

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 Клинцовской-2 структуре  
(Пугачевский-1 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»  
Ибуса Никиты Олеговича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент

А.Т. Колотухин

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2024

## **Введение**

Анализ проведенных исследований на территории Саратовской области позволяет сделать вывод, что главным направлением работ по ускорению воспроизводства минерально-сырьевой базы области являются поиски различных по запасам нефтяных и газовых месторождений в терригенных и карбонатных отложениях девона и карбона Средне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, куда входит рассматриваемая в дипломной работе подготовленная к поисковому бурению Клинцовская-2 структура, входящая в состав Пугачевского-1 лицензионного участка (ЛУ).

Целью дипломной работы является геологическое обоснование продолжения поисково-оценочного бурения в пределах структуры Клинцовская-2.

Для достижения поставленной цели в работе решаются следующие задачи:

- сбор геолого-геофизических материалов об объекте изучения;
- анализ геолого-геофизической изученности Дальнего Саратовского Заволжья и Клинцовской вершины;
- обобщение и анализ материалов о геологическом строении и нефтегазоносности Пугачевского свода, с целью выяснения перспектив нефтегазоносности;
- обоснование рекомендаций на проведение поисково-оценочного бурения в пределах Клинцовской-2 структуре.

Дипломная работа состоит из введения, 4 глав, заключения и содержит 47 страниц текста, 1 рисунок, 4 графических приложения. Список использованных источников состоит из 18 наименований.

### **Основное содержание работы**

В геологическом отношении район на территории которого расположена Клинцовская-2 структура изучен относительно слабо, так как большая часть территории Дальнего Саратовского Заволжья (ДСЗ) покрыта мощным чехлом

четвертичных и неогеновых отложений. Основная роль в его изучении отводится геофизическим методам и глубокому поисковому бурению.

Клинцовская-2 структура впервые выявлена в 1961 г., в разные годы структура изучалась бурением скважин №№1,2,3,4 Клинцовских и сейсморазведочными работами МОГТ-2Д. В 2011 г. были проведены переинтерпретация материалов сейсморазведки и бурения с применением новых технологий. В результате представление о морфологии Клинцовской-2 структуры изменилось. По результатам проведенных сейсморазведочных работ МОГТ-2Д в 2011 г. подготовлена к поисковому бурению юго-западная часть Клинцовской-2 структуры по отражающим горизонтам: R, D<sub>2</sub>bs, D<sub>2</sub>kl, nD<sub>2</sub>vb, nD<sub>3</sub>fm<sup>2</sup>, nC<sub>1</sub>al, nC<sub>2</sub>ks.

Ближайшими месторождениями являются: на востоке Южно-Первомайское (42,5 км) и Камелик-Первомайское (43 км) нефтяные месторождения, Западно-Степное (47 км) нефтегазоконденсатное месторождение; на северо-востоке – Кожевское (50 км), Тёпловское (60 км) нефтегазовые и Южно-Тёпловское (57,5 км) газоконденсатное месторождение, на западе – Балаковское (110 км) нефтяное на юго-западе Коптевское (95 км), на юге Липовское (35 км) и Западно-Липовское (32,5 км) месторождения.

Относительная близость вышеперечисленных месторождений, подготовленной к глубокому поисковому бурению Клинцовской-2 структуре, с подготовленными ресурсами нефти и газа D<sub>0</sub> позволяет считать исследуемую структуру перспективным объектом для поисков залежей нефти и газа.

В геологическом строении исследуемого участка принимают участие архейские и протерозойские отложения, перекрытые мощной толщей палеозойских и мезозойско-кайнозойских отложений.

Осадочный комплекс пород в районе расположения Клинцовской-2 структуры характеризуется перерывами, стратиграфическими несогласиями и выпадением из разреза ярусов, отделов и даже систем, что свидетельствует о сложной истории тектонического развития района расположения Клинцовской-

2 структуры. Общая толщина осадочного чехла изменяется в пределах от 1856 м до 2960 м.

Полнота разреза комплекса девонских отложений от эмского до нижнефаменских отложений в различных частях участка неодинакова. Объем этих отложений обусловлен характером проявлений перерывов в седиментации. Клинецовская вершина Пугачевского свода на протяжении всего среднефранского-раннефаменского времени испытывала восходящие движения, сопровождавшиеся размывом девонских отложений. В сводовой части Клинецовской вершины отмечается наиболее резкое сокращение стратиграфического объема девонских отложений. Состав карбонатно-терригенного комплекса девона меняется от полного выпадения из разреза его верхней карбонатной части до практического отсутствия отложений в наиболее палеоприподнятых частях. В пределах изучаемого участка из разреза выпадает франский ярус и нижняя часть фаменского яруса (задонский и елецкий горизонт).

Непосредственно в пределах Клинецовской-2 структуры прогнозируется выпадение из разреза средне-, верхнефранских и задонско-елецких отложений. По мере удаления от свода Клинецовской вершины толщины девонских отложений вниз от нижнефаменских увеличиваются за счет наращивания стратиграфической полноты разреза.

В литолого-стратиграфическом разрезе Клинецовской-2 структуры мощная толща карбонатных отложений переслаивается с менее мощными терригенными отложениями. В разрезе развиты породы коллекторы (известняки, песчаники, алевролиты) и разделяющие их флюидоупоры (плотные глинистые известняки, аргиллиты известковистые).

В тектоническом плане территория расположена в пределах Пугачевского свода Волго-Уральской антеклизы, являющегося тектоническим элементом древнего девонского времени формирования, заложившимся на рифейском основании Пачелмского авлакогена, унаследовано развивавшимся в палеозое и в преакчагыльскую фазу тектогенеза. Постепенно, с усилением регионального

наклона на юг в сторону Прикаспийской впадины, он утрачивал свою морфологическую выраженность [1].

Додевонская поверхность образована кристаллическими породами архея и уплотненными, в различной степени метаморфизованными, отложениями протерозойского возраста, которые рассматриваются совместно как докембрийское основание. Перекрывающий их эмско-нижнефранский структурный этаж во многом наследует додевонскую структуру фундамента и был сильно дислоцирован в позднефранское и раннефаменское время [1].

В пределах Пугачевского свода по фундаменту и девонским отложениям выделяются: Балаковская, Марьевская – на западе и Клинцовская – на востоке вершины (выступы) и разделяющий их на юге Милорадовский прогиб. На севере Пугачевский свод граничит с Иргизским прогибом, на северо-востоке и востоке с Бузулукской впадиной, Камелик-Чаганской системой дислокаций и Перелюбско-Рубежинским прогибом. Южная часть изучаемого района расположена в зоне Северо-Милорадовской седловины, которая является сочленением Клинцовой вершины и Милорадовского прогиба [2].

Клинцовская вершина и Милорадовский прогиб формировались в позднедевонское время, что определило различную полноту разрезов девона в северо - восточной и юго - западной частях изучаемого участка. Ядром Клинцовой вершины является выступ кристаллического фундамента с абсолютными отметками -2,0-2,5 км. Наиболее приподнятая часть выступа характеризуется практически отсутствием терригенного девона, или маломощной пачкой песчано-глинистых отложений раннеэйфельского возраста. Пробуренная в сводовой части поисковая скважина №2 Вешняковская выявила практически отсутствие девонских терригенных отложений, за исключением маломощной (72 м) пачки мосоловско-клинцовских отложений. В скважине №1 Толстовской, пробуренной в 60 км к западу толщина терригенного девона (клинцовских отложений) возрастает до 116 м. На периферийных частях Клинцовского выступа мощность терригенного девона увеличивается до 577 м, в разрезе пробуренных поисковых скважин

последовательно появляются отложения от бийских до тимано-пашийских [2]. В Милорадовском прогибе поверхность фундамента погружается до глубины - 2,5-3,0 км.

В настоящее время свод Клинцовской вершины находится на северо-западном крыле древнего выступа, захватывая частично и северную часть Милорадовской палеодепрессии (по среднедевонскому этажу).

Северный и южный склоны Клинцовской вершины характеризуются ярко выраженной асимметрией геологического строения на уровне отложений терригенного девона. Так, в пределах северного и северо-восточного склонов Клинцовской вершины отмечается относительно плавное (растянутое по площади) уменьшение общей мощности терригенного девона в направлении сводовых частей вершины, связанное с последовательным «выходом» на поверхность девонского углового и стратиграфического несогласия разновозрастных отложений, от молодых к более древним. В районе же южного и юго-западного склонов, данное изменение толщин происходит более резко, и зона выклинивания девонских терригенных отложений значительно сокращена по площади.

Фаменское и каменноугольное время характеризуется относительно спокойным этапом развития. Уже сформировавшиеся в девонском комплексе структуры облекания, антиклинальные и антиклинально-блоковые структуры унаследовано развиваются и постепенно выполаживаются. В это время окончательно формируется структурный план палеозоя.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Клинцовская-2 структура относится к Жигулёвско-Пугачёвскому нефтегазоносному району Средне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [2].

В пределах Клинцовской-2 структуры, притоки УВ получены в скважине №2-Клинцовская: из бийских отложений среднего девона приток пластовой воды с растворенным газом; из отложений мосоловского горизонта приток пластовой

воды с нефтью и газом; из черныярско-мосоловских отложений приток пластовой воды с газоконденсатом.

Прямые признаки промышленной нефтегазоносности установлены в непосредственной близости от исследуемого участка на Южно-Первомайском, Западно-Степном, Перелюбском, Разумовском, Тепловском и Марьевском месторождениях, где схожие геолого-тектонические условия, в осадочном чехле которых выявлены следующие нефтегазоносные комплексы:

Среднедевонский терригенно-карбонатный комплекс включает отложения эйфельского и живетского ярусов и нижнефранского подъяруса. В нем установлено несколько пластов-коллекторов, в которых выявлены залежи нефти и газа. Основная роль принадлежит терригенным, однако залежи УВ содержатся и в карбонатных коллекторах. Продуктивны бийские песчаники и известняки, клинцовские известняки, воробьевские песчаники, ардаатовские песчаники и известняки, пашийские песчаники.

В пределах Тепловского и Марьевского месторождения, расположенных северо-восточнее описываемого участка, залежи нефти и газа приурочены к песчаникам воробьевского горизонта.

Ближайшим аналогом для рассматриваемой территории по среднедевонскому нефтегазоносному комплексу является Коптевское газоконденсатное месторождение, расположенное в зоне сочленения Милорадовского прогиба с Марьевской вершиной.

Нижнекаменноугольный терригенный комплекс охватывает бобриковские и тульские горизонты визейского яруса. Залежи нефти и газа связаны с пластами-коллекторами, сложенными песчано-алевролитовыми породами, пористость которых составляет 6 – 12%. Пласты не выдержаны по простиранию и толщине.

Бобриковский горизонт продуктивен на Западно-Степном месторождении, а также на более отдаленных Перелюбском, Тепловском, Даниловском месторождениях.

С тульскими продуктивными породами промышленные притоки нефти связаны на Западно-Степном и Кузябаевском месторождениях.

Нижне-среднекаменноугольный карбонатный комплекс. Комплекс включает отложения окского надгоризонта, серпуховского и башкирского ярусов, имеет повсеместное распространение и сложен однообразной толщей органогенных, выщелоченных, трещиноватых известняков.

Карбонатные породы окского надгоризонта промышленно нефтегазоносны на Западно-Степном и Перелюбском месторождениях.

На Марьевской вершине открыты: Марьевское (получены притоки газа, пластовой воды, пластовой воды с пленкой нефти и растворенного газа) и Коптевское газовое месторождение, расположенное почти в сводовой части вершины. Притоки газа получены из башкирских отложений

На Балаковском месторождении залежь нефти установлена в песчаных коллекторах башкирского яруса, слабые признаки нефти наблюдались в окских отложениях и из верейских отложений получены слабые притоки воды.

Продуктивность полимиктовых песчаников мелекесского, и верейского горизонтов установлена на Перелюбском месторождении.

На Чапаевской площади основным продуктивным горизонтом является верейский, кроме того нефтегазопроявления отмечены в нижнетурнейской и башкирской частях разреза.

Верхнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный комплекс. Комплекс включает толщу пород верхнего карбона и нижней перми. Карбонатные породы в нем представлены биоморфно-детритовыми известняками и доломитами. Нефтегазоносность нижнепермских отложений установлена на Западно-Степном месторождении в сакмарско-артинских известняках получен приток газа.

На Клинцовской-2 структуре основные залежи прогнозируются в терригенно-карбонатных породах среднего девона (воробьевский, мосоловский, клинцовский и бийский горизонты), возможны залежи в терригенных и карбонатных отложениях нижнего карбона (бобриковский, кизеловско-черепетский, упинский и малевский горизонты)



Прогнозируемые залежи нефти и свободного газа по типу природного резервуара относятся к пластовым сводовым, тектонически экранированным на юге по большинству залежей.

С целью подтверждения залежей нефти и газа в среднедевонских и нижнекаменноугольных отложениях и оценкой их запасов категории D<sub>0</sub>, рекомендуется пробурить 2 поисково-оценочные скважины №5 и №6.

Скважина №5 закладывается на 1,5км юго-западнее пробуренной скважины №4, и на 2,5км южнее пробуренной скважины №2 в своде северной приразломной части структуры.

Для опоискования южной приразломной части Клинцовской-2 структуры, предлагается заложить, зависимую от результатов бурения скважины №5, поисково-оценочную скважину №6.

В рекомендуемых поисково-оценочных скважинах в процессе бурения, для получения наиболее полного материала о строении структуры Клинцовской-2 залежи и её нефтегазоносности, необходимо выполнить следующий комплекс исследований:

- отбор керна и шлама;
- геофизические исследования скважин;
- геолого-технологические исследования;
- опробование и испытания пластов;
- лабораторные исследования.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Результаты переинтерпретации материалов ранее проведенных сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, результатов бурения скважины №4 Клинцовских и др. материалы дополнительных сейсморазведочных работ, ВСП-НВП позволили более обоснованно подойти к оценке перспектив изучаемой территории, в том числе структуры Клинцовской-2 подготовленной к поисково-оценочному бурению.

По аналогии с площадями, находящимися в сходных условиях наиболее перспективными пластами-коллекторами в разрезе Клинцовской-2 структуры являются терригенно-карбонатные отложения среднего и верхнего девона, промышленная значимость которых установлена на соседних месторождениях (Рубежинском, Коптевском, Марьевском и др.).

С целью выявления залежей УВ и оценки запасов в пределах Клинцовской-2 структуры рекомендуется заложение двух поисково-оценочных скважин №5 и №6 с проектными глубинами 2400 м и проектным горизонтом – эйфельским, проведением в них комплекса геолого-геофизических исследований, опробования, испытания перспективных горизонтов.

В случае получения промышленных притоков, будет произведена оценка запасов по категориям  $C_1$  и  $C_2$ , определены типы выявленных залежей, их промышленная значимость.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Абрамов, В.М. и др. Проведение детализационных сейсморазведочных работ МОГТ 2D и МСК в пределах выявленных структур в центральной части Пугачёвского - 1 участка недр под поисковое бурение./ В.М. Абрамов, С.И. Ковешникова, С.Е. Приворотова и др. Волгоград, 2007. – 220 с.
2. Дополнение к паспорту на Клинцовскую-2 структуру Пугачевского-1 лицензионного участка, подготовленную к глубокому бурению», ЗАО ПО «Волга-Нефть», г. Саратов, 2011. – 47 с.