

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии  
горючих ископаемых

**Обоснование перспектив нефтегазоносности и поисково-оценочного  
бурения на Центральной группе структур  
(Саратовская область)  
АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студентки 4 курса, 412 группы  
специальности: 21.05.02 -прикладная геология  
заочного отделения  
геологического факультета  
Корчагиной Алёны Александровны

Научный руководитель  
кандидат геол.-мин. наук, доцент

Л.А. Коробова

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

А.Д. Коробов

Саратов 2019

## **Введение**

В настоящее время в Саратовской области в нефтегазопроисловых работах основной упор делается на открытие мелких и средних месторождений нефти и газа. Для увеличения запасов необходимо опословывать неохваченные участки недр и их разбуривать. Одним из таких участков является Центральная группа структур, входящая в состав Григорьевского лицензионного участка (ЛУ).

Административно изучаемый район расположен в Духовницком районе Саратовской области.

Центральная группа структур подготовлена к поисковому бурению по данным сейсморазведки МОГТ-2D в 2007 году по отражающим горизонтам  $nC_{1al}$ ,  $nC_{2mk}$ ,  $nC_{2ks}$ , PZ.

Центральная группа структур состоит из трёх близко расположенных локальных поднятий по отложениям карбона: Южной, Центральной и Северной.

Перспективными по аналогии с соседними Богородским, Кротовским, Остролукским и Васильковским месторождениями являются отложения нижнего и среднего карбона, а именно: черемшанский, прикамский, бобриковский, упинский и малевский горизонты.

Целью дипломной работы является оценка перспектив нефтеносности и обоснование поисково-оценочного бурения на Центральной группе структур, расположенной на Жигулевском своде.

Объем работы. Дипломная работа состоит из введения, 4 глав, заключения и содержит 51 страницу текста, 9 рисунков, 4 таблиц, 6 графических приложений. Список использованных источников включает 14 наименований.

## **Основное содержание работы**

Систематическое изучение геологического строения начинается с 80-ых годов. Работами Синцова И.Ф., Никитина С.Н., Павлова А.П. и др. был накоплен и систематизирован материал, позволивший составить единые

стратиграфическую и тектоническую схемы Саратовского Заволжья, которые существовали до последнего времени и были частично или полностью пересмотрены только с проведением в этом районе буровых работ [1].

В период с 2000 по 2004 г.г. на Богородском лицензионном участке, расположенном к юго-востоку от Центральной группы структур проводилась сейсморазведка МОГТ-2D, с целью детализации строения месторождения и выявления новых перспективных объектов на нефть и газ. Полученные данные послужили основой для изучения геологического строения Григорьевского лицензионного участка [2].

Перспективность исследуемого участка повышает открытие в 2004 году Остролукского месторождения нефти в результате проведения сейсморазведочных работ МОГТ-2D на Сосновогорском - 1 лицензионном участке, расположенном в 9 км на запад северо-запад от участка работ. Месторождение было открыто на ранее выявленной сейсморазведкой Остролукской структуре. Продукция была обнаружена в бобриковских терригенных и кизеловско-черепетских и карбонатных коллекторах.

В 2007 г. Григорьевской сейсморазведочной партией № 1807 ОАО «Саратовнефтегеофизика» были проведены детализационные сейсморазведочные работы с целью подготовки перспективных объектов на нефть и газ по методике МОГТ-2D. Плотность сети профилей составила 2,3 пог.км/км<sup>2</sup> на Южной структуре, 2,1 пог.км/км<sup>2</sup> на Центральной структуре и 2,0 пог. км/км<sup>2</sup> на Северной структуре. Относительно невысокая плотность обусловлена условиями на местности, наличием оврагов, не позволяющих отработать более плотную сеть профилей. Коэффициент качества полевого материала  $K_{\text{кач.}} = 0,950-0,968$ . Результатом проведённых работ стал «Паспорт на Центральную группу структур, подготовленную сейсморазведкой МОГТ к поисково-разведочному бурению на нефть и газ» [3].

Результаты сейсморазведочных работ совместно с материалами глубокого бурения на Богородском, Остролукском, Кротовском и Васильковском месторождениях (структурах) позволяют прогнозировать на Центральной

группе структур залежи нефти в черемшано-прикамском, бобриковском, упинском и малевском горизонтах, относя их к подготовленным ресурсам категории D<sub>0</sub>. Прогнозируются по 4 нефтяных залежи на каждой из трёх структур.

В геологическом строении осадочного чехла Центральной группы структур принимают участие породы девонской, каменноугольной, юрской, неогеновой и четвертичной систем [3].

Породы девонской системы (заволжский надгоризонт), представлены известняками серыми, плотными, крепкими, мелкокристаллическими и доломитами серыми, темно-серыми, плотными, крепкими, мелко- и тонкокристаллических, глинистыми. Толщиной 50 м.

Породы каменноугольной системы (турнейский, визейский, серпуховский, баккирский, московский гжельский и касимовский ярусы) представлены в нижней и верхней части разреза известняками серыми, плотными, крепкими, мелкокристаллическими, органогенно-детритовыми, биоморфными, трещиноватыми, кавернозными; аргиллитами серыми, темно-серыми, пиритизированными, плотными; доломитами серыми, темно-серыми, плотными, крепкими, мелко- и тонкокристаллическими. В средней части разреза песчано-глинистые породы: песчаники светло-серые, кварцевые, средне- и мелкозернистые, слабосцементированные, слоистые, слюдистые, сланцеватые, аргиллиты темно-серые, черные, слоистые, плотные; глины, аргиллиты от светло-серых до черных, плотные, слоистые, прослоями обогащенные известковистым или алевролитовым материалом. Толщиной 1195 м.

Породы юрской системы (байосский и батский ярусы) представлены глинисто-песчаными и глинистыми породами: глинами серыми с голубоватым оттенком, неизвестковистыми, плотными, жирными; песками светло-серыми, разнозернистыми, сильно и слабоглинистыми, галькой и щебнем; песками мелкозернистыми, светло-серыми, кварцевыми. Толщина 70 м.

Породы неогеновой системы (акчагыльский ярус) представлен песками серыми и темно-серыми, мелко и среднезернистыми, кварцевыми, слюдистыми, в различной степени глинистыми; глинами бурыми, серыми, темно-серыми, местами с зеленоватым оттенком, плотными, жирными. Толщиной 65 м.

Породы четвертичной системы представлены делювиальными суглинками светло-коричневыми, желтовато-бурыми, плотными, глинами серыми, темно-серыми, плотными, в различной степени песчанистыми, песками буровато-серыми, разномзернистыми и грубообломочным материалом. Толщина 20 м.

Для разреза характерны стратиграфические несогласия, полное отсутствие в разрезе стратиграфических подразделений (палеогеновые и меловые отложения размывы в результате глубокого преднеогенового размыва, при этом глубина размыва нарастает в восточном направлении), что свидетельствует о сложной истории тектонического развития исследуемой территории.

В каменноугольное время на территории исследования были благоприятные условия для формирования природных резервуаров, преимущественно пластового типа.

В современном тектоническом плане изучаемый участок приурочен к южному склону Жигулевского свода. Жигулевский свод является элементом древнего девонского времени формирования, заложившимся на рифейском основании Пачелмского авлакогена, и унаследовано развивавшимся в верхнем палеозое, и возможно в преакчагыльскую фазу тектогенеза, постепенно утрачивая морфологическую выраженность, что следует связать с усилением регионального наклона на юг [4,5].

Наиболее значительные континентальные перерывы осадконакопления приурочены к преддевонской и предтиманской (или возможно предсаргаевской) тектоническим фазам, с которыми связаны наиболее мощные перестройки структурных планов и размывы на различную глубину древних отложений. Так в результате преддевонского перерыва полностью уничтожены отложения кембрия, ордовика, силура и нижнего девона.

В девонское время Жигулевский свод являлся источником сноса в формирующийся Иргизский прогиб и девонские отложения залегают на породах кристаллического фундамента. Формируются структуры облекания в терригенном девоне над додевонскими останцами.

В предтиманскую фазу тектогенеза отложения эйфельского и живетского возраста в пределах останцов размываются и в сводах останцов тиманско-пашийские отложения залегают на породах фундамента. К структурам облекания по отложениям терригенно-карбонатного комплекса девона относятся как подготовленная Центральная группа структур, так и Кротовская, Васильковская, Богородская и Остролукская структуры, в пределах которых открыты залежи УВ.

Центральная группа структур представляет по отложениям девона и карбона три близко расположенные брахиантиклинали, которые унаследованно развивались над останцами фундамента: Южную, Центральную и Северную [3,4].

По подошве алексинских отложений (отражающий горизонт  $nC_1^{al}$ ) структурные планы сохраняются. Южная и Центральная структуры находятся в пределах протяжённой валообразной антиклинали северо-восточного простирания (по незамкнутой изогипсе минус 1170 м), отходящей на западе от Кротовской структуры и протягивающейся до восточной границы участка.

Южная структура в её пределах оконтуривается по изогипсе минус 1155 м, размеры 2,0 x 1,0 км, минимальная отметка в своде минус 1140 м, амплитуда 20 м.

Центральная структура оконтуривается по условно рассчитанной изогипсе минус 1165 м, её размеры 3,0 x 1,0 км, минимальная отметка в своде минус 1150 м, амплитуда 15 м.

Северная структура расположена в 2-х км на север от Центральной, оконтуривается по условно рассчитанной изогипсе минус 1175 м, её размеры 1,5 x 1,7 км, минимальная отметка в своде минус 1160 м, амплитуда 10 м.

По подошве мелекесских отложений (отражающий горизонт  $nC_2^{mk}$ ) все три

структуры выполаживаются, их амплитуды существенно уменьшаются, расположение сводов сохраняется.

Южная структура оконтуривается по условно рассчитанной изогипсе минус 775 м, её размеры 2,4 x 1,3 км, минимальная отметка в своде минус 765 м, амплитуда 10 м.

Центральная структура также оконтуривается по условно рассчитанной изогипсе минус 775 м, её размеры 2,5 x 1,0 км, минимальная отметка в своде минус 770 м, амплитуда около 10 м.

Северная структура оконтуривается по условно рассчитанной изогипсе минус 775 м, её размеры 1,5x1,0 км, минимальная отметка в своде минус 770 м, амплитуда 5 м.

По подошве каширских отложений (отражающий горизонт  $nC_2^{ks}$ ) при принятом сечении изогипс 10 м Южная и Центральная структуры вырисовываются в виде одного структурного носа по изогипсам минус 680 м и минус 690 м, раскрывающегося на юго-запад. Сводовым частям этих структур в пределах структурного носа отвечают приподнятые зоны в несколько метров соответственно на абсолютных отметках минус 670 м и минус 680 м.

Северная структура оконтуривается по условно рассчитанной изогипсе минус 695 м, размеры 1,7 x 1,4 км, минимальная отметка в своде минус 690 м, амплитуда около 6 м.

По схеме нефтегазогеологического районирования изучаемый участок расположен в пределах – Средне-Волжской нефтегазоносной области, которая входит в Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию [5].

Как отмечалось выше, в тектоническом отношении участок приурочен к южному склону Жигулевского свода. Здесь в окрестностях рассматриваемой территории открыто четыре нефтяных месторождения – два на сопредельных лицензионных участках: Богородском ЛУ – Богородское нефтяное месторождение; Сосновогорском ЛУ – Остролукское нефтяное месторождение.

Ещё два месторождения открыты непосредственно на Григорьевском лицензионном участке: Кротовское и Васильковское нефтяные месторождения.

Центральная группа структур располагается в 3 км на северо-восток от Кротовского и в 10 км на северо-запад от Васильковского нефтяных месторождений. На первом, а также близлежащих Богородском и Остролукском месторождениях нефтеносны песчаники бобриковского горизонта, на втором – известняки упинского горизонта. По материалам ГИС на Васильковском месторождении продуктивны карбонатные малевские и черемшанско-прикамские отложения, но перфорацией в эксплуатационных колоннах они не испытывались. На Васильковском месторождении песчаники бобриковского горизонта обводнены.

Пласты-коллекторы черемшанско-прикамского горизонта ( $C_2^{cm-pk}$ ) башкирского яруса сложены известняками, тип коллектора – смешанный (трещинно-поровый). На соседних месторождениях толщина коллекторов от 1,8 до 15,4 м, пористость изменяется от 6,2 до 12,6 %, нефтенасыщенная толщина - от 0,6 в до 3,2 м. Продуктивны по ГИС черемшанско-прикамские отложения в скв. №№1, 3, 4 Кротовских. Покрышками являются плотные известняки черемшанско-прикамского горизонта и перекрывающие их глины и аргиллиты верейского горизонта.

Пласты-коллекторы бобриковского горизонта ( $C_1^{bb}$ ) представлены кварцевыми песчаниками, участками глинистыми. Глинистость по данным бурения возрастает от Богородского на север в сторону Кротовского и Васильковского месторождений. Тип коллектора – поровый (гранулярный), его мощность изменяется от 1,6 до 23,6 м, пористость - 10,3-29,0 %, нефтенасыщенная толщина от 1,0 в до 13,2 м. Пласты-коллекторы бобриковских отложений продуктивны на Остролукском, Кротовском и Богородском месторождениях. Покрышками являются вышележащие глины и отложения тульского горизонта, который сложен преимущественно глинами с прослоями известняков.

Пласты-коллекторы упинского горизонта ( $C_1^{up}$ ) представлены известняками, тип коллекторов – смешанный (трещинно-поровый). Их мощность изменяется от 6,8 до 9,4 м, пористость – от 8,1 до 11,9 %,



нефтеносность установлена только в скважине №1 Васильковская. Нефтенасыщенная толщина их по ГИС составляет 8,2 м. Покрышкой служат вышележащие глины и аргиллиты упинских отложений.

Пласты-коллекторы малевского горизонта ( $C_1^{ml}$ ) также сложены известняками, тип коллекторов – смешанный (трещинно-поровый). Их толщина до 14 м, пористость – 5,5-10,7%. Нефтеносность установлена только в скв. №1 Васильковская, нефтенасыщенная толщина здесь - 6,6 м, покрышкой служат вышележащие аргиллиты упинских отложений.

Подготовленные извлекаемые ресурсы нефти и растворенного газа категории  $D_0$  Центральной группы структур подсчитаны объемным методом и составляют: 3001,4 тыс.тонн/56,38 млн.  $m^3$  соответственно.

Обоснованием постановки поисково-оценочного бурения на Центральной группе структур является:

- наличие в разрезе пород-коллекторов и флюидоупоров, сочетания которых образуют природные резервуары УВ в ниже- и среднекаменноугольных отложениях;
- наличие паспорта на Центральную группу структур Жигулевского свод, подготовленную сейсморазведкой МОГТ-2D к поисково-оценочному бурению;
- доказанная нефтегазоносность черемшанско-прикамских, бобриковских, упинских и малевских отложений на соседних месторождениях (Богородском, Кротовском, Остролукском и Васильковском).

Основным объектом поисков залежей углеводородов на Центральной группе структур являются средне- и нижнекаменноугольные карбонатно-терригенные отложения, являющиеся аналогами отложений этого возраста на близлежащих месторождениях. Продуктивность вышеперечисленных отложений прогнозируется по результатам сейсморазведочных работ, проведенных на исследуемой территории методом ОГТ-2D в 2007 г. и по материалам глубокого бурения на Богородском, Остролукском, Кротовском и Васильковском месторождениях. Подготовленные ресурсы нефти категории  $D_0$

Центральной группы структур составляют: балансовые (геологические) 6670 тыс. тонн, извлекаемые 3001,4 тыс. тонн [3].

С целью подтверждения наличия Центральной группы структур, выявления залежей нефти и газа и оценки выявленных залежей по категориям  $C_1$  и  $C_2$ , рекомендуется пробурить три поисково-оценочные скважины.

Поисково-оценочную скважину №1 рекомендуется заложить в своде Южной структуры на профиле 1805034, пикет 1375 (пересечение с профилем 1805042). Проектная глубина скважины 1400 м, проектный горизонт - заволжский.

Поисково-оценочную скважину №2 рекомендуется заложить в своде Центральной структуры на профиле 1805034, пикет 4525 (пересечение с профилем 1804011). Проектная глубина скважины 1400 м, проектный горизонт - заволжский.

Поисково-оценочную скважину №3 рекомендуется заложить в своде Северной структуры на профиле 1807055, пикет 2625 (пересечение с профилем 1807057). Проектная глубина скважины 1405 м, проектный горизонт - заволжский.

Главными задачами этих скважин являются оценка перспектив нефтеносности в черемшано-прикамских, бобриковских, упинских и малевских отложениях, получение информации о геометрии резервуаров, значениях промысловых фильтрационных и подсчетных параметров.

Скважины №№1 и 2 независимые, бурение скважины №3 зависит от результатов, полученных при бурении скважин №№1 и 2. Очередность бурения – в порядке нумерации скважин.

Для решения поставленных геологических задач предусматриваются [6]:

- 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 в процессе бурения, опробования и испытания.

При положительном результате поискового бурения будут определены задачи детализационных сейсморазведочных работ и дальнейшего оценочного бурения.

### **Заключение**

Центральная группа структур подготовлена сейсморазведкой в отложениях терригенно-карбонатного нижнего и среднего карбона, является перспективным в нефтегазоносном отношении, что обусловлено наличием в предполагаемом разрезе чередования пород-коллекторов и флюидоупоров, а также открытием на соседних площадях в аналогичных тектонических условиях месторождений с промышленными залежами в терригенно-карбонатных отложениях.

По аналогии с известными месторождениями Богородскому, Остролукскому, Кротовскому и Васильковскому, в пределах Жигулевского свода можно прогнозировать наличие скоплений УВ в черемшанско-прикамском, бобриковском, упинском и малевском горизонтах. Предполагаемый тип залежей пластовые сводовые. Все прогнозируемые залежи горизонтов являются нефтяными с подготовленными ресурсам категории  $D_0$ .

С целью выявления прогнозируемых залежей, оценки их запасов по категориям  $C_1$  и  $C_2$  рекомендуется бурение трех поисково-оценочных скважин №№1,2,3 с проектными глубинами соответственно 1400 м, 1400 м, 1405 м, проектным горизонтом – заволжским. Для решения поставленных задач в скважинах необходимо провести отбор керна и шлама, ГИС и ГТИ, опробование и испытание.

Открытие залежей УВ обеспечит прирост запасов по категориям  $C_1$  и  $C_2$ , определит типы выявленных залежей, их промышленную значимость  $C_2$  и создаст предпосылки для дальнейшего развития поисково-разведочных работ в районе на данной и других площадях.

### **Список использованных источников**

1. Федорчук Р.А., Вислова М.А., Уварова Л.Н. Отчет «Проведение сейсморазведочных работ МОГТ - 2D на Григорьевском лицензионном участке с целью выявления новых перспективных объектов на нефть и газ», г. Саратов, ОАО «Саратовнефтегеофизика», 2005.
2. Федорчук Р.А., Кангас Г.В. Отчёт «Переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных материалов прошлых лет на Богородском лицензионном участке с целью уточнения строения Богородского месторождения». Фонды ОАО «Саратовнефтегеофизика». Саратов, 2004.
3. Федорчук Р.А., Кангас Г.В. «Паспорт на Центральную группу структур, подготовленную сейсморазведкой МОГТ к поисково-разведочному бурению на нефть и газ» г. Саратов, ОАО «Саратовнефтегеофизика», 2007.
4. Шебалдин В.П., Никитин Ю.И., Пахомов И.Б. и др. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Саратовской области. Фонды ОАО «Саратовнефтегеофизика». Саратов, 1993.
5. Колотухин А.Т., Астаркин С.В., Логинова М.П. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран. Учебное пособие. ООО Издательский Центр «Наука». Саратов, 2013.
6. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ, Москва, 2001.