

Министерство образования и науки Российской Федерации  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии  
горючих ископаемых

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ПЕРСПЕКТИВЫ  
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ОБОСНОВАНИЕ ПОИСКОВО-  
ОЦЕНОЧНОГО БУРЕНИЯ НА ТИХОНОВСКОЙ СТРУКТУРЕ  
(КАРАМЫШСКАЯ ВПАДИНА)**

**Автореферат**

студента 5 курса 551 группы  
специальности 21.05.02 прикладная геология  
геологического факультета  
Логашкина Александра Николаевича

Научный руководитель  
доцент, кандидат геол.-мин. наук \_\_\_\_\_

М. П. Логинова

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

А.Д. Коробов

Саратов, 2018

## Введение

Объектом исследования в данной дипломной работе является Тихоновская структура, которая располагается в пределах Невежкинского лицензионного участка (ЛУ), тектонически приуроченного к юго-западной части Карамышской впадины и принадлежащего ООО «Реверс».

Исследуемый район характеризуется достаточной изученностью разреза каменноугольных отложений, но вместе с тем остается немало участков по площади и разрезу, вызывающих интерес для продолжения поисково-оценочных работ. К таким участкам относится и Невежкинский ЛУ.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование постановки поисково-оценочного бурения на Тихоновской структуре Невежкинского ЛУ. Основное внимание уделено изучению геологического строения, оценке перспектив нефтегазоносности и рекомендациям на проведение поисково-оценочного бурения в пределах исследуемой структуры.

Для достижения поставленной цели был собран и проанализирован геолого-геофизический материал, характеризующий геологическое строение Тихоновской структуры, с целью выяснения перспектив нефтегазоносности Тихоновской структуры и сделаны рекомендации на проведение поисково-оценочного бурения на исследуемой площади.

Дипломная работа состоит из 5 глав, введения, заключения и содержит 44 страницы текста, 6 рисунков, 5 таблиц и 4 графических приложения. Список использованных источников включает 11 наименований.

## Основное содержание работы

За последнее время с 2002 г. в пределах Карамышской впадины получена принципиально новая геологическая и геофизическая информация по строению, литологическому составу и нефтегазоносности палеозойского разреза, в первую очередь по девонскому комплексу пород [1].

Непосредственно территория Невежкинского участка покрыта работами гравirazведки, по результатам которой были составлены карты гравитационных аномалий.

В период с 1951-1956 гг. осуществлялось в значительных объемах поисково-разведочное бурение на Песковатской площади, относящейся к изучаемому ЛУ. На территории участка пробурено 11 разведочных скважин.

Общая протяженность сейсмических профилей, отработанных в разные годы на территории Невежкинского ЛУ, составляет 279,86 пог.км, плотность профилей на участке – 0,67 пог.км/км<sup>2</sup>.

В 1972-1973 годах в пределах Саратовского правобережья была проведена аэромагнитная съемка масштаба 1:50000 ± 2 гаммы.

В 2017 году в ходе проведения сейсморазведочных работ МОГТ 2Д (Масштаб съемки 1:50 000) в объеме 65 пог. км была выявлена Тихоновская структура в пределах Песковатской площади Невежкинского ЛУ. Плотность сети профилей в пределах Тихоновской структуры составляет 2,2 пог. км на км<sup>2</sup> [2].

При подготовке Тихоновской структуры к глубокому поисково-оценочному бурению составлены структурные карты по отражающим горизонтам: nD<sub>3sr</sub>, nD<sub>3zd</sub>, nC<sub>1bb</sub>, nC<sub>2mk</sub>, nC<sub>2k</sub>, Pz.

Литолого-стратиграфическая привязка основных отражающих горизонтов на временных разрезах выполнена на основе привлечения сети профилей, позволяющих обеспечить увязку с разрезами глубоких скважин Невежкинского ЛУ и соседних участков [3].

Проектный литолого-стратиграфический разрез составлен с учетом результатов бурения глубоких скважин соседних месторождений и материалов геофизических исследований на территории Невежкинского лицензионного участка.

В геологическом строении осадочной толщи Тихоновской структуры принимают участие породы девонской (мощность 1255м), каменноугольной (мощность 1430м), юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем (мощность четырех последних 128м).

Отдельные стратиграфические подразделения осадочного чехла представлены не в полном объеме. В разрезе отсутствуют породы нижнего девона, перми, триаса и неогена.

В тектоническом отношении Тихоновская структура расположена в пределах Рязано-Саратовского прогиба, в окраинной юго-западной части Карамышской впадины, вблизи ее сочленения с Уметовско-Линевской депрессией, осложняющей Доно-Медведицкий прогиб.

Тихоновская структура в отложениях осадочного чехла представляет собой асимметричную антиклинальную складку, сформированную в приподнятом крыле Песковатской флексуры в результате инверсионных движений, связанных с преднеогеновой инверсионной тектонической фазой.

По отражающему горизонту  $nD_{3sr}$  Тихоновская структура представляет собой антиклинальную складку субширотного простирания и имеет размеры 0,88 x 0,4 км и амплитуду 25 м.

По отражающему горизонту  $nD_{3zd}$  Тихоновская структура представляет собой ассиметричную антиклинальную складку, которая осложняет приподнятое крыло флексуры. Размеры структуры - 2,5 км x 1,2 км. Амплитуда структуры 110 м.

По отражающему горизонту  $nC_{1bb}$  Тихоновская структура сохраняет ассиметричное строение и имеет размеры 3,2 км x 1,4 км и амплитуду 210 м.

По отражающему горизонту  $nC_{2mk}$  Тихоновская структура сохраняет ассиметричное строение и имеет размеры 3,7 км x 1,7 км и амплитуду 190 м.

По отражающему горизонту  $n_{C_2k}$  Тихоновская структура также сохраняет свое ассиметричное строение и имеет размеры 3,7 км x 1,8 км и амплитуду около 185 м.

По отражающему горизонту PZ структура сохраняет черты строения по нижележащим отложениям и имеет размеры 4 км x 2 км и амплитуду 210 м.

В пределах перспективного интервала прогнозируются ловушки структурного типа.

Тихоновская структура расположена в Саратовском НГР Нижне-волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и граничит с Доно-Медведицким НГР.

Основные залежи Саратовского НГР (Западно-Рыбушанское, Восточно-Рыбушанское, Некрасовское месторождения и др.) связаны с ниже-среднекаменноугольными карбонатными и терригенными пластами. [4].

В северной части Доно-Медведицкого НГР основные залежи связаны со средне- и верхнедевонскими отложениями, отдельные залежи установлены в отложениях терригенного девона (Пограничное месторождение).

Основные перспективы нефтегазоносности Тихоновской структуры связаны с ниже-среднекаменноугольными отложениями: ниже-верхневизейским терригенным, верхневизейско-нижнебашкирским карбонатным и верхнебашкирско-нижнемосковским терригенным нефтегазоносными комплексами. Также нефтегазоносность ожидается в эйфельско-живетских и верхнефранских карбонатных отложениях.

В ниже-верхневизейском терригенном комплексе нефтегазоносность связана с отложениями бобриковского и тульского горизонтов.

Отложения бобриковского горизонта в пределах исследуемой территории представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, иногда с отдельными пропластками, линзочками глинистого

известняка. Толщина бобриковского горизонта в районе Тихоновской структуры изменяется в пределах 21-27 м.

В скважине 1-Песковатская из бобриковских отложений в интервалах 1236-1244 м и 1250-1254 м получены притоки газа  $Q=720$  тыс. м<sup>3</sup>.

К данному комплексу приурочены газовые залежи Восточно-Рыбушанского месторождения. Газонасыщенные мощности бобриковских песчаников составляют – 9,6 м. Пористость –21%, газонасыщенность –0,87 [5].

Отложения тульского горизонта в пределах исследуемой территории представлены глинами, с прослоями алевролитов и песчаников. Анализ разрезов скважин в районе Тихоновской структуры показал наличие пластов-коллекторов в интервале тульских отложений. Кроме того в результате испытания в скважине 1-Песковатская из интервала 1200-1202 м тульских отложений получен приток газа дебитом 11,2 тыс м<sup>3</sup>.

К данному комплексу приурочены газовые залежи Западно-Рыбушанского месторождения. Газонасыщенная мощность составляет 4,4 м. Пористость – 15%, газонасыщенность – 0,81 [5].

В верхневизейско-нижнебашкирском карбонатном комплексе нефтегазоносность связана с тульскими и алексинскими отложениями окского надгоризонта.

Отложения окского надгоризонта представлены двумя пачками. В разрезе нижней подошвенной части окского надгоризонта залегают песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины (толщиной 31-46 м) и карбонатные пласты (мощностью 9-15 м). Верхняя часть разреза представлена мощной однородной труднорасчленяемой толщей известняков. Общая толщина отложений окского надгоризонта 195-270 м.

С отложениями окского надгоризонта связаны нефтяные и газовые залежи на Западно-Рыбушанском, Восточно-Рыбушанском, Бахметьевском, Дмитриевском, Карамышском месторождениях [5].

Для Западно-Рыбушанского месторождения эффективная нефтенасыщенная мощность окских отложений – 3,2 м, пористость –21%, проницаемость – 0,02-0,629 мкм<sup>2</sup>. Плотность нефти – 0,85 г/см<sup>3</sup>. Газонасыщенная мощность – 3,8 м. Пористость –9 %, газонасыщенность – 0,84 [5].

В верхнебашкирско-нижнемосковском терригенном комплексе нефтегазоносны отложения мелекесского горизонта.

Мелекесские отложения представлены чередованием глин, песчаников, алевролитов и известняков. Коллекторами, преимущественно, являются песчаники, реже известняки. Толщина мелекесских отложений в пределах Тихоновской структуры изменяется в пределах 32,2-86 м.

С отложениями этого комплекса связаны нефтяные и газовые залежи на Западно-Рыбушанском, Восточно-Рыбушанском, Бахметьевском, Некрасовском месторождениях. На Западно-Рыбушанском месторождении залежи, в основном, пластового типа, эффективная нефтенасыщенная мощность – 5 м, пористость –24%, проницаемость – 0,279 мкм<sup>2</sup>. Плотность нефти – 0,845 г/см<sup>3</sup>. Газонасыщенная мощность – 4,9 м. Пористость – 19%, газонасыщенность – 0,48 [5].

В результате испытаний мелекесских отложений в скважине 2-Песковатской из интервалов 914-921 м, 924-928 м, 933-936 м, 945-951 м получены безводные притоки нефти. В интервале 956-958 м получен приток нефти и пластовой воды.

По аналогии с выбранными эталонами и учитывая результаты опробования в скважинах пробуренных в непосредственной близости на Тихоновской структуре прогнозируются залежи в:

- тульских (C<sub>1</sub>tl) и бобриковских (C<sub>1</sub>bb) отложениях - газовые залежи;
- мелекесских (C<sub>2</sub>mk) отложениях и отложениях окского надгоризонта (C<sub>1</sub>ok) - газонефтяные залежи.

Для мелекесского горизонта (C<sub>2</sub>mk) по аналогии с эталоном предполагается газонефтяная залежь. Тип залежи - пластовая сводовая.

Подсчетный контур для газовой части залежи принят по изогипсе -750 м, площадь в пределах контура - 0,7 км<sup>2</sup>, для нефтяной части залежи по изогипсе -807 м, площадь в пределах контура 1,8 км<sup>2</sup>. Для оценки подготовленных ресурсов предполагаемой газонефтяной залежи использованы расчетные параметры Западно-Рыбушанского и Бахметьевского месторождений.

Для предполагаемых залежей в отложениях окского надгоризонта (С<sub>1</sub>ок) использовались подсчетные параметры Западно-Рыбушанского месторождения.

Предполагается залежь газонефтяная, пластовая сводовая. Подсчетный контур для газовой части залежи принят по изогипсе -1075 м, площадь в пределах выбранного контура 0,4 км<sup>2</sup>, для нефтяной части залежи по изогипсе -1125, площадь по этой изогипсе 0,8 км<sup>2</sup>.

Для предполагаемой залежи тульского горизонта С<sub>1</sub>tl использовались подсчетные параметры Западно-Рыбушанского месторождения. Предполагается газовая залежь пластово-сводового типа. Подсчетный контур для газовой залежи принят по изогипсе -1200 площадь по этой изолинии 0,4 км<sup>2</sup>.

Для предполагаемой залежи бобриковского горизонта С<sub>1</sub>bb использовались расчетные параметры Восточно-Рыбушанского месторождения. Предполагается газовая залежь пластово-сводового типа. Подсчетный контур для газовой залежи принят по изогипсе -1250, площадь в пределах контура 0,9 км<sup>2</sup>.

Оценка подготовленных извлекаемых ресурсов нефти и свободного газа выполнена объемным методом. Ресурсы отнесены к категории подготовленных (D<sub>0</sub>).

Геологические ресурсы (D<sub>0</sub>) нефти составляют 634 тыс. т, извлекаемые - 203 тыс. т; геологические ресурсы (D<sub>0</sub>) свободного газа составляют 142 млн.м<sup>3</sup>.

С учетом нефтегазоносности Доно-Медведицкого НГР (Жирновско-Бахметьевское, Пограничное месторождения) залежи нефти ожидаются и в карбонатных отложениях верхнего девона (Франский ярус) и в отложениях среднего девона (Мосоловский горизонт).

С целью открытия месторождения УВ в пределах Тихоновской структуры рекомендуется бурение поисково-оценочной скважины №1-Т.

Обоснованием постановки поисково-оценочного бурения на Тихоновской структуре является:

- подготовленность структуры по ОГ  $nD_{3sr}$ ,  $nD_{3zd}$ ,  $nC_{1bb}$ ,  $nC_{2mk}$ ,  $nC_{2ks}$ , Pz. Степень подготовленности высокая и составляет 2,2 пог.км/км<sup>2</sup>;

- наличие и достаточная толщина возможно нефтегазоносных отложений (бобриковских, тульских, окских, мелекесских, а также саргаевских и мосоловских);

- присутствие в разрезе ниже-среднекаменноугольных и девонских отложений Невежкинского ЛУ пород-коллекторов и флюидоупоров, сочетания которых образуют природные резервуары УВ в отложениях;

- расположение Тихоновской структуры в зоне с установленной нефтегазоносностью в ниже- и среднекаменноугольных отложениях (Западно-Рыбушанское, Бахметьевское, Восточно-Рыбушанское, Некрасовское месторождения) и средне- и верхнедевонских отложений (Пограничное, Жирновско-Бахметьевское месторождения).

На территории Невежкинского ЛУ в пределах Тихоновской структуры рекомендуется пробурить в апикальной части структуры поисково-оценочную скважину №1-Т глубиной 2900 м со вскрытием мосоловских отложений. Проектный горизонт – клинцовский.

Перед поисково-оценочной скважиной №1-Т стоят следующие задачи:

- вскрытие перспективных горизонтов;
- подтверждение модели строения структуры, составленной по геофизическим данным;

- изучение фильтрационно-емкостных характеристик пластов-коллекторов;
- определение эффективных нефтегазонасыщенных толщин;
- изучение физико-химических свойств нефтей, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях;
- установление добывных возможностей залежей;
- возможное вскрытие межфлюидальных контактов;
- предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям С2 и С1.

Для поисково-оценочных скважин предусмотрен обязательный комплекс геофизических исследований и работ в скважинах (ГИРС) и комплекс геолого-технологических исследований (ГТИ) [6].

Данные комплексы включают в себя обязательные исследования, проводимые во всем интервале скважины, и детальные исследования, которые проводятся только в перспективных интервалах.

Для получения прямой геологической информации о литологическом составе, фильтрационно-емкостных свойствах и характере насыщения пород-коллекторов необходимо провести отбор керна. В поисково-оценочной скважине №1-Т рекомендуется сплошной отбор керна из интервалов предполагаемого залегания возможно нефтегазоносных пластов (бобриковский, тульский, окский, мелекесский, а также верхнефранский и мосоловский).

При обнаружении в керне признаков нефтегазоносности или повышенных газопоказаний станцией ГТИ следует переходить на сплошной отбор керна до прекращения этих признаков.

Извлеченный из скважины керн с признаками нефтегазоносности должен парафинироваться и отправляться для исследования остаточной нефтенасыщенности (водонасыщенности) в соответствующую лабораторию.

Отбор шлама в процессе бурения рекомендуется проводить через 5 метров проходки, а в интервалах отбора керна - через 1 метр [6].

Также необходимо произвести отбор проб нефти и газа, в процессе исследования которых должны быть определены:

– для нефти, приведенной к стандартным условиям, фракционный и групповой состав, а в пластовых условиях - компонентный состав, вязкость и плотность, величина давления насыщения нефти газом, растворимость газа в нефти, газосодержание, изменение объема, плотности и вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях, температура застывания и начала кипения, коэффициенты упругости нефти; исследование нефти проводится по глубинным пробам, а при невозможности их отбора – по рекомбинированным пробам пластовой нефти;

– для газа (свободного и растворенного в нефти) – плотность по воздуху, теплота сгорания, содержание (в молярных процентах) метана и его гомологов, а также гелия, сероводорода и других компонентов; состав растворенного в нефти газа определяется при разгазировании глубинных проб нефти.

При изучении состава нефти и газа необходимо определять наличие и содержание в них компонентов, оказывающих вредное влияние на оборудование при добыче и транспортировке (коррозионная агрессивность к металлу и цементу, выпадение парафина, серы, солей, механических примесей и др.) [7].

Проведение полного комплекса исследований в процессе бурения позволит отбить границы продуктивных коллекторов, оценить их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), определить свойства флюидов.

В конструкции скважины необходимо предусмотреть возможность ее перевода в эксплуатационную.

## Список использованных источников

1. Бекишов С. Н. Литолого-фациальная характеристика пород-коллекторов и условия их формирования в пределах Карамышской впадины.//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 8. 2009.
2. Зайцев Б.К., Скороходов Г.В., Провоторова С.Е. и др. Проект :«Проведение поисково-оценочных работ в пределах Невежкинского лицензионного участка ООО «ЮКОЛА-нефть». I этап. Проведение сейсморазведочных работ МОГТ-2D и работ по изучению верхней части разреза методом МСК в пределах Невежкинского лицензионного участка». Волгоград, 2017 г. Фонды АО «Волгограднефтегеофизика».
3. Денисенко Ю.В., Провоторова С.Е. Отчет «Проведение поисково-оценочных работ в пределах Невежкинского лицензионного участка. I этап: Проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д и работ по изучению верхней части разреза методом МСК в пределах Невежкинского лицензионного участка», Волгоград, 2017 г. Фонды АО «Волгограднефтегеофизика».
4. Колотухин А.Т., Орешкин И.В., Астаркин С.В., Логинова М.П. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, Саратов, ООО Издательский центр «Наука», 2014.
5. Клещев К. А., Шеин В. С. Нефтяные и газовые месторождения России: Справочник в 2 книгах. Книга 1 – европейская часть России – М.: ВНИГНИ, 2010.
6. Приказ МПР РФ №323, МИНТОПЭНЕРГО РФ №445 от 28.12.99 «Об утверждении правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах»
7. Методологические указания выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01 Москва, 2002.