

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 продолжения поисково-оценочного бурения на
Тимонинской структуре
(Бортовой лицензионный участок)**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 6 курса, 611 группы заочной формы обучения
геологического факультета
специальности: 21.05.02 - «Прикладная геология»
специализация «Геология нефти и газа»
Черноиванова Дмитрия Анатольевича

научный руководитель,
старший преподаватель

А.Н. Рахторин

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

А.Д. Коробов

Саратов 2026

ВВЕДЕНИЕ

Одним из таких объектов поисков является Тимонинская структура расположенная в восточной части Бортового лицензионного участка (ЛУ) и является объектом изучения в дипломной работе.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование продолжения поисково-оценочного бурения на Тимонинской структуре.

Административно Тимонинская структура расположена в пределах Озинского района Саратовской области [1].

В 2007 г. были проведены сейсморазведочные работы МОГТ-2D. В 2009г. произведена обработка и интерпретация данных МОГТ-2D пределах Бортового ЛУ, построена новая геологическая модель и выдан новый паспорт на Тимонинскую структуру. В результате Тимонинская структура подготовлена к глубокому бурению по отражающим горизонтам nP_{1k} и P_1^* .

Основные перспективы нефтегазоносности структуры связаны с отложениями филипповского и нижнеартинско-сакмарского возраста, по аналогии с вблизи расположенными месторождениями: на западе - Краснокутское, Ждановское, Карпёновское, Мокроусовское и на востоке - Павловское, Западно-Липовское и Липовское.

Объем работы. Дипломная работа состоит из введения 4 глав. Заключение и содержит 46 страниц текста, 1 рисунок, 3 таблицы, 5 графическими приложениями и 16 наименований использованных источников.

Основное содержание работы

Начало целенаправленных геолого-геофизических исследований на территории Дальнего Саратовского Заволжья относится к началу 20-х годов прошлого столетия.

1В настоящее время на территории Прибортовой зоны проведена детальная аэромагнитная съёмка масштаба 1:50000. По результатам этой работы были выделены субширотные линии локальных аномалий магнитного поля. Термогазометрическая съёмка в масштабе 1:100000 была выполнена в

1975 году, в результате чего были выявлены углеводородные и тепловые аномалии.

Электроразведочные работы на территории прибортовой зоны Прикаспийской впадины выполнялись методами ВЭЗ, ТТ, ЗСБ. На основании этих исследований были построены структурные карты по опорным электрическим горизонтам, соответствующим поверхности галогенных отложений, горизонтам среднего карбона и более глубоким стратиграфическим поверхностям.

Сейсморазведочные работы на территории работ проводились методами КМПВ, МПОВ и МОГТ (Пахомов И.Б. 1962 г, Рогожина В.Н. 1970, 1975 г). В результате региональных работ КМПВ и МПОВ были построены структурные схемы поверхности сульфатно-карбонатного палеозоя, подошвы соленосной толщи, поверхности фундамента, выявлены приподнятые зоны [1].

В последующие годы в пределах выявленных приподнятых зон были проведены детальные и поисковые сейсморазведочные работы методом ОГТ (Леонов Г.В. 1975 г., 1986 г.; Златогорская Н.В. 1976 г., 1977 г., 1984 г., 1986 г.; Рогожина В.Н. 1984 г. и другие) [2].

В 2009 году была произведена обработка и интерпретация данных МОГТ-2D. В результате проведенных работ были подготовлены к глубокому бурению Тимонинская структура и был выдан паспорт [3].

Глубокое бурение на исследуемой территории проводилось с 1982 года. Из 18 запроектированных скважин на площади было пробурено 8 (№№1, 2, 5, 8, 9, 11, 14, 18). Фактическая глубина скважин составляет от 1790 до 2105 м [4].

Предшествующие представления о залежи в рифогенных карбонатах базировались на схематичной структурной основе по подошве балыклейской ритмопачки солевого комплекса пород. Представленные в данной работе структурные построения по отражающим горизонтам nP_1k - подошва сульфатно-галогенной толщи кунгурского яруса нижней перми (кровля филипповского горизонта нижней перми) и $П_1^*$ - подошва карбонатно-сульфатной толщи нижней перми (вблизи кровли нижеартинско-сакмарских

рифогенных карбонатов) непосредственно отражают строение продуктивного разреза.

В геологическом строении осадочного чехла Тимонинской структуры принимают участие отложения пермской, триасовой, юрской, меловой, неогеновой и четвертичной систем.

Разрез имеет весьма сложное строение. Сложность заключается в чередовании карбонатных и терригенных комплексов, наличии в разрезе галогенных толщ, перерывов и несогласий, а также в выпадении из разреза крупных стратиграфических подразделений. Это указывает на сложное тектоническое развитие и строение изучаемой площади.

Судя по мощностям отложений, относительному положению в разрезе, данным по соседним площадям, можно предположить преимущественно пластовый тип резервуара для филипповских отложений и массивный тип для нижнеартинско-сакмарских отложений.

В разрезе Тимонинской структуры существовали благоприятные условия для формирования пород-коллекторов и флюидоупоров в московский-нижнепермском карбонатном комплексе пород, в пределах которого можно выделить следующие возможно продуктивные карбонатные пласты филипповский и нижнеартинско-сакмарский.

Тимонинская структура в тектоническом районировании расположена на стыке крупнейших тектонических элементов: Прикаспийской синеклизы, Бузулукской впадины и Жигулёвско-Пугачёвского свода.

В свою очередь Пугачёвский свод осложнён Балаковским, Марьевским и Клинцовским выступами фундамента. Восточный и юго-восточный склоны Клинцовского выступа при погружении плавно переходят в юго-западный склон Бузулукской впадины.

В геологическом отношении – район работ представляет зону сочленения Волго-Уральской антеклизы с Прикаспийской впадиной.

Основным отражающим горизонтом, отождествляемым с кровлей подсолевых карбонатных отложений является горизонт Π_1^* . На структурной

карте по отражающему горизонту Π_1^* Тимонинская структура отображается в виде двухкупольного поднятия, вытянутого в субширотном направлении.

По последней замкнутой изогипсе минус 1680 м оно имеет размеры $7,9 \times 2,1$ км, амплитуду 150 м. Купола, выделяющиеся по изогипсе минус 1660 м, имеют размеры: западный купол $4,7 \times 2,0$ км, амплитуда 130 м, восточный купол $2,07 \times 0,85$ км, амплитуда - 50 м.

Отражающий сейсмический горизонт pR_1k показывает строение кровли сульфатно-карбонатных отложений филипповского горизонта, с несколько компенсированными неровностями палеорельефа московского-нижнеартинского карбонатного комплекса.

По этому горизонту Тимонинская структура выделяется как крупное локальное поднятие с размерами $4,0 \times 2,1$ км по предельно замкнутой изогипсе минус 1560 м, амплитуда 70 м. Малоамплитудное восточное поднятие оконтуривается по последней замкнутой изогипсе минус 1580 м, его размеры составляют $0,95 \times 0,5$ км, амплитуда 15 м. По вышележащим отложениям Тимонинская структура не прослеживается. По отражающему горизонту R_1k на месте Тимонинской структуры наблюдается моноклиналиное залегание пород с углом наклона на юг более 26° в сторону Прикаспийской впадины.

Рассмотренные выше особенности морфологии Тимонинской структуры по разным горизонтам осадочного чехла и истории тектонического развития территории Бортового ЛУ могут служить основанием для прогноза типа ожидаемых ловушек в основных нефтегазоносных пластах:

- в филипповском наиболее вероятна структурная ловушка;
- в нижнеартинско-сакмарском прогнозируются рифогенный тип ловушки.

Согласно схеме нефтегеологического районирования Тимонинская структура относится к Волгоградско-Карачаганакской нефтегазоносной области, к северной части Прикаспийского нефтегазоносного бассейна. По другой схеме нефтегеологического районирования Тимонинская структура

относят к самостоятельному Карпенскому району Прикаспийского нефтегазоносного бассейна.

Основные запасы УВ, открытые на территории Волгоградско-Карачаганакской нефтегазоносной области связаны с нижнемосковско-нижнепермским нефтегазоносным комплексом и почти все запасы УВ: на западе - Краснокутское, Ждановское, Карпёновское, Мокроусовское и на востоке - Павловское, Западно-Липовское и Липовское, расположенные в непосредственной близости от изучаемой Тимонинской структуры, так же связаны с данным комплексом. Залежи приурочены к одному или двум продуктивным пластам в филипповских и нижеартинско-сакмарских отложениях. Поэтому поиски залежей УВ в подсолевых отложениях являются основным направлением нефтегазопоисковых работ.

Все открытые залежи, в основном, газовые, с незначительным содержанием конденсата и признаками наличия нефтяных оторочек непрямоугольного значения.

По величине запасов, открытые на территории Саратовской области перед пермским бортовым уступом месторождения относятся к мелким, начальные запасы их не превышают 2 млн. м³ газа. За пределами Саратовской области известны крупные и средние по запасам месторождения, расположенные в нижнепермских подсолевых отложениях бортовой зоны, такие как Оренбургское, Западно-Тёпловское, Гремячинское и Карачаганакское [9].

По отражающему горизонту Π_1^* , в пределы Тимонинской структуры попадают три поисковые скважины (№№2, 11, 43) и одна разведочная (№9). Скважина №2 Тимонинская, ликвидированная ранее по геологическим причинам, расположена в юго-западной приконтурной части структуры, скважина №9 Тимонинская, находящаяся в консервации, расположена в южной приконтурной части структуры, скважина №11 Тимонинская между западным и восточным куполом структуры, а скважина №43 Тимонинская – на западе восточного купола.

Скважина №5 Тимонинская, находящаяся в промышленной консервации, расположена в 7 км на восток и находится за пределами настоящей структуры. По скважине №5 Тимонинской подсчитаны запасы газа в количестве 140 млн. м³ по категории С₁, которые числятся на Госбалансе как Западно-Липовское месторождение.

В 10 км к востоку от Западно-Липовского месторождения расположено Липовское месторождение, с начальными запасами газа в нижнепермских отложениях 1018 млн м³, а в 40 км к востоку находится Павловское месторождение, начальные запасы газа которого составляют 2000 млн м³ по филипповско-верхнеартинским и нижнеартинско-сакмарским отложениям. Все три месторождения расположены севернее пермского бортового уступа и составляют единую цепочку, которая продолжается на запад и включает в себя Мокроусовское, Карпёновское, Ждановское и Краснокутское месторождения.

Нефтегазопроявления при прохождении нижнепермских отложений отмечены почти во всех Тимонинских и близлежащих скважинах, пробуренных на соседних площадях. Этот комплекс считается наиболее изученным в связи с небольшой глубиной залегания.

Филипповская газовая залежь

О наличии залежи на Тимонинской площади в филипповских отложениях данные бурения свидетельствуют пока только в пределах восточного малоамплитудного купола. По скважине №43 Тимонинской, расположенной на западной окраине этого купола, в разрезе филипповского горизонта выделено около 10 м коллекторов. При их испытании, из интервалов 1677,4-1684 м (-1604,4-1611 м) и 1689,2-1695 м (-1616,2-1622 м) получены непромышленные притоки газа дебитом до 2,2 тыс м³/сут.

В пределах самого большого по размерам западного купола газоносность филипповских отложений не установлена. В скважинах №1 и №9 Тимонинских филипповский горизонт и низы солевой толщи отсутствуют. По скважине №2 Тимонинской в карбонатно-сульфатной толще, мощностью 44,3 м, по интерпретации материалов ГИС, в интервале 1688-1690,6 м (-1577,4-1580)

выделен маломощный (2,6 м) пласт коллекторов с неясным насыщением. К северу мощность карбонатно-сульфатной толщи наращивается до 120 м и более. По скважине №11 Тимонинской, расположенной непосредственно за контуром западного купола, из интервала 1700-1722 м (-1588,4-1610,4 м) средней части толщи был получен слабый приток пластовой воды дебитом 2,6 м³/сут. Данный водоносный пласт видимо выклинивается под волгоградскую соль, которая в разрезе скважины №9 Тимонинской отсутствует, но уже по скважине №2 Тимонинской имеет мощность 31 м, а по скважине №11 Тимонинской резко увеличивается до 158 м. Поэтому, учитывая благоприятные структурные характеристики западного купола, в его пределах можно прогнозировать развитие самостоятельной стратиграфически экранированной залежи УВ в отложениях филипповского горизонта.

Залежь филипповского возраста предполагается как пластово-сводовая, приуроченная к серии низкопористых пластов-коллекторов, представленных биохеомогенными доломитами.

Нижнеартинско-сакмарская залежь

Нижнеартинско-сакмарская залежь является базовым объектом поисков на Тимонинской структуре. К этому комплексу приурочено большинство доказанных органогенных построек, расположенных в виде цепочки, трассирующей гребневую часть одновозрастного бортового уступа.

Коллекторами нижнеартинско-сакмарской залежи являются рифогенные известняки с прослоями смешанных ангидрит-доломитовых плотных пород, реже ангидритов, аргиллитов, доломитизированных известняков. В кровле разрез ограничен плотными ангидритовыми пластами филипповской-верхнеартинской карбонатно-сульфатной толщи.

На соседних Липовском и Павловском месторождениях, расположенных соответственно восточнее и западнее изучаемой Тимонинской структуры коллектора характеризуются значительной изменчивостью пористости и проницаемости. Значительная изменчивость пористости образовалась за счёт неравномерного распределения в коллекторах пор, трещин, пустот и каверн.

Такое строение коллектора соответствует определённым условиям осадконакопления и дальнейшего преобразования накопившихся осадков.

Нефтегазопроявления в процессе бурения наблюдались практически во всех глубоких скважинах. В скважине №43 Тимонинской в поднятом керне, представленном известняком, наблюдалось выделение газа при раскалывании и в свежем изломе пятна нефти. В скважине №11 Тимонинской в поднятом керне, представленном ангидритами и известняком, отмечались выпоты нефти. В скважине №1 Маяковской в известняке наблюдались выпоты и примазки нефти. В скважине №3 Маяковской в ангидритизированном известняке в свежем изломе отмечены резкий запах бензина и выпоты лёгкой нефти.

При испытании рифогенной постройки скважины №9 Тимонинской в интервале 1741-1752,4 м получен приток газа дебитом 11,74 тыс м³/сут. на штуцере 4,7 мм. Ранее, при испытании этих отложений в скважине №2 Тимонинской, из двух объектов в интервалах 1729-1738 м и 1711-1718 м были получены притоки воды, соответственно 14 м³/сут. и 1,1 м³/сут., с довольно высоким газовым фактором 465 см³/л и 405 см³/л. По результатам интерпретации ГИС карбонатные коллекторы в этих интервалах характеризуются газонасыщенностью 66-94 %. Притоки воды объясняются их перетоком из испытанного нижележащего интервала 1756-1765 м, охарактеризованного высоким дебитом воды 83 м³/сут.

Залежь нижеартинско-сакмарского возраста характеризуется как массивная. Положение ГВК зависит от степени заполнения углеводородами рифогенной ловушки. Получение в скважине №9 Тимонинской притока газа дебитом 11,74 тыс м³/сут. из интервала 1741-1752,4 м (а.о. 1629-1640 м) позволяет принять ГВК (как минимум) на отметке минус 1640 м (по нижним дырам перфорации). При амплитуде поднятия 150 м (в контуре предельно замкнутой изогипсы минус 1680 м) и положения ГВК минус 1640 м (глубина 1750 м) высота ожидаемой залежи ожидается 110 м.

На Тимонинской структуре по аналогии с ближайшими месторождениями можно прогнозировать залежи в рифогенных постройках нижеартинско-

сакмарских и филипповско-верхнеартинских отложениях. Ожидаемые залежи пластовые сводовые.

Суммарные подготовленные ресурсы газа категории D₀ Тимонинской структуры по кровле нижнеартинской структуре П₁^{*} и кровле филипповского горизонта nP_{1k} составят:

Газа - 2119 млн. м³, извлекаемые — 785 млн м³;

Нефти - 20337 тыс т, извлекаемые - 6851 тыс т [4,5].

С целью подтверждения прогнозируемых ловушек УВ в нижнепермских отложениях и оценки их нефтегазоносности рекомендуется бурение одной поисково-оценочной скважины.

Рекомендуемая поисково-оценочная скважина №1П закладывается в присводовой части структуры на сейсмопрофиле 010733, ОГТ 633, в 650 м севернее скважины №9. Проектная глубина – 1800 м и проектный горизонт – ассельский.

Цель бурения – поиск и оценка залежей углеводородов в биохеогенных доломитах филипповского возраста и рифогенных карбонатах нижнеартинско-сакмарского возраста нижней перми.

Для решения поставленных геологических задач перед поисково-оценочной скважиной предусматриваются полный комплекс исследований: отбор керна, шлама, опробование, испытания, геофизические, геохимические и др. исследования.

ЗАКЛЮЕНИЕ

По результатам обработки и интерпретации данных МОГТ-2D в 2009 г. подготовлена к бурению Тимонинская структура по отражающим горизонтам нижней перми.

Перспективы Тимонинской структуры в нефтегазоносном отношении, что следует из наличия в предполагаемом разрезе чередования пород-коллекторов и флюидоупоров, закартированных сейсморазведкой возможных ловушек УВ (замкнутых антиклинальных структур и рифогенных объектов), открытых на соседних площадях месторождений промышленного масштаба во всех нефтегазоперспективных комплексах а также подготовленных ресурсов категории Д₀.

Нефтегазоперспективными в пределах Тимонинской структуры являются филипповские и нижнеартинско-сакмарские отложения.

С целью выявления залежей УВ и прироста запасов в пределах Тимонинской структуры рекомендуется заложение одной поисково-оценочной скважины 25 с проектной глубиной - 1800 м и проектным горизонтом - ассельским. Для решения поставленных задач в скважине рекомендуется отобрать керн, шлам, провести опробование, испытание, геофизические, геохимический и др. исследования.

По результатам бурения скважины в случае обнаружения промышленных скоплений УВ будут уточнены модели строения залежей на Тимонинской структуре, оценены запасы промышленных категорий С₁ и С₂, определено направление дальнейших работ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Комплексный анализ результатов ГРП на Жигулевском валу Жигулевско-Пугачевского свода на базе переинтерпретации и переобработки данных сейсморазведочных работ в объеме 1000 пог. км (2Д МОГТ, выполненных в 1987-2006 гг.)/ ООО НПК «Геопроект» - Саратов 2008.-310 с.
2. Зональный проект поисков залежей газа в нижней перми на Песчаном, Южно-Муравлинском, Тимонинском и Первомайском поднятиях Мавринско-Озёрской группы структур ДСЗ, Саратов, 1989.-270 с.
3. Паспорт на структуру Тимонинская, подготовленную к глубокому бурению на нефть и газ. ООО «Парадайм Геофизикал». - Москва, 2009.-65с.
4. Дела скважин №№1, 2, 5, 8, 9, 11, 14, 18, 43 Тимонинские