

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 ПОСТАНОВКИ ПОИСКОВО-
ОЦЕНОЧНОГО БУРЕНИЯ НА МАЛИНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ
(Саратовская область)**

АВТОРЕФЕРАТ К ДИПЛОМНОЙ РАБОТЕ

студента 5 курса, 551 группы очной формы обучения
геологического факультета
специальности: 21.05.02 « Прикладная геология»,
специализация «Геология нефти и газа»
Селиванова Александра Юрьевича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин. наук, доцент

Л.А. Коробова

Зав. кафедрой
доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2020

Введение

В качестве объекта исследования для написания дипломной работы выбрана Малиновская структура. Она является перспективным объектом, позволяющим открыть новое месторождение нефти или газа. Малиновская структура расположена в пределах Безымянного лицензионного участка в Энгельском районе Саратовской области.

Малиновская структура была подготовлена в 2005 году в результате проведения сейсморазведочных работ МОГТ-2Д по отражающим горизонтам девона: nD_3k ; nD_2^{ml} ; nD_2^{vb} ; nD_2^{kl} .

Ближайшими месторождениями являются: Осинское – газонефтяное, Приволжское – газонефтеконденсатное, Южно–Грязнушинское, Пионерское нефтегазоконденсатные. На них продуктивны отложения девонской системы: тиманские, пашийские, ардатовские, воробьевские, мосоловские, клинцовские и бийские.

Перспективными на Малиновской площади являются отложения среднего и верхнего девона клинцовского, воробьевского, ардатовского и тиманского-пашийского возрастов.

Объем работы. Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 41 страницу текста, 3 рисунка, 2 таблицы, 4 графических приложения. Список использованных источников состоит из 11 наименований.

Основное содержание работы

Начиная с 1946 года, ведется изучение Саратовского Заволжья региональными работами, применяя геофизические методы исследования гравиметрической съемкой масштаба 1:200 000. Съемка показала наличие структур, и это позволило наметить границы Прикаспийской впадины.

Значительные объемы структурно-геологической съемки и структурного бурения на территории Саратовской области выполнены после 1941 года - года открытия Елшанского газового месторождения.

В 1945-1947 годах А. Ф. Мишиным, А. Ф. Астафьевой выполнена

структурногеологическая съемка.

По результатам проделанных работ стратиграфический разрез верхнемеловых и палеогеновых отложений был уточнен, так же как и западная граница распространения данных отложений.

На начальном этапе поисковых работ районы Левобережья исследовались геофизическими методами и поисковым бурением. В их результате был выявлен ССВ ближнего Заволжья со структурными поднятиями на нем. После проведения разведочного бурения в 60-70-х годах в границах этих структур были открыты такие месторождения нефти и газа, как Первомайское, Сусловское, Квасниковское и Степновское [1].

Для установления нефтегазоносности палеозойского разреза на Малиновской структуре были проведены детальные сейсмические исследования. Структура была подготовлена по итогам сейсморазведочных работ. Для структурных построений были применены скоростные параметры, взятые по данным скважин Пионерской Квасниковско-Грязнушинской, Грязнушинской и Западно-Безымянской площадей.

В результате проведенных работ были выделены и прослежены отраженные волны, соответствующие границам раздела основных сейсмостратиграфических комплексов:

nJ - подошва юрских отложений;

nC_2^{mk} - подошва мелекесских отложений;

$nC1^{al}$ - подошва алексинских отложений;

nD_3^k - подошва карбонатных отложений девонской системы;

nD_2^{ml} - подошва муллинских отложений;

nD_2^{vb} - подошва воробьевских отложений;

nD_2^{kl} - подошва клинцовских отложений

В геологическом строении осадочного чехла принимают участие отложения девонской, каменноугольной, юрской, меловой и неогеновой систем.

Породы девонской системы (эйфельский, живетский, франский ярусы) представлены песчаниками, аргиллитами, известняками. Известняки темно-серые, тонкозернистые, детритовые, преобладают глинистые, крепкие. Песчаники серые, с коричневым оттенком, кварцевые, с тонкими прослоями глинистого материала, с примесью слюды, плотные. Аргиллиты темно-серые, плотные. Толщина 705 м.

Породы каменноугольной системы (турнейский, визейский, серпуховский, башкирский, московский, гжельский ярусы) представлены известняками от светло-коричневато-серых до темноватосерых, крепкими, плотными, аргиллитами с прослоями песчаников и известняков, серых, крепких, мелкокристаллических, местами глинистых. Толщина 1290 м.

Породы юрской и меловой системы представлены глинами темно-серыми, плотными, слегка слюдистыми, в нижней части с прослоями и линзами песка светло-серого, кварцевого, рыхлого и песчаника серого, кварцевого. Суммарная толщина отложений 405 м.

Неогеновые отложения представлены чередованием желтых глинистых песков и глин желто-бурых, песчанистых. Толщина 60 м.

Данное описание показывает, что строение разреза сложное. Эта сложность выражается в постоянном чередовании карбонатных и терригенных комплексов. Девонская и каменноугольная системы представлены карбонатными и терригенными породами: известняками органогенными, трещиноватыми, кавернозными, песчаниками, аргиллитами, глинами. В разрезе имеются перерывы в осадконакоплении. В нем полностью отсутствуют пермская, триасовая и палеогеновая системы. В девонское время на Малиновской структуре были подходящие условия для образования пород-коллекторов и пород-флюидов будущих природных резервуаров. Вся эта информация свидетельствует о сложном тектоническом развитии данной территории.

В тектоническом отношении Малиновская структура приурочена к юго-западному склону Степновского сложного вала (ССВ), входящего в

состав Рязано-Саратовского прогиба[2].

До начала накопления осадков девонской системы на данном участке разновозрастные протерозойские породы имели резко расчлененный эрозионно-тектонический рельеф. Присутствие этого рельефа доказывается сильно меняющейся полнотой нижней части разреза девона и наличием структур облекания над останцами. Выравнивание рельефа началось в эмское время и закончилось в бийское.

В среднедевонское и в начале позднедевонского (тиманско-пашийского) времени на Малиновской структуре периодично имели место быть условия относительно мелководного бассейна. В данный период на участке отлагались, в большинстве, подвододельтовые песчано-алевритовые и глинистые осадки, которые чередовались с мелководными карбонатами.

В бассейне до отложения толщи компенсации могли формироваться внутрибассейновые рифы. Их высота определялась, прежде всего, глубиной бассейна и продолжительностью наличия подходящих палеоэкологических условий в местах роста рифов. В предфаменское время структурный план изучаемого участка претерпевал значительную перестройку. Разрывные нарушения высокой амплитуды предфаменского возраста разделили Степновский сложный вал на отдельные крупные блоки (горсты и грабены) и отчетливо установили границы вала. На Малиновской структуре заложился региональный сброс, который является юго-западной границей ССВ. Амплитуда этого сброса изменяется с северо-запада на юго-восток от 100 м до 400 м. Вслед за предфаменскими тектоническими движениями последовали значительно более спокойные, интенсивность которых постепенно затухала.

В каменноугольное и пермское время Тектоническое развитие представляло собой наклон территории в южном направлении. В каменноугольное время отдельные структуры, которые были заложены в девоне, продолжают унаследовано слабо развиваться.

В период с кунгурского по триасовое время происходит значительное увеличение регионального наклона в направлении Прикаспийской впадины. Данный наклон привел либо к полному раскрытию и расформированию залежей в карбоне и частично в девоне, либо к сокращению емкости ловушек в этих отложениях. Этому времени так же соответствует глубокий размыв каменноугольных, пермских и триасовых отложений. Завершение процесса формирования регионального наклона и структурных элементов произошло в неогене.

По девонским отложениям территория является комбинированной ловушкой, которая имеет свод и ограничение с севера, запада и востока микрограбенами предтиманского возраста. Критическим является северное направление. Амплитуда сброса, который ограничивает структуру с севера, равна от 30 м до 40 м, амплитуда западного сброса составляет 70 м, а восточного - до 140 м.

Структура подготовлена по горизонтам девона : nD_2^{kl} - подошве клинцовских отложений ; nD_2^{vb} - подошве воробьевских отложений и nD_2^{ml} - подошве муллинских отложений, это показано на приложении Б.

На структурной карте по подошве клинцовских отложений Малиновская структура оконтурена изогипсой —2340 м. Структура по данной изогипсе -2340 м имеет размеры 1.85 км * 1.25 км, площадь - 2.1 км² и амплитуду - 40 м. Простирается структура северо-восточное.

По подошвам воробьевских и муллинских отложений размеры и амплитуда структуры сохраняются.

По подошве карбонатного девона на месте структуры располагается структурный нос, открытый в северном направлении.

По каменноугольным отложениям (отражающие горизонты nC_1^{al} и nC_2^{mk}) структуре отвечает моноклираль, наклонённая в южном направлении .

По подошве татарских отложений структуре в плане соответствует структурная терраса [3].

Малиновская структура имеет сложное строение, она разделена на

блоки. Вверх по разрезу она не прослеживается, является погребенной. Ловушки структурного типа присущи тимано-пашийским, ардатовским, воробьевским и клинцовским отложениям.

Малиновская структура согласно схеме нефтегазогеологического районирования расположена на территории Степновского нефтегазоносного района, Нижне-Волжской нефтегазоносной области, Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Большинство запасов нефти и газа месторождений ССВ связано с терригенными отложениями среднего девона, а так же с карбонатными отложениями девонской и каменноугольной систем. Регионально продуктивными являются отложения тиманского, пашийского, ардатовского, воробьевского, мосоловского, клинцовского и бийского возрастов.

Нефтегазоносность Степновского сложного вала связана с тремя валообразными поднятиями более мелкого порядка, протягивающимися с северо-запада на юго-восток: Любимовско-Фурмановский, Генеральско-Советский и Приволжско-Шумейский. Кроме того, в пределах Степновского вала располагаются поднятия, не объединенные в валы: Соколовогорское, Гусельское, Трофимовское, Пристанское, Квасниковское и Терновское.

Близлежащими месторождениями к Малиновской структуре являются: Квасниковское, Южно-Грязнушинское, Осинское, Пионерское, Терновское. Характер нефтегазоносности структур Безымянного лицензионного участка прогнозируется аналогично месторождениям Степновского сложного вала, в состав которого они входят.

Аналогично близлежащим месторождениям, главные перспективные горизонты на Малиновской структуре ожидаются в средне-девонских и верхне-девонских отложениях: клинцовского, воробьевского, ардатовского, тимано-пашийского возрастов.

В основном на месторождениях залежи УВ являются либо пластово-сводовыми, тектонически экранированными, либо пластово-сводовыми, литологически экранированными. Они залегают на глубинах, в

среднем, 2-3 км, иногда бывают приурочены к рифовому массиву и могут быть рифогенными (Пионерское месторождение).

В пределах рассматриваемой территории и смежных с ней тектонических зонах в 70-90-х годах по данным сейсморазведки были подготовлены перспективные структуры по отложениям верхнего и среднего девона: Терновская, Квасниковская, Южно-Генеральская, Пионерская,

Луговская, Грязнушинская, Южно-Грязнушинская, Приволжская, Осиновская и др. В дальнейшем, в результате геолого-разведочных работ, на ряду из них были открыты промышленные залежи, на других получены притоки нефти и газа [1,4].

В процессе бурения скважины №1 Терновской в 1998 году была установлена промышленная продуктивность в клинцовских отложениях. В эксплуатационной колонне в интервале 2837,8-2827,8м перфораторами ПКС- 80 простреляно 198 отверстий, в результате чего получен промышленный приток нефти дебитом 94,4-326,7м³/сут на 4 и 8мм штуцере, дебит газа составил, соответственно, 4,5-20,3 тыс. м /сут. Газовый фактор изменялся в пределах 47,7-62,2м³/т.

На Пионерском и Квасниковском месторождениях нефти девона малопарафинистые или парафинистые, малосернистые, вниз по разрезу их плотность понижается. По своим свойствам пластовые нефти легкие, маловязкие и недонасыщенные газом (Квасниковское месторождение).

По данным ГИС в пределах Терновского месторождения были выделены следующие продуктивные коллектора. В мосоловских отложениях выделяются карбонатные коллектора, представленные смешанными известняками суммарной эффективной толщиной 1,0-1,2м, с пористостью 6,6-11,9%. В воробьевских отложениях в пласте D₂VI выделяются терригенные коллектора, представленные поровыми песчаниками с суммарной эффективной толщиной 0,6-1,0м с пористостью 12-13,2% и 2,0- 7,4м с пористостью от 12 до 13,2%. В пласте D₂V выделяются терригенные коллектора, представленные поровыми песчаниками с

суммарной эффективной толщиной 2-7,4 м, с пористостью от 10,3 до 19,3%. Коллекторы мосоловских и воробьевских отложений характеризуются как продуктивные. Гидродинамических исследований этих коллекторов в процессе бурения не проводилось.

В песчаниках клинцовского горизонта открыта залежь свободного газа на Восточно-Терновской площади, где по данным ГИС выделены перспективные объекты в этих отложениях.

Наличие подготовленной Малиновской структуры и предполагаемых в ней ловушек для нефти и газа в отложениях среднего и верхнего отделов девонской системы позволяет, аналогично известным месторождениям, прогнозировать наличие преимущественно нефтяных скоплений УВ в клинцовских, воробьевских и ардатовских отложениях. Не исключено присутствие нефтяных скоплений в отложениях тимано-пашийского возраста.

Обоснованием для проведения поисково-оценочного бурения на Малиновской структуре является:

1. Подготовленный паспорт на Малиновскую структуру в 2005 году по ОГ nD_{3k}; nD₂^{ml}; nD₂^{vb}; nD₂^{kl}.
2. В средне-девонских отложениях выделяются породы-коллекторы и породы-флюидоупоры, составляющие природные резервуары пластового типа.
3. Данный участок расположен в зоне с установленной нефтеносностью в средне-девонских отложениях.

Перспективы выявления углеводородных залежей на структуре в отложениях среднего девона прогнозируются по аналогии с регионально нефтегазоносными комплексами, развитыми в пределах месторождений: Терновское, Восточно-Терновское, Квасниковское, Пионерское и др., размещающихся в рассматриваемой тектонической зоне Степновского сложного вала на территории ближнего Саратовского Заволжья.

С целью оценки глубоким бурением нефтегазоносности палеозойского

разреза Малиновской структуры рекомендуется бурение поисково-оценочной скважины №1 Малиновская. Она проектируется вертикальная, со вскрытием потенциально продуктивных горизонтов: тимано-пашийского (D_3tm-ps), ардатовского (пласт D_2IV^a), воробьевского (пласты D_2V+D_2VI) и клинцовского D_2^{kl} в верхнем и среднем отделе девонской системы, что отображено приложение Б. Проектная глубина скважины 2430 м, с забоем в верхах бийского горизонта среднего девона. Альтитуда стола ротора скважины равна +70.0 м.

Выполнение полного объема поисковых работ предполагает возможность обнаружения на Малиновской структуре залежей нефти и газа. Целью бурения является технико-экономическая оценка промышленной значимости открытых залежей, определение запасов углеводородов по соответствующим категориям и в обосновании необходимости проведения разведочного этапа работ [1].

В процессе поисково-оценочных работ решаются следующие задачи [5]:

- выявление залежей УВ;
- литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
- уточнение структурных построений и геологической модели подготовленной структуры;
- определение эффективных толщин пластов-коллекторов, значений пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности;
- изучение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов;
- изучение физико-химических свойств углеводородов в пластовых и поверхностных условиях;
- установление коэффициентов продуктивности скважинных добывных возможностей;
- предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям С1 и С2.

Для решения поставленных геологических задач предусматриваются:

- отбор керна, шлама, проб нефти, газа, конденсата, воды и их

лабораторное

изучение;

-геофизические исследования скважины и их качественная и количественная интерпретация;

-геохимические, гидродинамические, гидрогеологические и другие виды исследований скважины в процессе бурения, опробования и испытания.

Заключение

Анализируемого геолого-геофизического материала позволяет обосновать перспективы нефтегазоносности Малиновской структуры на выявление залежей углеводородов в средне-девонских отложениях. Основные залежи нефти с большой вероятностью предполагаются в отложениях: клинцовских, воробьевских, ардамовских, с меньшей вероятностью – в тимано-пашийских. На данной структуре рекомендуется пробурить скважину №1 Малиновская с целью поиска залежей с проектной глубиной 2340 м, с проектным горизонтом – бийским.

В проектной скважине необходимо провести комплекс геолого-геофизических и геолого-технологических исследований.

Весь спектр работ даст возможность провести геолого-экономическую оценку выявленных залежей и обозначить объемы дальнейших геологоразведочных работ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ, Москва, 2001г.
2. Востряков А.В. Геология Саратовского района и геологические процессы в окрестностях города. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1977 г.
3. Аниканов А.Ф., Ряховский В.В. Паспорт на Малиновскую структуру, подготовленную сейсморазведкой МОГТ к поисковому бурению, г. Саратов,

Фонды ОАО Саратовнефтегеофизика , 2005 г.

4. Буш Д.А. Стратиграфические ловушки в песчаниках. М., Мир, 1977г.

5. Шебалдин В. П., Шаталов И. О. Отчет о работах тематической партии № 309. Изучение тектонического строения Степновского сложного вала на основе переинтерпретации, анализа и обобщения геолого-геофизических данных с целью выявления новых объектов для постановки дальнейших геологоразведочных работ на нефть. Саратов, фонды ОАО Саратовнефтегеофизика , 2000 г.