

Министерство образования и науки Российской Федерации

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых

**Геологическое обоснование постановки поисково-оценочного бурения в
пределах Преображенской структуры Тамбашинского лицензионного
участка**

(Самарская область)

А в т о р е ф е р а т д и п л о м н о й р а б о т ы

студента 5 курса 551 группы
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
геологического факультета
Худякова Дениса Вячеславовича

Научный руководитель
доктор геол.-мин. наук, профессор

_____ И.В. Орешкин

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

_____ А.Д. Коробов

Саратов 2018

Введение

Дипломная работа посвящена геологическому обоснованию постановки поисково-оценочных работ в пределах южной части Тамбашинского лицензионного участка, где располагается Преображенская структура. Основными задачами данной работы являются:

- изучение геологического строения перспективной площади – структурных и литологических особенностей осадочного чехла;
- изучение строения соседних месторождений, для проведения аналогий;
- оценка перспектив нефтегазоносности;
- подсчет подготовленных ресурсов категории D_0 ;
- составление рекомендаций по продолжению поисково-оценочных работ.

Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 41 страницы текста, 4 таблицы, 3 рисунка, 3 графических приложения. Список использованных источников включает 14 наименований.

Основное содержание работы

Структура Преображенская выявлена в 2014 г. сейсморазведочной партией №4 ОАО «Волгограднефтегеофизика», а непосредственно подготовлена в 2016 г.

На Тамбашинском участке в пределах его западной части АО «Волгограднефтегеофизика» в 2013-14 г.г. отработано 323 пог.км профилей МОГТ-2Д. При проведении полевых сейсморазведочных работ при регистрации использовалась телеметрическая система Sercel 428XL, возбуждение упругих колебаний - группой виброисточников типа NOMAD 65.

Основные параметры системы наблюдения: тип расстановки – симметричная, расстояние между ПП – 25 м, число сейсмоприемников на канал – 12 штук с базой группирования 25 м, расстояние между ПВ – 50 м, режим работы сейсмоисточников статический на базе 24 метров[2].

При подготовке Преображенской структуры составлены структурные карты по отражающим горизонтам: F, nD3k, nD3fm, nC1up, nC1bb, nC1al, nC2mk.

В геологическом строении осадочного чехла Тамбашинского лицензионного участка, в соответствии с корреляцией соседних участков, принимают участие отложения кайнозойского и палеозойского возраста, а именно девонские, каменноугольные и неоген-четвертичные образования.

В результате перерывов в осадконакоплении из разреза выпадают: частично, верхнекаменноугольные, пермские, триасовые, юрские, меловые и палеогеновые отложения. Предполагаемый разрез преимущественно карбонатный. Карбонатные комплексы сложены в основном известняками и доломитами. Терригенные комплексы представлены преимущественно чередованием пластов глин, аргиллитов, алевролитов и песчаников.

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.

Преображенская структура в отложениях осадочного чехла представляет собой антиклинальную складку, сводовая часть которой осложнена двумя поднятиями (вершинами). Положение складки в плане соответствует

эрозионно-тектонической останцовой форме, морфологически выраженной в рельефе поверхности кристаллического фундамента. По своему морфогенетическому типу относится к складкам облекания, наследующих рельеф поверхности фундамента[1].

Преображенская останцовая форма рельефа фундамента в структурном отношении представляет собой серию кулисообразно сочленяющихся локальных поднятий субмеридионального простирания (с северо-запада на юго-восток). Северное, наиболее крупное по размерам и амплитуде поднятие (вершина), по замкнутой изолинии -1940 м имеет размеры 4,5 км x 1,6 км и амплитуду 47 м. Южное поднятие менее выражено в рельефе фундамента и по замкнутой изолинии -1940 м имеет размеры 2,6 км x 1,9 км и амплитуду 24 м.

По отражающему горизонту nD_3k , приуроченному к подошве карбонатного девона, в целом, наследуется структурный план поверхности кристаллического фундамента в сглаженной форме. Это обусловлено тем, что поверхность подошвы карбонатного девона совпадает с разновозрастной границей эрозионного срезания. Нижележащий комплекс отложений представлен сохранившимися от многократных перерывов терригенно-карбонатными отложениями верхнего-среднего девона.

В рельефе поверхности подошвы карбонатного девона локальные вершины Преображенской структуры существенно уменьшаются в размерах и степени морфологической выраженности. Северная вершина по замкнутому контуру изолинии -1840 м имеет размеры 3,0 км x 1,4 км и амплитуду 10 м. Южная вершина по изолинии -1840 м имеет размеры 2,0 км x 1,2 км и амплитуду 10 м. Преображенская структура унаследовано прослеживается и в выше залегающих отложениях верхнего девона.

По отражающему горизонту nC_{1up} по контуру замкнутой изолинии -1280м она локализуется в виде двух поднятий. Южное поднятие имеет

размеры 4,3 км x 1,8 км и амплитуду 22 м. Северное поднятие имеет размеры 2,6 км x 1,4 км и амплитуду 12 м.

Перекрывающие отложения турнейского яруса нижнего карбона в значительной степени наследуют структурный план поверхности фаменских отложений. По отражающему горизонту nC_{1bb} , характеризующего строение поверхности карбонатных отложений турнейского яруса, Преображенская структура картируется в виде двух поднятий, которые локализируются по замкнутой изолинии - 1220 м. Южное поднятие имеет размеры 4,0 км x 1,5 км и амплитуду 12 м Северное поднятие имеет меньшие размеры 1,4 км x 0,4 км и амплитуду 9 м.

Вышезалегающий терригенно-карбонатный бобриковско-тульский комплекс, представленный переслаиванием песчаников, аргиллитов и известняков, являет собой структуру облекания турнейского палеорельефа.

По отражающему горизонту nC_{1a1} , характеризующему строение кровли терригенно-карбонатных отложений тульского горизонта визейского яруса, Преображенская структура унаследовано прослеживается в виде двух вершин. Южная вершина имеет большие размеры и амплитуду и по замкнутой изолинии -1160 м ее размеры 4,3 x 1,6 км и амплитуда 11 м. Северная вершина по изолинии -1160 м имеет размеры 1,3км x 0,7 км амплитуду 9 м.

В вышележащих отложениях среднего карбона морфологически выраженной остается лишь Южная вершина Преображенской структуры с размерами по замкнутой изолинии -740 м 3,8 км x 1,4 км и амплитудой 4 м. Северная вершина расформируется в структурный нос меридионального простирания, раскрывающийся в юго-западном направлении.

В общепринятой системе нефтегазогеологического районирования Тамбашинский лицензионный участок расположен в пределах Средневолжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В качестве нефтегазоперспективных здесь выделена Богородско-Остролукская зона дислокаций западно-северо-западного простирания. Основные перспективы нефтегазоносности в данной структурно-формационной зоне связываются с карбонатным фаменско-турнейским, терригенным нижневизейским, карбонатным визейско-башкирским нефтегазоносными комплексами[4].

В непосредственной близости от территории, где выявлена Преображенская структура, расположены Благовещенское, Никольское, Богородское, Андреевское, Покровское, Васильковское, Кротовское месторождения.

Для расчета подготовленных ресурсов категории D_0 Преображенской структуры, в связи с наиболее приближенными структурно-фациальными условиями образования, были выбраны следующие аналоги:

– для предполагаемой нефтяной упинской залежи - Никольское нефтяное месторождение, продуктивное по черемшано-прикамским, бобриковским и упинским отложениям,

-для предполагаемой нефтяной бобриковской залежи - Благовещенское нефтяное месторождение, с залежью в бобриковских отложениях.

При оценке подготовленных ресурсов в упинских отложениях использованы подсчетные параметры, принятые при оперативном пересчете запасов Никольского месторождения:

- Для южной вершины - площадь - $4,5 \text{ км}^2$, коэффициент пористости - $0,11$, коэффициент нефтенасыщенности – $0,74$, средняя нефтенасыщенная толщина – $6,1 \text{ м}$, плотность нефти – $0,819 \text{ г/см}^3$, коэффициент извлечения нефти – $0,3$, пересчетный коэффициент – $0,84$;

- Для северной вершины - площадь - 1,2 км², коэффициент пористости - 0,11, коэффициент нефтенасыщенности – 0,74, средняя нефтенасыщенная толщина – 6,1м, плотность нефти – 0,819 г/см³, коэффициент извлечения нефти – 0,3, пересчетный коэффициент – 0,84 Ожидаемый тип залежи – пластовый сводовый.

Для расчета подготовленных ресурсов нефти по подготовленному к поисковому бурению объекту в бобриковских отложениях для Преображенской структуры приняты подсчетные параметры Благовещенского месторождения и для подготовленных к поисковому бурению объектов в упинских отложениях - приняты подсчетные параметры Никольского месторождения.

Оценка геометрии потенциальных резервуаров дана на основе выполненных структурных построений по отражающим горизонтам, характеризующим строение бобриковского (C_{1bb}) и упинского (C_{1up}) нефтегазоперспективных комплексов. Для упинской залежи подсчетный контур принят по изолинии -1275 м, для бобриковской залежи – -1215 м. Прогнозируемые залежи нефти по типу природного резервуара относятся к пластовым сводовым[1].

Оценка подготовленных извлекаемых ресурсов нефти категории D₀ выполнена объемным методом по общеизвестной формуле.

Для южной вершины:

- Геологические ресурсы нефти категории D₀ для бобриковских отложений – 1,17 млн. т, извлекаемые ресурсы нефти – 676 тыс. т;
- Геологические ресурсы нефти категории D₀ для упинских отложений – 1,58 млн. т, извлекаемые ресурсы нефти – 474 тыс. т;

Для северной вершины:

- Геологические ресурсы нефти категории D_0 для упинских отложений – 457 тыс. т, извлекаемые ресурсы нефти – 137 тыс. т.

Итоговое значение оценки подготовленных ресурсов категории D_0 для южной вершины составляет – 2,75 млн. т, для северного свода – 457 тыс. т и извлекаемых: 1,15 млн. т и 137 тыс. т, соответственно.

С целью подтверждения прогнозируемых ловушек УВ в отложениях нижнего карбона и оценки их нефтегазоносности, рекомендуется бурение двух проектных скважин.

Учитывая лучшую морфологию Южного свода (вершины) Преображенской структуры в сравнении с ее Северным сводом (вершиной), предполагается, в качестве первоочередной, бурение скважины №1 в апикальной части Южной вершины глубиной 1400 м со вскрытием полной мощности упинских отложений нижнего карбона.

Задачи, стоящие при заложении поисково-оценочной скважины №1[13]:

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
- выявление в разрезе перспективных горизонтов коллекторов и покрышек и определение их геолого-геофизических свойств (параметров);
- выделение, опробование и испытание нефтегазоперспективных пластов и горизонтов;
- получение промышленных притоков нефти;
- установление свойств флюидов и фильтрационно-емкостных характеристик;
- установление коэффициентов продуктивности;

- предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям C_1 и C_2 ;

- поисково-оценочное бурение в пределах Северной вершины Преображенской структуры;

- выбор объекта разведки.

В процессе поиска месторождений (залежей) решается задача установления факта наличия или отсутствия промышленных запасов нефти и газа в перспективных горизонтах.

В случае открытия залежи, подтверждающие геолого-геофизические материалы в установленном порядке представляются на Государственную экспертизу запасов и по ее результатам ставятся на Государственный баланс.

В процессе бурения поисково-оценочной скважины №1 необходимо выполнить комплекс геолого-геофизических исследований: отбор керна и шлама, геофизические и геохимические исследования, опробование и испытание перспективных горизонтов, лабораторные исследования.

Заключение

Анализ материалов по геологическому строению и нефтегазоносности южной части Жигулевского свода, приведение ближайших месторождений, со схожей структурно-геологической обстановкой, позволили заключить, что южная часть Тамбашинского участка является перспективной для поисков залежей в нижнекаменноугольных отложениях.

Для расчета подготовленных ресурсов категории D_0 Преображенской структуры, в связи с наиболее приближенными структурно-фациальными условиями образования, были выбраны следующие аналоги:

– для предполагаемой нефтяной упинской залежи - Никольское нефтяное месторождение, продуктивное по черемшано-прикамским, бобриковским и упинским отложениям,

-для предполагаемой нефтяной бобриковской залежи - Благовещенское нефтяное месторождение, с залежью в бобриковских отложениях.

Итоговое значение оценки подготовленных ресурсов категории D_0 для южной вершины составляет – 2,75 млн. т, для северного свода – 457 тыс. т и извлекаемых: 1,15 млн. т и 137 тыс. т, соответственно.

С целью подтверждения прогнозируемых ловушек УВ в отложениях нижнего карбона и оценки их нефтегазоносности, рекомендуется бурение двух проектных скважин. Учитывая лучшую морфологию, первоначально предполагается бурение скважины №1 в апикальной части Южной вершины глубиной 1400 м со вскрытием полной мощности упинских отложений нижнего карбона.

Бурение скважины и рекомендуемый к ней комплекс геолого-геофизических исследований позволит получить информацию о литолого-стратиграфическом расчленении разреза; определить нефтегазоносность перспективных горизонтов в пределах исследуемого участка и более обоснованно наметить направление дальнейших поисковых и разведочных работ.

По результатам поисково-оценочных работ в случае получения промышленных притоков будет произведена оценка запасов по категории $C1$ и $C2$, определение типов выявленных залежей, их промышленной значимости, необходимости проведения разведки, а также корректировка и определение направлений дальнейших поисковых работ в регионе.

Список использованных источников

1. Провоторова С.Е., Денисенко Ю.В. «Паспорт на Преображенскую структуру, подготовленную сейсморазведкой МОГТ-2Д к поисковому бурению в пределах Тамбашинского лицензионного участка», Волгоград, 2016 г., Фонды ОАО «Волгограднефтегеофизика».
2. Науменко И.И., Кедрова О.В. и др. Отчёт по теме: «Проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ-2Д и работ по изучению верхней части разреза методом МСК в пределах западной части Тамбашинского лицензионного участка Самарской области, проведение переобработки и переинтерпретации материалов сейсморазведочных работ прошлых лет в объеме 150 пог.км», Саратов, 2015г., Фонды ООО «ЮКОЛА-нефть».
3. 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».
4. Колотухин А.Т., Орешкин И.В., Астаркин С.В., Логинова М.П. Учебное пособие «Волго-Уральская нефтегазоносная провинция», Саратов, 2014 г., ООО Издательский Центр «Наука».
5. Шебалдин В.П. «Тектоника Саратовской области», Саратов, 2008 г. ОАО «Саратовнефтегеофизика».
6. Абрамов. В.М. Отчет «Проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ-2Д Богородского лицензионного участка», Волгоград, 2013 г., Фонды ОАО «Волгограднефтегеофизика».
7. Дорофеев Н.В. «Оперативный пересчет запасов Никольского месторождения», Москва, 2010 г., Фонды ООО «ЮКОЛА-нефть».

8. Зимовец Е.А. «Оперативный подсчет запасов Богородского нефтяного месторождения по состоянию на 01.01.2014г.», Москва, 2014 г., Фонды ООО «ЮКОЛА-нефть».
9. Зимовец Е.А. «Оперативный пересчет запасов Васильковского нефтяного месторождения по состоянию на 01.01.2014г.», Москва, 2014 г., Фонды ООО «ЮКОЛА-нефть».
10. Сальников С.А. «Оперативный пересчет запасов нефти и растворенного газа Благовещенского нефтяного месторождения по состоянию на 01.01.2017 г.», Москва, 2016 г., Фонды ООО «ЮКОЛА-нефть».
11. Жданов М.А., Гординский Е.В. «Подсчет прогнозных запасов нефти и газа», Москва, 1968 г., Издательство «Недра».
12. Орешкин И.В., Логинова М.П., Колотухин А.Т. «Подсчёт запасов и оценка ресурсов нефти и газа», Саратов, 2015 г., НВНИИГГ.