из категории C_2 в C_1 ,
- 3) Пробная эксплуатация для получения данных и параметров для составления технологической схемы разработки месторождения.

С целью доразведки прикамской залежи запланировано бурение одной разведочной скважины. Рекомендуется заложить скважину 3 Южную.

Выбор местоположения скважины 3 Южной определяется наилучшими структурными условиями с учетом структурных карт всех отражающих горизонтов и проектируется в 1,4 км на восток от скважины 2 Южной. Скважину планируется пробурить со вскрытием и опробованием C_2pk , до глубины 1500 м, проектный горизонт – северо-кельтменский.

Задачи, стоящие перед проектной скважиной:

- оценить дебиты нефти, газа, конденсата, воды, установление пластового давления, давления насыщения и коэффициентов продуктивности скважин;
- исследование гидродинамической связи залежи с законтурной областью;
- уточнение изменчивости емкостно - фильтрационных характеристик коллекторов;
- уточнение изменчивости физико - химических свойств флюидов по площади и разрезу залежи;
- изучение характеристик продуктивных пластов, определяющих выбор методов воздействия на залежь и призабойную зону с целью повышения коэффициентов извлечения.

В процессе бурения скважины планируется проводить полный комплекс ГИС, ГТИ, отбор керна в продуктивной части разреза, ИПТ продуктивных горизонтов и лабораторные исследования [4].

Таким образом, указанный комплекс работ позволит уточнить строение залежи, получить объем информации, необходимой для оценки запасов нефти и газа залежи прикамского горизонта и проектирования разработки Южного месторождения.

Заключение

Анализ имеющегося материала показал, что месторождение является недоизученным. Всего на месторождении пробурено семь глубоких скважин, четыре из которых дали промышленный приток. Открыты две газо-нефтяные залежи в отложениях прикамского и черемшанского горизонтов. Скважины располагаются преимущественно в западной части месторождения, восточная часть не охвачена бурением. Месторождение является недоизученным.

С целью доразведки залежи прикамского горизонта рекомендуется заложить скважину 3Южную. Выбор местоположения скважины 3 Южной определяется наилучшими структурными условиями. Скважину планируется пробурить со вскрытием и опробованием C_2pk , до глубины 1500 м, проектный горизонт – северо-кельтменский.

В процессе бурения скважины планируется проводить полный комплекс геофизических исследований, ГТИ, отбор керна в продуктивной части разреза, ИПТ продуктивных горизонтов и лабораторные исследования.

При выполнении всех рекомендаций будут уточнены запасы прикамской залежи. Весь полученный объем информации позволит обосновать проектирование дальнейшей разработки Южного месторождения.

Список использованных источников

- 1) Отчет по пересчету запасов нефти и газа по Южному газонефтяному месторождению (Ростовская область, Тарасовский район) по состоянию на 01.01.2007 г. ЗАО «ИГГРА-ЕН». Москва. 2007г.
- 2) Отчет о результатах сейсморазведочных работ на Тишкинском, Южном и Крутовском лицензионных участках. Калинин Н. С. Ростов на Дону. 2002 г.
- 3) Отчет о проведении исследований поляризационным методом ВСП, переинтерпретация материалов профильных наблюдений МОГТ -2Д с использованием технологий «ПЕТРО-СЕЙС» и САЭЭ по доразведке Южного газонефтяного месторождения (Ростовская область). ООО «ИНГЕОСЕЙС». Краснодар. 2006г.
- 4) Проект пробной эксплуатации Южного газонефтяного месторождения. А.Н. Тимофеев, В.Н. Самсонов, и др. ЗАО «ИГГРАЕН». Москва. 2009г.
- 5) Отчет о выполнении условий пользования недрами Южного участка. ООО «Тарасовскнефть». 2003 г.