

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 Южно-  
Краснокутской структуре (Саратовская область)**

**АВТОРЕФЕРАТ К ДИПЛОМНОЙ РАБОТЕ**

студента 6 курса, 611 группы, заочной формы обучения

геологического факультета

специальности: 21.05.02 «Прикладная геология»,

специализация «Геология нефти и газа»

Зинченко Андрея Валериевича

Научный руководитель:

кандидат геол.-мин. наук, доцент ..... Л.А.Коробова

Заведующий кафедрой:

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

Саратов 2020

## Введение

Саратовская область является одной из старейших нефтегазодобывающих областей Российской Федерации. На данный момент она обеспечивает себя углеводородами лишь на 10% от потребления, однако в области развита инфраструктура, что позволяет эксплуатировать даже небольшие месторождения. Нарращивание запасов углеводородов представляет важную задачу для региона. Одной из структур, которая, возможно, позволит увеличить запасы углеводородов Саратовской области, является Южно-Краснокутская структура.

Южно-Краснокутская структура в административном отношении расположена в Краснокутском районе Саратовской области. Южно-Краснокутская структура в тектоническом плане приурочена к Прибортовой моноклинали, в зоне разделяющей бортовой уступ Прикаспийской впадины от Степновского сложного вала.

Южно-Краснокутская структура впервые выявлена в 1970 г. по данным сейсморазведки МОВ Краснокутской сейсмической партией №1373.

Структура подготовлена в 2008 г. по данным сейсморазведки МОГТ 2D 2006-2007 гг. по отражающим горизонтам  $nD_3k$ ,  $nC_2mk$ ,  $nP_1k$ .

Ближайшие месторождения: Краснокутское газовое – на юго-западе и западе, Ждановское и Карпенское нефтегазоконденсатные – на востоке.

По аналогии с ближайшими месторождениями перспективными на Южно-Краснокутской структуре являются тиманско-пашийские и нижнепермские отложения.

Цель работы – геологическое обоснование постановки поисково-оценочного бурения на Южно-Краснокутской структуре.

Объем работы. Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 40 страниц текста, 2 рисунка, 3 таблицы, 8 графических приложений. Список использованных источников включает 17 наименований.

## Основное содержание работы

Паспорт на Южно-Краснокутскую структуру [1] подготовлен по данным сейсморазведки МОГТ 2D 2006-2007 гг. (ОАО «Саратовнефтегеофизика») с учетом выполненных ранее геолого-геофизических работ. Обработка проведена в московском представительстве «ParadigmGeophysical» в 2007 г. с использованием обрабатывающих пакетов Focus и GeoDepth. В 2008 г. силами ООО НПК «Геопроект» (г. Саратов) выполнена интерпретация сейсмических данных в интерпретационной системе ИНПРЕС.

Интерпретировались временные сейсмические разрезы, полученные после пластовой миграции в системе GeoDepth.

Для интерпретации сейсмических данных уточнялись и были использованы стратиграфические разбивки по глубоким скважинам №№1, 4, 5, 6, 7, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 18, 19, 21, 22, 23, 45, 59, 64, 65, 66, 68, 69, 70, 71, 72, 74, 75, 76, 77 Краснокутским, №1 Баженовской, №№2, 4, 5, 6, 7, 8 Ждановским, №№ 30, 41, 44 Долинным.

Для привязки волнового поля привлечены данные ВСП глубоких скважин №№6, 10, 15, 16, 22 Краснокутских.

В процессе интерпретации по временным разрезам осуществлялась привязка, корреляция опорных отражающих горизонтов, увязка по замкнутым полигонам, построение карт изохрон. Для структурных построений были получены графики зависимостей  $\Delta H = f(\Delta T)$  и карты изменения интервальных скоростей между опорными горизонтами.

Были прокоррелированы отражающие горизонты  $nD_2vb$ ,  $nD_3k$ ,  $nC_{1ur}$ ,  $nC_{1mh}$ ,  $nC_{2mk}$ ,  $nC_{2ks}$ ,  $nP_1k$ ,  $nP_2t$ ,  $nJ$ ,  $nK$ ,  $nN$ . Структурные построения для горизонтов  $nP_2t$ ,  $nP_1k$ ,  $nC_{2ks}$ ,  $nC_{2mk}$ ,  $nC_{1mh}$ ,  $nC_{1ur}$ ,  $nD_3k$ ,  $nD_2vb$  были выполнены с сечением изогипс 20 м [2].

Отражающий горизонт  $nP_2t$  построен от линии приведения сейсмических профилей (0 м) с использованием графика зависимости между

временем регистрации отражения на временном разрезе и глубиной по скважинным данным.

Плотность сейсмических профилей в пределах подготовленной структуры составила  $1,7 \text{ км/км}^2$ .

В строении осадочной толщи Южно-Краснокутской площади принимают участие палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения. Фундамент на сопредельной территории не вскрыт.

Породы девонской системы сложены песчаниками серыми мелкозернистыми кварцевыми, алевролитами, аргиллитами; известняками, местами глинистыми, доломитами серыми, песчаниками светло-серыми, пористыми; известняками, местами глинистыми, трещиноватыми, с прослоями мергелей и доломитов. Толщина 1070 м.

Породы каменноугольной системы в нижней части разреза сложены известняками серыми, органогенно-обломочной структуры, глинистыми; известняками серыми с прослоями доломитов; аргиллитами с прослоями известняков. Средняя часть разреза представлена преимущественно известняками с прослоями доломитов, кроме того, отмечаются аргиллиты с прослоями алевролитов и песчаников. Верхняя часть разреза представлена карбонатными отложениями, преимущественно известняками. Толщина каменноугольных отложений составляет 1930 м.

Отложения пермской системы представлены карбонатными, сульфатно-галогенными и карбонатно-сульфатными породами. Суммарная толщина пермских отложений составляет 1385 м, сульфатно-галогенных и карбонатно-сульфатных пород иреньского горизонта 775 м.

Породы юрской системы представлены песчаниками и алевролитами с линзообразными включениями глины; конгломератами, алевроито-глинистыми отложениями. Толщина 250 м.

Породы меловой системы представлены алевроитистыми глинами, отмечаются прослои алевролитов и песчаников. Толщина 195 м.

Породы палеогеновой и неогеновой систем представлены глинами серыми, кремнистыми, песчанистыми. Толщина 140 м.

Породы квартер системы представлены лессовидными и делювиальными суглинками, эллювием. Толщина отложений квартер системы составляет 35 м.

Геологическое строение Южно-Краснокутской структуры является сложным, так как разрез представляет собой переслаивание терригенных, карбонатных и хемогенных пород, также отмечаются перерывы в осадконакоплении.

В осадочном чехле Южно-Краснокутской структуры присутствуют как терригенные, так и карбонатные породы-коллекторы. Они представлены песчаниками, алевроитами, доломитами и известняками. Флюидоупоры представлены аргиллитами и сульфатно-галогенными разностями. Последние относятся к числу идеальных флюидоупоров.

На Южно-Краснокутской структуре в позднедевонское и раннепермское время существовали благоприятные условия для формирования пород-коллекторов и пород-флюидоупоров, будущих природных резервуаров.

Согласно действующей схеме тектонического районирования, Южно-Краснокутская структура расположена в зоне сочленения Прикаспийской впадины и Прибортовой моноклинали к югу от Степновского сложного вала.

Южно-Краснокутское поднятие по отложениям палеозоя от башкирского яруса до среднего девона включительно представляет собой брахиантиклинальную структуру унаследованного (конседиментационного) развития, осложняющую бортовой уступ Прикаспийской впадины. По нижней пермисводовая часть структуры смещена на юго-запад относительно ее положения по нижележащим горизонтам.

По отражающим горизонтам  $nD_2vb$ ,  $nD_3k$ ,  $nC_1up$  и  $nC_2mk$  достаточно уверенно картируется брахиинтиклинальное поднятие с размерами от 1,6 км х 0,9-0,6 км и амплитудой 40 м по горизонту  $nD_2vb$  до 3,0 км х 0,9 км и

амплитудой 40 м по горизонту  $nC_2mk$ . Размеры Южно-Краснокутской структуры по горизонту  $nD_3k$  – 1,9 км х 1,1 км, амплитуда 40 м по замкнутой изогипсе минус 4060 м.

Определенную роль в формировании структуры в нижнетурнейско-башкирское время играли процессы биогермообразования, имеющие место при формировании карбонатных отложений в мелководно-морских (шельфовых) условиях, о чем свидетельствуют увеличенные толщины интервалов  $nD_3k$ - $nC_1up$  и  $nC_1mh$ -  $nC_2mk$ .

По горизонту  $nP_1k$  Южно-Краснокутская структура представлена куполообразным поднятием с размерами 3,2 км х 2,25 км и амплитудой 40 м, которое в плане не совпадает с поднятиями по горизонтам  $nD_2vb$ ,  $nD_3k$ ,  $nC_1up$  и  $nC_2mk$ ;

Увеличение толщин надверейской толщи в районе пермской структуры свидетельствует о ее тектоно-седиментационной природе.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования, Южно-Краснокутская структура находится в Приволжско-Предбортовом НГР Нижне-Волжской НГО Волго-Уральской НГП[3]. Основные перспективы нефтегазоносности связаны с девонским терригенным и верхнекаменноугольно-нижнепермским НГК.

Основой для подсчета подготовленных ресурсов УВ послужило закартированное по отражающим горизонтам  $nD_3ki$   $nP_1k$  Южно-Краснокутское поднятие и выявленные залежи газа в отложениях нижней перми (пласты К-II на северо-восточном и юго-западном участках, пласт К-III на северо-восточном участке) и тиманско-пашийского горизонта на Краснокутском месторождении.

Залежи газа на Южно-Краснокутском поднятии прогнозируются в отложениях тиманско-пашийского горизонта и нижней перми.

При испытании скважины №11 Краснокутской из отложений тиманско-пашийского горизонтов получены притоки газа, конденсата и воды.

По типу природного резервуара прогнозируемые залежи газа относятся к пластовым сводовым, а по карбонатным отложениям нижней перми – к массивным.

Перспективные площади нефтегазоносности для прогнозируемых залежей УВ определялись по соответствующим структурным картам в пределах оконтуривающих изогипс.

При подсчете подготовленных ресурсов свободного газа в отложениях тиманско-пашийского горизонта и нижней перми начальные пластовые давления, коэффициенты газонасыщенности, коэффициенты сжимаемости, температурные поправки приняты по аналогии с выявленными залежами на Краснокутской площади в районе скважины №5 и с пластом К-II на юго-западном участке. Коэффициент извлечения свободного газа принят условно равным 0,85.

Извлекаемые суммарные подготовленные ресурсы свободного газа составляют 580 млн. м<sup>3</sup>.

По аналогии с Краснокутским месторождением основные перспективы нефтегазоносности на Южно-Краснокутской структуре связываются с нижнепермским карбонатным и тиманско-пашийским терригенным интервалами. Ожидается открытие очень мелкого месторождения.

Обоснованием проведения поисково-оценочных работ на Южно-Краснокутской структуре является:

1. Наличие локальных поднятий, подготовленных под глубокое бурение сейсморазведочными работами МОГТ-2Д. В 2008 году составлен паспорт на Южно-Краснокутскую структуру.

2. В разрезе Южно-Краснокутской площади ожидается наличие пород-коллекторов и пород-флюидоупоров в отложениях девона и перми.

3. Южно-Краснокутская структура находится в зоне с установленной нефтегазоносностью.

По аналогии с уже открытым Краснокутским газовым месторождением Южно-Краснокутская структура является перспективной на обнаружение

залежей углеводородов в тиманско-пашийских отложениях девона и нижнепермских.

Целью поисково-оценочных работ является обнаружение новых месторождений нефти и газа или новых залежей и оценка их запасов по сумме категорий  $C_1$  и  $C_2$ [4].

Перед поисково-оценочным этапом ставятся следующие задачи: выявление объектов поисково-оценочного бурения, подготовка объектов к поисково-оценочному бурению, поиск и оценка месторождений (залежей).

Учитывая смещение в юго-западном направлении по отражающему горизонту  $nP_1k$  сводовой части подготовленного к опоскованию Южно-Краснокутского поднятия относительно его структурного плана по отражающим горизонтам  $nC_2mk$ ,  $nC_1up$ ,  $nD_3k$ ,  $nD_2vb$ , рекомендуется бурение двух поисково-оценочных скважин №№ 1, 2.

Основными геологическими задачами, стоящими перед поисково-оценочной скважиной №1, являются оценка перспектив нефтегазоносности надверейской карбонатной толщи от нижнепермского возраста до каширского горизонта включительно и получение прироста запасов свободного газа по категориям  $C_1+C_2$ .

Скважина №2 рекомендуется к бурению с целью оценки перспектив нефтегазоносности отложений от башкирского яруса до среднего девона включительно и получения по ним прироста запасов УВ по категориям  $C_1+C_2$ .

Суммарный метраж по двум поисково-оценочным скважинам составит 7800 м.

Конструкция скважин должна подразумевать возможность их перевода из поисково-оценочных в категорию эксплуатационных.

Скважина №1 рекомендуется к бурению в сводовой части структуры по отражающему горизонту  $nP_1k$  с проектным горизонтом – терригенные верейские отложения среднего карбона и проектной глубиной 2800 м.

Местоположение скважины – сейсмопрофиль 0506012 на расстоянии 850 м на северо-запад от точки его пересечения с сейсмопрофилем 0506022.

Скважина №2 с проектным горизонтом – эмсский ярус нижнего девона и проектной глубиной 5000 м рекомендуется к бурению в присводовой части структуры по отражающим горизонтам  $nC_{2mk}$ ,  $nC_{1up}$ ,  $nD_{3k}$ ,  $nD_{2vb}$  на сейсмопрофиле 0506013 на расстоянии 300 м на юго-восток от точки его пересечения с сейсмопрофилем 0506024.

Проектные глубины скважин №№1, 2 обоснованы потенциальной нефтегазоносностью девонских, каменноугольных и пермских отложений в пределах территории изучения.

Перед проектными поисково-оценочными скважинами ставятся следующие задачи:

- вскрытие перспективных нефтегазоносных комплексов девонских и нижнепермских отложений в пределах контуров ловушек;
- выделение во вскрытом разрезе пластов-коллекторов и флюидоупоров, оценка перспектив каждого пласта или пачки пластов по совокупности геолого-геофизических данных;
- получение промышленных притоков газа;
- определение гидрогеологических особенностей нефтегазоперспективных комплексов пород и физико-химических свойств флюидоупоров в пластовых и поверхностных условиях;
- получение ориентировочных представлений о типах, размерах и масштабах выявленных залежей по запасам;
- оценка параметров для предварительной геолого-экономической оценки месторождения (залежи) и подсчета запасов;
- оценка запасов по категориям  $C_2$  и  $C_1$ .

В процессе бурения скважины рекомендуется провести в ней следующие исследования [5, 6]:

- отбор керна, шлама, проб нефти, газа, воды и их лабораторное изучение;

- геофизические исследования скважины и их качественная и количественная интерпретация;

- геохимические, гидродинамические, гидрогеологические и другие виды исследований скважины в процессе бурения, опробования и испытания.

Бурение поисково-оценочных скважин №№1, 2 позволит подтвердить продуктивность разреза на Южно-Краснокутской структуре, уточнить геологическое строение и, в случае получения положительного результата, перевести подготовленные ресурсы структуры в запасы месторождения.

В результате бурения проектных поисково-оценочных скважин №1,2 – Южно-Краснокутских, вероятно, будет открыто месторождение с объемом извлекаемых запасов свободного газа 580 млн. м<sup>3</sup>.

## **Заключение**

Анализ собранных геолого-геофизических материалов показал, что Южно-Краснокутская структура является перспективной на обнаружение залежей углеводородов в тиманско-пашийских и нижнепермских подсолевых отложениях. В этих отложениях с наибольшей вероятностью следует ожидать открытие залежей УВ.

С целью поиска новых залежей рекомендуется бурение поисково-оценочных скважин №№1,2 – Южно-Краснокутских. Проектные глубины скважин – 2800 м и 5000 м, проектные горизонты – терригенные верейские отложения среднего карбона и эмский ярус нижнего девона, соответственно. В процессе бурения рекомендуется провести следующие исследования: отбор керна, шлама, проб нефти, газа, конденсата, воды и их лабораторное изучение, геофизические исследования скважины, геохимические, гидродинамические, гидрогеологические и другие виды исследований скважин в процессе бурения, опробования и испытания.

При бурении скважин №№1,2 – Южно-Краснокутских, в случае получения промышленных притоков углеводородов, будет открыто очень мелкое месторождение, а запасы Саратовской области будут увеличены.

### **Список использованных источников**

1. Паспорт на Южно-Краснокутскую структуру, подготовленную к поисковому бурению. Авт.: Саввин В.А., Ячменева Л.В., Серебряков В.Ю., Гумбатова Л.А., Кедрова О.В. ООО НПК «Геопроект», г. Саратов. 2008 г.
2. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ. ВНИИГеофизика, г. Москва. 1984 г.
3. Колотухин А.Т., Астаркин С.В., Логинова М.П. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран. – Саратов: ООО Изд.центр «Наука», 2013 г.
4. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (Приказ МПР России от 01.11.2013 г. №477)
5. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Академия, 2003. – 352 с.
6. Лукьянов Э.Е. Геолого-технологические и геофизические исследования в процессе бурения. – Новосибирск: Издательский дом «Историческое наследие Сибири», 2009. – 752 с.