

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 постановки поисково-оценочного бурения
на Сретенской структуре (Тамбашинский ЛУ)**

АВТОРЕФЕРАТ

студента 6 курса, 611 группы заочной формы обучения
геологического факультета
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
специализация «Геология нефти и газа»
Прокудина Владимира Владимировича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин.наук, доцент

М.П. Логинова

Заведующий кафедрой

доктор геол.-мин.наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2021

Введение

С начала 90-х годов прошлого века нефтегазовая промышленность России оказалась в ситуации, когда темпы прироста разведанных запасов углеводородов стали отставать от темпа их добычи. В Саратовской области в настоящее время в нефтегазопроисловых работах основной упор делается на открытие мелких месторождений нефти и газа. Для увеличения запасов необходимо опословывать и разбуривать неохваченные участки недр. Одним из таких участков является Тамбашинский лицензионный участок (ЛУ) в пределах которого расположена Сретенская структура.

Сретенская структура выявлена и подготовлена к бурению по результатам сейсморазведочных работ МОГТ-3Д, выполненных в 2019 году.

Перспективы нефтеносности в пределах Сретенской структуры связаны с ниже- и среднекаменноугольными отложениями.

Целью дипломной работы является обоснование поисково-оценочного бурения в пределах Сретенской структуры.

Задачи решаемые в процессе подготовки дипломной работы:

- сбор и анализ фактических материалов по геологическому строению и нефтегазосности изучаемой территории;
- оценка степени изученности объекта исследования;
- анализ литолого-стратиграфического разреза и структурных планов по отражающим горизонтам карбона;
- обоснование необходимости поисково-оценочного бурения;
- выбор места заложения поисково-оценочной скважины и геолого-геофизических исследований в ней.

Дипломная работа состоит из 4 глав, введения, заключения и содержит 52 страницы текста, 3 рисунка, 6 таблиц, и 5 графических приложений. Список использованных источников включает 20 наименований.

Основное содержание работы

В пределах левобережья Самарской области с разной степенью плотности наблюдений и детальностью в пределах различных тектонических элементов выполнены: геологическая, структурно-геологическая, аэромагнитная и геохимическая съёмки, электро-, гравиразведка, геоморфологические исследования, структурное бурение и сейсморазведка.

Сейсморазведочные работы в пределах изучаемого участка начали проводить в 1949 г. и выполняли с перерывами до 2019 г.

В 2019 г. проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-3Д в пределах Тамбашинского и Иргизского ЛУ. В результате выполненных работ уточнено геологическое строение Березоворощинской структурной зоны в девонских и каменноугольных отложениях, выявлены и подготовлены нефтегазоперспективные объекты к поисковому бурению. В северо-западной части Тамбашинского участка локализованы и подготовлены под поисковое бурение Березоворощинская структурная зона и Сретенская структура.

В 2019 г. был составлен паспорт на Сретенскую структуру подготовленную к поисково-оценочному бурению по следующим отражающим горизонтам (ОГ) [10]: nC_2k , nC_2mk , nC_1al , nC_1bb , nC_1up , nD_3k , F.

Литолого–стратиграфическая характеристика разреза исследуемой территории базируется на основании результатов сейсморазведочных работ, структурного и глубокого бурения на прилегающих площадях: Гавриловской, Благовещенской, Никольской, Богородской Андреевской, Михайловской.

Осадочные отложения представлены породами девонской, каменноугольной, пермской, неогеновой и четвертичной систем.

Палеозойская эратема представлена верхним отделом девонской системы, каменноугольной системой, которая представлена нижним, средним и верхним отделами; а также пермской системы, которая включает приуральский отдел. Палеозойские отложения преимущественно карбонатные. Мощность 1566 м.

Кайнозойская эратема представлена отложениями неогеновой и четвертичной систем. Кайнозойская эратема сложена песчано-глинистыми отложениями. Мощность 39 м.

Общая мощность разреза более 1600 метров.

Малевские, упинские и черемшанские-прикамские коллекторы представлены известняками органогенными, кавернозными и доломитами. Покрышками являются одновозрастные и более молодые мелкокристаллические и глинистые известняки. Коллекторами бобриковского возраста являются песчаники и алевролиты, покрышка представлена более молодыми глинами и глинистыми известняками.

В тектоническом отношении Сретенская структура относится к южному склону Жигулевского свода Волго-Уральской антеклизы, который на юге и юго-западе граничит с Иргизским прогибом, а на юго-востоке – с Бузулукской впадиной. В пределах южного склона Жигулевского свода выделяется обширный Духовницкий выступ фундамента, отделяемый Чагрынской депрессией от палеовершины Жигулевского свода [1].

Сретенская структура принадлежит к серии локальных выступов фундамента, которые осложняют юго-восточный склон Духовницкого выступа фундамента Жигулевского свода.

По поверхности фундамента Сретенская структура представляет собой локальный палеовыступ, оконтуренный замкнутой изолинией минус 2100 м с размерами 2,1 км x 1,5 км и амплитудой 40 м.

По ОГ nD_{3k}, приуроченному к подошве карбонатного девона над выступом фундамента формируется антиклинальная складка субширотного простирания. По изогипсе минус 2080 м её размеры 2,0x1,6 км. Амплитуда ее составляет 30м.

По ОГ nC_{1up}, приуроченному к подошве упинских отложений Сретенская структура локализуется в виде антиклинальной складки по замкнутой изолинии минус 1510 м и имеет размеры 1,7x1,0 км и амплитуду 20 м.

По ОГ nC_{1bb} структура локализуется по замкнутой изолинии минус 1470 м и имеет размеры 1,7x1,2 км с амплитудой 20 м.

По ОГ nC_{1a1} изучаемая структура локализуется по замкнутой изолинии минус 1420 м и имеет размеры 2,0x1,5 км с амплитудой 20 м.

По ОГ nC_{2mk} (подошва мелекесских отложений) и nC_{2ks} (подошва каширских отложений) Сретенская структура существенно выполаживается - амплитуда структуры не превышает 10 метров. Соответственно по изолинии минус 950 м размеры структуры 1,4x1,2 км, и по изолинии минус 870 м - 1,1x0,9 км.

В современном структурном плане Сретенская структура выражена от фундамента до среднего карбона включительно, что определило формирование ловушек структурного типа.

Сретенская структура согласно схеме нефтегазогеологического районирования расположена в пределах Жигулевско-Пугачевского НГР Средневолжской НГО Волго-Уральской НПП.

В непосредственной близости от исследуемой территории, расположены Благовещенское, Васильковское, Михайловское, Богородское, Гавриловское, Никольское, Андреевское, Кротовское месторождения, в пределах которых подтверждена промышленная продуктивность малевских, упинских, бобриковских и черемшанско-прикамских отложений, что свидетельствует о перспективах нефтегазоносности и Сретенской структуры.

На Васильковском месторождении нефтяные залежи выявлены в малевских и упинских отложениях.

Залежь малевских отложений представлена скрыто-мелкокристаллическими органогенно-обломочными, кавернозными разностями известняков. Залежь пластовая сводовая. Пористость изменяется от 8,5 % до 10,9 %, нефтенасыщенность от 52,6 % до 55,5 %, плотность нефти 0,871 г/см³ (средняя), малосернистая, парафинистая.

Залежь нефти в упинских отложениях пластовая сводовая, по результатам интерпретации ГИС приурочена к пористым карбонатам, пористость изменяется в проницаемых слоях от 9 % до 11,7 %, нефтенасыщенность от 56,3 % до 63,5 %.

На Васильковском месторождении притоки нефти получены из песчаников бобриковского возраста. Дебит нефти 52,8 м³/сут. Плотность нефти 0,7912 г/см³, массовая доля содержания серы 0,552%, парафинов 11,0%, смол 3,9%.

Нефтенасыщенные башкирские отложения представлены известняками кремевыми, биоморфнодетритовыми. Залежь пластовая сводовая; нефть малосернистая, парафинистая, плотность пластовой нефти 0,817 г/см³.

На Богородском месторождении нефтеносный пласт упинского горизонта представлен известняками серыми массивными, трещиноватыми с коэффициентом открытой пористости 13%. Покрышкой является глинистый пласт в кровле упинского горизонта.

Так же притоки нефти получены из песчаников бобриковского возраста. Залежь пластовая сводовая, эффективная нефтенасыщенная толщина от 3 м до 12 м, коллектор терригенный, поровый, пористость от 18 % до 25 %, нефтенасыщенность от 62 % до 86 %.

На Михайловском месторождении залежь нефти упинского горизонта пластовая сводовая, приурочена к локальному куполу. Коллекторами являются известняки. Размеры залежи составляют 1,5 х 0,75 км, высота – 11,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина – 5,3 м, коэффициент пористости 0,11, коэффициент нефтенасыщенности – 0,64.

На Гавриловском месторождении продуктивны малевские, упинские, бобриковские и черемшано-прикамские отложения. Малевские породы-коллекторы сложены известняками. Общая толщина продуктивной части пласта 6,3 м, эффективная —3,8 м. Тип коллектора смешанный.

Нефтенасыщенный пласт-коллектор в упинском горизонте сложен известняками. Общая толщина продуктивной части пласта 5,0 м, эффективная – 1,1 м. Тип коллектора смешанный, характер насыщения - нефтяной. Тип залежей пластовый сводовый.

Продуктивные отложения бобриковского горизонта сложены песчаниками буровато-коричневыми, среднезернистыми. Общая толщина продуктивной части

пласта 8,1 м, эффективная – 8,0 м. Тип коллектора поровый, характер насыщения – нефтяной.

Нефтенасыщенный пласт-коллектор черемшано-прикамских отложений сложен известняками слабодоломитистыми буровато-желтоватыми псевдооолитовыми, неравномерно пористыми. Тип коллектора смешанный, характер насыщения – нефтяной.

На Благовещенском месторождении притоки нефти получены из отложений бобриковского горизонта. Коллектор сложен кварцевым песчаником. По данным ГИС эффективная нефтенасыщенная толщина от 1,6 до 6,4 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина - 4,7 м, открытая пористость - 0,17, нефтенасыщенность – 84%. Тип залежи пластовая сводовая.

На Михайловском месторождении залежь нефти бобриковского горизонта пластовая сводовая, приурочена к локальному куполу. Коллекторами являются кварцевые песчаники. Размеры залежи составляют 1,8 x 0,8 км, высота – 7,8 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина – 2,8 м, коэффициент пористости 0,18, коэффициент нефтенасыщенности – 0,69 [8].

Суммарные подготовленные геологические и извлекаемые ресурсы нефти и растворенного газа в бобриковских и упинских отложениях категории D₀ Сретенской структуры составляют: нефти 1131/538 тыс. т, растворенного газа 83/38,8 млн. м³.

Перспективы и нефтегазоносность Сретенской структуры связаны с упинскими и бобриковскими отложениями по аналогии с Васильковским, Благовещенским, Михайловским месторождениям.

Основанием для проведения поисково-оценочного бурения на Сретенской структуре является:

- паспорт на Сретенскую структуру, подготовленную сейсморазведкой МОГТ-3Д к поисково-оценочному бурению. Основные отражающие горизонты по которым наиболее четко выражена структура - nC_{1up}, nC_{1bb} и nC_{1al};

- объектами поиска и оценки являются основные перспективные упинские и бобриковские отложения. Потенциально продуктивными так же могут быть

малевские и черемшано-прикамские отложения. В них присутствуют породы-коллекторы и породы-покрышки;

- доказанная нефтегазоносность малевских, упинских, бобриковских, черемшано-прикамских отложений нижнего и среднего карбона на соседних месторождениях (Гавриловском, Благовещенском, Никольском, Богородском, Андреевском, Васильковском, Кротовском и Михайловском);

- оценка подготовленных ресурсов нефти и растворенного газа по категории D₀;

Для решения поставленных задач необходимо пробурить поисково-оценочную скважину №1 в своде вершины структуры на пересечении сейсмопрофилей INLINE 380 и CROSSLINE 120. Проектная глубина – 1605 м, проектный горизонт - заволжский.

Целью поисково-оценочного бурения является открытие залежей углеводородов в пределах Сретенской структуры.

Основными задачами являются [2]:

- уточнение модели геологического строения;
- установление факта наличия или отсутствия промышленных залежей нефти в отложениях нижнего и среднего карбона (упинском, бобриковском, малевском горизонтах и черемшанско-прикамских отложениях);

- определение фазового состояния углеводородов и характеристик пластовых углеводородных систем;

- определение эффективных нефтенасыщенных толщин, значений пористости, проницаемости;

- изучение физико-химических свойств флюидов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств;

- установление коэффициентов продуктивности скважины и добывных возможностей;

- предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям C₁ и C₂.

Для решения поставленных геологических задач предусматриваются [2]:

-отбор керна, шлама, геофизические, геохимические, гидродинамические и лабораторное исследования, опробования и испытания в скважине.

1. Отбор керна и шлама. Отбор керна производится из перспективных отложений, для изучения их литологической характеристики и физических свойств коллекторов, определения общей, эффективной и нефтенасыщенной толщины, положения ВНК (возможного), а также лабораторного изучения физических свойств пород перспективных горизонтов [3].

Отбор шлама сопровождается работой станции ГТИ в перспективной части разреза 994-1074 м и 1456-1605 м через 2 м, в остальных интервалах через 5 м.

2. Геофизические исследования. Комплекс ГИС рекомендуется с целью изучения геологического разреза, определения параметров, необходимых для подсчета запасов нефти и газа, технического контроля состояния скважин, отбора проб пластовых флюидов, отбора образцов горных пород, определение пластовых давлений. Геофизические исследования скважин выполняются в масштабе 1:500 по всему стволу скважины и в масштабе 1:200 в перспективных интервалах [4].

3. Опробование и испытание перспективных горизонтов. В процессе бурения при подтверждении продуктивности вскрытых отложений керновым материалом, шламом, геолого-технологическими исследованиями производится опробование пластов трубным испытателем.

В эксплуатационной колонне, с целью изучения параметров насыщения выявленных объектов и предварительной оценки их промышленной значимости, предусматривается испытание продуктивных горизонтов [5].

При испытании предусматривается отбор проб пластовых флюидов.

4. Лабораторные исследования. Для изучения физических свойств коллекторов, содержащих углеводороды, физико-химических свойств нефти, газа, конденсата, пластовых вод, которые получены в процессе испытания скважин, предусматриваются анализы образцов и проб керна, шлама, пластовых флюидов.

Заключение

Сретенская структура подготовлена к бурению сейсморазведочными работами МОГТ-3Д по отражающим горизонтам верхнего девона, нижнего и среднего карбона. По результатам анализа геологических и геофизических материалов, полученных в результате бурения и исследования скважин по соседним площадям, на Сретенской структуре прогнозируются схожие условия залегания терригенных и карбонатных пород-коллекторов в малевских, упинских, бобриковских, черемшано-прикамских отложениях, которые продуктивны на ближайших месторождениях.

Исходя из анализа разреза на исследуемой территории и результатов, проведенных в последние годы сейсмических работ, Сретенская структура, с подготовленными геологическими и извлекаемыми ресурсами нефти и растворенного газа категории D_0 , является перспективным объектом.

С целью подтверждения перспектив нефтегазоносности рекомендуется бурение первой поисково-оценочной скважины №1, с проектной глубиной 1605 м и проектным горизонтом - заволжским. Бурение, ГИС и испытание перспективных интервалов разреза позволит оценить: физико-химические свойства пластовых флюидов, их фазовое состояние, предварительное положение межфлюидальных контактов, гидродинамические характеристики пластов-коллекторов, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и их насыщенность. Положительные результаты бурения позволят произвести оценку запасов по категориям C_1 и C_2 , оценить промышленную значимость открытого месторождения и необходимость проведения доразведки.

Список использованных источников

1. Колотухин А.Т., Орешкин И.В., Астаркин С.В., Логинова М.П. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция. ООО Изд.центр «Наука». Саратов, 2014. – 165 с.
2. Методические указания по составлению геологических проектов глубокого бурения при геологоразведочных работах на нефть и газ. Москва, 1996 – 27с.
3. Методические указания по оптимизации условий отбора кернa и количества учитываемых образцов. Москва. 1983 – 38 с.
4. РД 153-39.0-072-01 – Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М, 2002. – 55 с.
5. Правила проведения испытаний и опробований в нефтяных и газовых скважинах. М.: ГЕРС, 1999. – 40 с.