

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 поисково-оценочного бурения на  
Преображенской структуре (Самарская область)**

**АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студента 5 курса 551 группы очной формы обучения  
геологического факультета  
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»  
специализация «Геология нефти и газа»  
Меняйленко Ивана Александровича

Научный руководитель

доктор геол.-мин. наук, профессор \_\_\_\_\_ Орешкин И. В.

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор \_\_\_\_\_ Коробов А. Д.

Саратов 2026

## **Введение**

В период 1951-1953, 1962 г.г. на ряде близлежащих площадях Самарской области (Тамбашинской, Красавской, Приволжской, Натальинской, Озерецкой) и Саратовской области (Богородской) проводилось структурное бурение с целью изучения строения горизонтов мезозоя и верхнего карбона. В частности, на Хворостянской площади (в современных контурах - западная часть Тамбашинского ЛУ, восточная часть Богородского ЛУ, северная часть Иргизского ЛУ), в 1951-1953 г.г. структурное бурение проводилось Куйбышевской геолого-поисковой компанией. Непосредственно в пределах западной части Тамбашинского участка, пробурено 12 структурных скважин, вскрывших поверхность карбонатного палеозоя.

Впервые выявление структуры произошло в 2014г., по данным сейсморазведки МОГТ 2D. Полевыми работами занималась сейсморазведочная партия №4 ОАО «Волгограднефтегеофизика», а обработкой и интерпретацией - ООО НПК «Геопроект».

Ближайшая железнодорожная станция - Ишково, располагается в южной части участка, вблизи границы с Саратовской областью. Ближайший населённый пункт - Чувичи, расположенный на юго-западной границе Тамбашинского ЛУ. Ближайший водоём - река Чувич, которая протекает с севера на юг.

Исследуемый участок расположен в зоне умеренного континентального климата с малым перепадом температур и средним количеством осадков.

Преображенская структура - исследуемый объект дипломной работы, который расположен в Самарской области, Хворостянский район, Тамбашинский ЛУ.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование поисково-оценочного бурения на Преображенской структуре. Для её написания были использованы фактические материалы по геологическому строению и нефтегазоносности исследуемого района.

В задачи дипломной работы входят:

1. сбор и анализ геолого-геофизических материалов, которые характеризуют строение и нефтегазоносность Преображенской структуры, а так же соседних с ней месторождений;

2. составление плана поисково-оценочного бурения с дальнейшей рекомендацией;

3. развитие навыков ведения самостоятельной научно-исследовательской работы и применения соответствующих методик для решения конкретных задач.

Дипломная работа состоит из введения, пяти глав, заключения и содержит 57 страниц текста, 16 рисунков, 6 таблиц и 10 графических приложений. Список использованных источников включает 20 наименований

### **Основное содержание работы**

В 1952-1968г.г. материалы структурного бурения послужили обоснованием для заложения поисковых скважин на Новотуловской, Красавской и Богородской площадях. В результате бурения на Богородской структуре в Саратовской области было открыто месторождения нефти в бобриковских породах.

В 1956 г. юго-западной части современного контура Тамбашинского лицензионного участка на Хворостянской структуре Чапаевской компанией разведочного бурения была пробурена разведочная скважина № 4 Хворостянская, вскрывшая фундамент. По результатам бурения Хворостянская структура отнесена к структурам с неустановленной нефтегазоносностью.

ОАО «Волгограднефтегеофизика» провело основной объём сейсморазведки МОГТ-2D на Тамбашинском участке и прилегающих с юга Богородской и Иргизской лицензионных участках (Саратовская область). Высокая степень изученности методом МОГТ-2D позволила в 2013–2015 гг. подготовить паспорта на перспективные структуры по породам нижнего и среднего карбона: Рождественскую, Андреевскую-1 и Благовещенскую.

Впервые выявление структуры произошло в 2014г., по данным сейсморазведки МОГТ 2D. Основной объём современной сейсморазведки МОГТ

в пределах Тамбашинского участка и сопредельных территорий, примыкающих к нему с юга (Богородская и Иргизская лицензионные участки Саратовской области), выполнен в последние годы ОАО «Волгограднефтегеофизика». Степень изученности МОГТ-2D, в пределах указанных участков, достаточно высока. На основании выполненных исследований на отмеченных участках в Саратовской области, в 2013-2015г.г. подготовлены паспорта на перспективные по отложениям нижнего и среднего карбона объекты (структуры Рождественская, Андреевская-1, Благовещенская). Все структуры подготовлены по отложениям нижнего- и среднего карбона [2].

В строении изучаемой территории принимают участие породы верхнего девона, карбона, неогеновой и четвертичной систем. Разрез сложен преимущественно карбонатными отложениями. ПКЗ литолого-стратиграфический разрез скважины 1\_Pг показан на приложении А в интервале глубин от 0 до 1400 м. Нефтегазоносность установлена в упинских и бобриковских отложениях. Интервал глубины продуктивного горизонта  $C_{1bb}$  от -1276 до -1301 м. и продуктивного горизонта  $C_{1up}$  от -1328 до -1352 м. В гумеровское ( $C_{1t}$ ), радаевское ( $C_{1v}$ ), михайловское ( $C_{1v}$ ), веневское ( $C_{1v}$ ), вознесенское ( $C_{2b}$ ), краснополянское ( $C_{2b}$ ), северокельтменское ( $C_{2b}$ ), каширское ( $C_{2m}$ ), подольское ( $C_{2m}$ ), мячковское ( $C_{2m}$ ) время и в пермский (P), триасовый (T), юрский (J), меловой (K), палеогеновый (Pa) периоды прослеживается чёткое отсутствие или размывание в осадконакоплении.

Исходя из разведанных данных, территория Преображенской структуры относилась к морским, а в верхней части разреза возможно даже континентальным фациям. Весь разрез преимущественно состоит из карбонатных отложениях, что говорит от стабильной глубоководной обстановке. Плавный переход от преимущественно карбонатных пород к терригенным, а затем обратно к карбонатным, происходит в визейском веке, что свидетельствует о регрессивно-трансгрессивным характере формирования углеводородных залежей на этой территории [3].

В региональном тектоническом отношении Тамбашинский лицензионный участок приурочен к южному склону Жигулевского свода фундамента, который на юге и юго-западе граничит с Иргизским прогибом, а на юго-востоке - с Бузулукской впадиной. Преображенская структура расположена в пределах Духовницкого выступа фундамента, который является одним из серии изометрических выступов фундамента, осложняющих южный склон Жигулевского свода, все это можно рассмотреть на рисунке 2 и приложении Б [4].

Преображенская структура в отложениях осадочного чехла представляет собой антиклинальную складку, сводовая часть которой осложнена двумя поднятиями (вершинами). Положение складки в плане соответствует эрозионно-тектонической форме, морфологически выраженной в рельефе поверхности кристаллического фундамента. По своему морфогенетическому типу относится к тектоническому типу рельефа поверхности фундамента.

При подготовке Преображенской структуры составлены структурные карты по отражающим горизонтам: F, nD<sub>3k</sub>, nC<sub>1up</sub>, nC<sub>1bb</sub>, nC<sub>1al</sub>, nC<sub>2mk</sub>.

Преображенская структура является типичной в тектоническом отношении для Самарской области. Для неё, как и для многих других структур этой области, характерно субмеридиональное - меридиональное простирание складок антиклинального - брахиантиклинального типа с небольшими мощностями слоев и с продуктивными отложениями в карбоне [5].

В общепринятой системе нефтегазогеологического районирования Тамбашинский ЛУ расположен в пределах Средневожской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Для Самарской области типичны структуры с субмеридиональным—меридиональным простиранием антиклинальных и брахиантиклинальных складок, небольшой мощностью слоёв и продуктивными карбоновыми отложениями. К числу таких объектов относится и Преображенская структура [4].

Согласно схеме нефтегазгеологического районирования, Тамбашинский лицензионный участок располагается в пределах Средневолжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [6]. В непосредственной близости от участка находятся следующие известные месторождения: Благовещенское (C1bb); Никольское (C2b, C1bb, C1up); Богородское (C1bb, C1up); Васильковское (C2cr-pk, C1bb, C1up). Их расположение отображено на рисунке 10. Все перечисленные месторождения приурочены к отложениям каменноугольной системы и могут служить эталонными объектами при оценке ресурсов нефтегазоносности Преображенской структуры.

Исходя из проведённых на Тамбашинском ЛУ геолого-геофизических исследований (анализ данных ГИС и бурения) Преображескую структуру можно отнести к ресурсам категории D<sub>0</sub> (подготовленные) по классификации 2016 г по нижнекаменноугольным нефтегазоперспективным отложениям.

При оценке ресурсов в бобриковских отложениях использованы подсчётные параметры по залежи пласта C<sub>1bb</sub> Благовещенского месторождения. Ожидаемый тип залежи - пластовый сводовый. При оценке ресурсов в упинских отложениях использованы подсчётные параметры, принятые при оперативном пересчёте запасов Никольского месторождения. Ожидаемый тип залежи - пластовый сводовый.

Для расчёта подготовленных ресурсов нефти и растворённого газа по подготовленному к поисковому бурению объекту в бобриковских отложениях для Преображенской структуры приняты подсчётные параметры Благовещенского месторождения. Для расчёта подготовленных ресурсов нефти и растворённого газа, подготовленных к поисковому бурению объектов в упинских отложениях - приняты подсчётные параметры Никольского месторождения [6].

Подготовленные ресурсы Преображенской структуры по категории D<sub>0</sub> по Южной вершине составляют 1150 тыс.т нефти и 84 млн.м<sup>3</sup> газа. По Северной - 137 тыс.т нефти и 11 млн.м<sup>3</sup> газа. По предварительным подсчетам ресурсов по

категории  $D_0$ , на основании соседних эталонных участков, данное месторождение относится к ряду мелких

Приведенная оценка подготовленных ресурсов представляет собой количество углеводородов, которое ловушки структуры могут вместить в соответствии с принятыми подсчетными параметрами (по залежам - аналогам) и с принятым коэффициентом заполнения ловушек [7].

Характеристика Преображенской структуры по нижнекаменноугольным отложениям, показанная на приложении В

С целью подтверждения прогнозируемых ловушек УВ в отложениях нижнего карбона и оценки их нефтегазоносности, рекомендуется бурение 2-х проектных скважин. Учитывая лучшую морфологию Южной вершины Преображенской структуры в сравнении с её Северной вершиной, предлагается в качестве первоочередной, бурение скважины 1\_Pr в апикальной части Южной вершины глубиной 1400 м со вскрытием полной мощности упинских отложений нижнего карбона.

В скважине предусматривается систематический отбор шлама в целях наблюдения за изменением литологического состава вскрываемого разреза, появлением возможных признаков нефтегазоносности. Шлам отбирается каждые 5 метров проходки, а в перспективных по нефтегазоносности интервалах ( $C_{1bb}$  от -1276 до -1301 м. и  $C_{1up}$  от -1328 до -1352 м.) каждый метр. Непрерывно проводится газовый каротаж для контроля и выявления УВ газов выходящих из бурового раствора .

Отбор керн производится на границах стратиграфических подразделений, а в предполагаемых нефтегазоносных горизонтах ( $C_{1bb}$  от -1276 до -1301 м. и  $C_{1up}$  от -1328 до -1352 м.) сплошной с учетом изучения покрывающих и подстилающих пород (3 м над кровлей проницаемой части пласта и 5 м ниже последнего проницаемого пропластка) [8].

Извлеченный из скважин керн и шлам с признаками нефтегазоносности парафинируются и отправляются для исследования в соответствующие лаборатории для дальнейшего изучения.

Если в процессе бурения скважин по результатам ГИС будут выявлены продуктивные пласты в бобриковском и упинском горизонтах, то рекомендуется их опробование в эксплуатационной колонне. В случае отсутствия признаков нефтегазоносности проведение опробования признаётся нецелесообразным.

При обнаружении в разрезе скважины продуктивных пластов и подтверждении промышленного характера их насыщения по результатам испытания пластов на трубах (ИПТ) в скважину спускается эксплуатационная колонна. В её пределах необходимо отдельно испытать все перспективные интервалы на различных режимах работы скважины. Это позволит:

- установить промышленную нефтеносность пластов;
- оценить их продуктивные характеристики;
- получить данные, необходимые для подсчёта запасов нефти.

В рамках комплекса работ по испытанию скважин в процессе бурения необходимо обеспечить совместное применение испытателей пластов на бурильных трубах и опробователей на каротажном кабеле. Такое сочетание методов позволяет повысить достоверность получаемых данных и расширить спектр решаемых геолого-промысловых задач.

### **Заключение**

На основании анализа геологического строения Тамбашинского лицензионного участка и результатов сейсмических исследований, выполненных на Преображенской структуре, с учётом оптимальных структурных условий рекомендовано бурение двух проектных скважин — 1\_Pr и 2\_Pr — для подтверждения продуктивности пород. При этом бурение второй скважины будет поставлено в зависимость от результатов бурения первой (скважины 1\_Pr). Интервалы бурения определены следующим образом:

- для терригенных бобриковских пород: от –1276 м до –1301 м;

- для карбонатных упинских пород: от –1328 м до –1352 м.

В ходе выполнения работ на Преображенской структуре были получены следующие результаты:

1. Изучен литологический состав пород.
2. Проанализированы тектонические и структурные условия участка.
3. Выполнено сопоставление структурных планов.
4. На основе данных по соседним эталонным участкам рассчитаны подготовленные ресурсы категории D<sub>0</sub>: 1 287 тыс. т нефти и 95 млн м<sup>3</sup> растворённого газа.
5. Определена степень катагенетического преобразования органического вещества в литолого-стратиграфических комплексах.

При получении промышленных притоков в проектных скважинах Преображенская структура подлежит переводу на разведочный этап геологоразведочных работ с последующей подготовкой к разведочному бурению. В случае открытия месторождения собранные геолого-геофизические материалы должны быть представлены на государственную экспертизу запасов. По итогам экспертизы запасы ставятся на государственный баланс.

### **Список использованных источников**

1. Провоторова С.Е. и Денисенко Ю.В. Паспорт на Преображенскую структуру, подготовленную сейсморазведкой МОГТ - 2D к поисково-оценочному бурению в пределах Тамбашинского лицензионного участка, Волгоград 2016 г.

2. Абрамов В.М., Денисенко Ю.В. и др. Отчет по теме «Проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ-2Д и работ по изучению верхней части разреза методом МСК в пределах центральной и северной частей Иргизского лицензионного участка», Волгоград, 2013 г. Фонды ОАО «Волгограднефтегеофизика».

3. Жидовинов Н.Я., Староверов В.Н. Фациальный анализ: Учебное пособие.

- Саратов: Издательский Центр «Наука», 2008 г. - 200 с.

4. А.Т. Колотухин, И.В. Орешкин, С.В. Астаркин, М.П. Логинова Волго-Уральская нефтегазоносная провинция: Учебное пособие. - Саратов: ООО Издательский Центр «Наука», 2014.- 172 с.

5. Шебалдин В.П. Тектоника Саратовской области, г. Саратов ОАО «Саратовнефтегеофизика», 2008 г. - 40 с.

6. Дорофеев Н.В. «Оперативный пересчет запасов Никольского месторождения», ООО «НОВАтехнолоджиз», г. Москва, 2010 г. Фонды ООО «ЮКОЛА-нефть».

7. Логинова М.П., Колотухин А.Т. Подсчёт запасов и оценка ресурсов нефти и газа: Учебное пособие/Логинова М.П., Колотухин А.Т., - Саратов: ООО Издательский Центр «Наука», 2019 г. - 96 с.

8. РД 153-39.0109-01 «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических исследований нефтяных и газонефтяных месторождений. Методические указания» (Приказ Минэнерго России от 05.02.2002).