

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 доразведки черемшано-прикамской залежи
Карамышского месторождения» (Саратовская область)**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студентки 5 курса, 551 группы, очной формы обучения
геологического факультета
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»,
Суровой Викторией Дмитриевны

Научный руководитель

кандидат геол.- мин. наук, доцент _____ М.П. Логинова

Зав. кафедрой

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

Саратов 2020

Введение

Саратовская область – один из старейших нефтегазодобывающих регионов России. Ежегодно в области добывается около 1 млн т нефти и 1 млрд м³ газа. Однако уровень ежегодного потребления по нефти и газу выше уровня добычи и составляет примерно 3,6 млн т жидких и 8,5 млрд м³ газообразных углеводородов соответственно. В целом область по оценкам экспертов является перспективной с потенциальными ресурсами нефти и газа около 700 млн т нефти и 1 трлн м³ газа. Учитывая развитую инфраструктуру региона, растущую потребность в жидких и газообразных углеводородах и общую перспективность в нефтегазоносном отношении, одной из задач региона на настоящее время является наращивание добычи нефти и газа. Решение проблемы восполнения запасов может быть связано с открытием новых месторождений или доразведкой некоторых залежей на разрабатываемых месторождениях.

Одним из таких объектов, где возможен прирост запасов промышленных категорий является Карамышское месторождение, которое располагается на территории Саратовского и Лысогорского районов Саратовской области на северо-западе Сергиевского лицензионного участка в 25 км к юго-западу от административного центра г.Саратова.

Первооткрывательницей месторождения является поисковая скважина №32, пробуренная в 1965 году, при опробовании которой из отложений тульского горизонта был получен приток газа. В 1972 году была пробурена эксплуатационная скважина № 51, при опробовании которой был получен приток газа из бобриковских отложений.

Всего на платы тульского и бобриковского горизонтов пробурено 13 скважин - 4 поисково-оценочных (№№32, 33, 34, 2Д), 3 разведочных (№№35, 38, и 41) и 6 эксплуатационных (№№50, 51, 52, 53, 54 и 55) скважин.

Согласно последнему подсчету запасов 1991 г. запасы газа отложений составили – 3425 млнм³, конденсата(геологические/извлекаемые) – 179/132

тыст. [1]По состоянию на 01.01.1992 г. газовые залежи тульского и бобриковского пластов Карамышского месторождения выработаны. [1]

В 2017 году на месторождении была выведена из консервации скважина №51, открыты две новые залежи в пластах C_{1up} и C_{2cm-pk} . Запасы упинской залежи оценены по категории С1 в полном объеме. Запасы черемшано-прикамской залежи оценены по категории С1 и С2 в отношении 35:65.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки черемшано-прикамской залежи Карамышского месторождения.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи: сбор и анализ геолого-геофизических материалов, характеризующих геологическое строение и нефтегазоносность Карамышского месторождения; определение основного объекта доразведки (черемшано-прикамская залежь); разработка конкретных рекомендаций по проведению разведочных работ.

В основу дипломной работы был положен геолого-геофизический материал по геологическому строению месторождения (геолого-геофизический разрез, структурные карты по отражающим горизонтам, карты эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин, подсчетные планы, профильные разрезы).

Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 40 страницы текста, 2 рисунка, 6 графических приложений. Список используемых источников включает 14 наименований.

Основное содержание работы

В пределах исследуемой территории проводилась крупномасштабная геологическая съемка, выполнялись гравиметрическая, аэро-, гамма- и космические съемки, региональные, поисковые и детальные сейсморазведочные, а также электроразведочные (ТТ, МТЗ) и геохимические исследования.

С 60-х годов прошлого века на изучаемой площади начали проводиться сейсморазведочные работы МОВ и МОГТ, в результате которых закартирован ряд приподнятых зон в северной части Карамышской депрессии, в том числе и Карамышская структура. Проведенные сейсморазведочные работы послужили основанием для бурения поисковых скважин №29, №28 и №32 Карамышских. При опробовании скважины №32 Карамышской из отложений тульского горизонта был получен фонтанный приток газа и открыто Карамышское месторождение.

В 70-х годах на территории исследования проводилась высокоточная гравиметрическая съемка.

В 2000-2001 гг. проведена переобработка и переинтерпретация сейсмических материалов, что позволило повысить разрешающую способность и прослеживаемость отражений и, в конечном счете, построить ряд структурных карт и карт толщин по основным отражающим горизонтам девона, карбона и юры, выявить ряд перспективных объектов для постановки детальных исследований.

В 2001 г. выполнены сейсморазведочные работы МОВ-ОГТ, в результате которых намечен ряд переспективных объектов, закартирована Ново-Сергиевская структура пределах Ново-Сергиевской площади, детальными работами на Паницкой площади в южной части Сергиевского лицензионного участка закартирована Южно-Сергиевская структура по каменноугольным и девонским отложениям [2].

В 2002-2003 гг. проведены сейсморазведочные работы МОВ МОГТ-2D в северо-западной части Сергиевского лицензионного участка, в результате которых закартирован ряд структур, входящих в систему Северо-Двоенских поднятий [2]. Построены структурные карты по основным отражающим горизонтам карбона и девона. Подготовлены к глубокому бурению несколько объектов, перспективных для поисков залежей нефти и газа в отложениях девона и карбона. Также были проведены поисковые и детальные сейсморазведочные работы в центральной и южной частях Сергиевского

лицензионного участка. Закартированы и подготовлены к бурению объекты Ново-Сергиевской структурной группы поднятий и уточнено геологическое строение Южно-Сергиевской антиклинальной структуры.

В 2003-2004 гг. проведены детальные сейсморазведочные работы методами МОВ и ОГТ, переинтерпретация материалов предшествующих исследований. Закартированы Косинская структура и уточнено геологическое строение Ново-Сергиевской брахиантиклинальной многокупольной структуры. Выделены и намечены положительные объекты в виде горстов в терригенном девоне. Рекомендовано заложение поисковых скважин, продолжение поисковых и детальных сейсмических исследований.

В 2006 году проведены полевые сейсморазведочные работы методами МОГТ-2D.

В 2009 году выполнены работы по обработке и интерпретации полевых сейсморазведочных работ на Сергиевском лицензионном участке, проведенных в 2006-2007 гг. По результатам работ закартированы объекты Южно-Сосновской, Северо-Двоенской группы поднятий, Западно-Сергиевская структура и ряд объектов Южно-Сергиевской группы поднятий. Изучено строение Восточно-Сергиевской площади. Выделены и намечены многочисленные положительные объекты в виде горстов в терригенном девоне. Высказано предположение о возможном существовании рифовых построек верхнедевонского возраста в южной части и литологических неоднородностей нижнего карбона в северо-восточной части Сергиевского лицензионного участка. Уточнена система тектонических нарушений.

В 2016 году подготовлен паспорт на Карамышскую структуру (по упинским и черемшано-прикамским отражающим горизонтам).

В 2017 году при освоении скважины №51 на Карамышском месторождении было открыто две залежи: нефтяная в отложениях упинского горизонта и газоконденсатная в черемшано-прикамских отложениях. Упинская залежь детально изучена, ее запасы оценены по категории С1 в полном объеме. Геологическое строение

черемшано-прикамской залежи изучено в недостаточной мере, высокая доля запасов залежи оценена по категории С2 (65%), что свидетельствует о необходимости дальнейшего изучения.

Геологический разрез Карамышского месторождения изучен по материалам бурения и материалам ГИС. В геологическом строении месторождения принимают участие породы палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. Разрез карбонатно-терригенный. Общая мощность разреза составляет около 1900 м. Разрез характеризуется многочисленными перерывами в осадконакоплении, а также резкими изменениями толщин стратиграфических подразделений, что свидетельствует о сложной истории развития изучаемой площади. Несмотря на сложное геологическое строение и наличие перерывов в осадконакоплении на территории исследований сложились благоприятные условия для формирования коллекторов в упинских, бобриковских, тульских, черемшанско-прикамских отложениях и одновозрастных или более молодых флюидоупоров. С этими резервуарами связаны залежи углеводородов. Коллекторы упинских и черемшано-прикамских отложений представлены известняками мелко- и тонкокристаллическими. Покрышками служат аргиллиты; коллекторы бобриковского и тульского горизонта имеют терригенный состав (переслаивание песчаников, аргиллитов).

В тектоническом отношении Карамышская структура приурочена к одноименной депрессии, которая является элементом II порядка и располагается в юго-восточной части Рязано-Саратовского прогиба, который разделяет положительные структуры I порядка: Воронежскую и Волго-Уральскую антеклизы.

Изучаемая территория претерпела сложное геологическое развитие. В палеозойское время Рязано-Саратовский прогиб унаследовано развивался над Пачелмским авлакогеном, где над грабенами и горстами формировались соответственно узкие прогибы и приподнятые зоны. С начала эйфельского века и до конца карбона Карамышская структура развивалась как

положительная, со всех сторон ограниченная зонами грабенаобразных прогибов. Коренная перестройка палеоструктурного плана произошла в послепалеозойское время, когда в предъюрское, а главным образом в преднеогеновое время, инверсионными тектоническими подвижками формируется контрастный структурный план: на месте севера Карамшской приподнятой зоны образуется по горизонтам фанерозоя Карамышская депрессия, ограниченная со всех сторон новообразованными структурными дислокациями: с севера Елшано-Сергиевский вал, на западе – Баландинско-Ртищевский, на востоке – Ивановско-Покровский и на юге – Некрасовский вал. На флексурных сочленениях с валами установлены разрывные нарушения (сбросы и взбросы) преднеогенового возраста и обнаружены залежи углеводородов в отложениях девона и карбона [3].

В структурном отношении по отражающему горизонту nC1up Карамышская структура представляет собой антиклиналь, вытянутую в меридиональном направлении, на севере ограниченную тектоническим нарушением, размеры структуры по замкнутой изогипсе -1660 м составляют 4,3×6,7 км, амплитуда 40 м. Внутри структуры находятся ряд поднятий, в том числе поднятие в районе скважины №51. Размер поднятия 1,1 x 0,45 км, амплитуда ~ 10 м. К данному поднятию приурочена залежь в упинских отложениях.

Структурный план по отражающему горизонту nC2mk представляет собой антиклиналь, вытянутую с севера на юг, ограниченную тектоническим нарушением в северной части, размеры структуры по замкнутой изогипсе -1260 м составляют 4,3 × 6,7 км, амплитуда 40 м.

К упинским и черемшано-прикамским отложениям приурочены ловушки структурного и комбинированного типа соответственно.

Согласно утверждённой схеме нефтегеологического районирования Карамышское месторождение расположено в пределах в Саратовского нефтегазоносного района (НГР) Нижневолжской области (НГО) Волго-Уральской провинции. [4]

Промышленная газоносность Карамышского месторождения была доказана в 1965 году поисково-оценочной скважиной №32, в которой при опробовании V пласта тульского горизонта был получен приток газа. В 1972 году была пробурена эксплуатационная скважина № 51, при опробовании которой был получен приток газа из бобриковских отложений. Газовые залежи тульского и бобриковского пластов Карамышского месторождения выработаны в полном объеме.

В 2017 году промышленная нефтеносность на Карамышском месторождении установлена в пласте C_{1up} упинского горизонта турнейского яруса нижнего карбона, газоносность – в черемшано-прикамских отложениях башкирского яруса среднего карбона.

Нефтяная залежь упинского горизонта вскрыта скважиной №51, при освоении которой в интервале глубин 1853,0-1855,0 м получен нефонтанный приток нефти дебитом 4,9 м³/сут. Залежь – пластовая сводовая. Размеры залежи составляют: 1 × 0,45 км, высота залежи 2,5 м. Уровень ВНК принят по результатам интерпретации данных ГИС -1625,1 м. [5]

Коллекторами являются известняки мелко- и тонкокристаллические, местами перекристаллизованные. Эффективная толщина пласта C_{1up} составляет 2,5 м (скв. №51). Средневзвешенная по площади залежи нефтенасыщенная толщина составляет 2 м. Коэффициент расчлененности для коллектора равен 1; коэффициент песчаности составляет 1. По данным ГИС пористость составляет 13,7%, нефтенасыщенность по ГИС составляет 81,4%.

При подсчете запасов приняты следующие параметры: коэффициент пористости, определенны□ по ГИС 0,14 дол.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,81 дол.ед., коэффициент извлечения нефти 0,3.

Газоконденсатная залежь черемшано-прикамских отложений-пластовая сводовая, тектонически экранированная, вскрыта скважинами №№32, 33, 35, 37, 38, 50, 51, 52, 53, 54, 2Д, но опробована только в скважине №51, в которой в интервале глубин 1446-1447 м и 1449-1452 м получен

приток газа дебитом 48,9 тыс м³/сут и конденсата дебитом 0,30 м³/сут. [5]

Залежь по углеводородному составу газоконденсатная. Размеры залежи составляют: 4,8× 3,9 км, высота 21 м. Уровень ГВК принят по результатам интерпретации данных ГИС по кровле первого водонасыщенного коллектора в скважине № 2 Двоенской на абс. отм. -1245,4 м.

Коллекторами являются известняки серые, светло-серые, тонкокристаллические. Эффективная толщина пласта С₂ст-рк изменяется от 1,8 м (скв. № 32) до 9,1 м (скв. № 53). Средневзвешенная по площади залежи газонасыщенная толщина составляет 3,9 м. Коэффициент расчлененности коллектора равен 2; коэффициент песчаности составляет 0,4. По данным ГИС пористость составляет 7,7%, газонасыщенность - 71,5%.

При подсчете запасов приняты следующие параметры: коэффициент пористости, определенный по ГИС 0,08 дол.ед., коэффициент газонасыщенности 0,72 дол.ед.

Подсчет начальных запасов нефти и растворенного в нефти газа по пласту С₁ур проведен объемным методом. Запасы нефти залежи пласта С₁ур составили: категории С₁ - 60/18 тыс т (геологические/извлекаемые). В связи с малым содержанием (менее 1 млн м³) растворенный газ не учитывался на балансе запасов.

Подсчёт начальных запасов свободного газа и конденсата по пласту С₂ст-рк проведен объемным методом. Извлекаемые запасы свободного газа залежи пласта С₂ст-рк составили: по категории С₁ - 162 млн м³, по категории С₂ - 297 млн м³. Извлекаемые запасы конденсата: по категории С₁ - 2 тыс т, по категории С₂ - 3 тыс т.

Таким образом, залежью, в пределах которой необходимо рекомендовать доразведку является черемшано-прикамская, так как значительная часть запасов залежи оценена по категории С₂ (65%).

Обоснованием для проведения дополнительного разведочного бурения в пределах залежи является сложное строение пластов-коллекторов в черемшано-прикамских отложениях, характеризующееся их

невыдержанностью, изменением газонасыщенных толщин, а так же изменчивостью емкостно-фильтрационных свойств;слабая степень изученности коллекторских свойств, в основном только по ГИС; уровень ГВК принят условно по результатам интерпретации ГИС; значительная доля запасов черемшано-прикамской залежи относится к категории С2 (65%).

Целью дальнейшего изучения месторождения является уточнение особенностей строения черемшано-прикамской залежи, контуров газоносности, характера развития пластов–коллекторов по площади, подсчетных параметров для перевода оцененных запасов категории С₂ в промышленную категорию С₁. Для решения задач по доразведке черемшано-прикамской залежи запланировано бурение одной разведочной скважины. Разведочную скважину 56-Р рекомендуется заложить в северном направлении от скважины №53 на расстоянии 250 м. Выбор местоположения скважины сделан с учетом значений газонасыщенной толщины. Проектная глубина скважины – 1500 м, проектный горизонт-протвинский.

Перед скважиной 56-Р стоят следующие задачи: вскрытие и подтверждение продуктивности черемшано-прикамских отложений в южной части структуры; уточнение модели строения залежи; уточнение характера развития продуктивных отложений в южном направлении; уточнение емкостно-фильтрационных характеристик коллекторов; уточнение изменчивости физико-химических свойств флюидов по площади и разрезу залежи; перевод запасов из категории С2 в категорию С1.

Для решения указанных задач в скважине рекомендуется провести комплекс геолого-геофизических исследований (отбор керна, полный комплекс ГИС, опробование пласта в процессе бурения и испытаний в колонне, лабораторные исследования керна, шлама и пластовых флюидов).

Указанный комплекс работ позволит уточнить характер распространения пород-коллекторов, строение залежи и прирастить запасы промышленной категории С₁.

При положительном результате рекомендованных разведочных работ по скважине 56-Р прирост запасов по категории C_1 может составить 149 млн m^3 .

Список использованных источников

1. Ныхриков Е.Ф., Калмыков О.И., Тугушева В.В. «Подсчёт и пересчёт запасов свободного газа Карамышского месторождения Саратовской области» ПО КБ «Саратовнефтегаз»; Саратов, 1991.
2. Иванкин А.В. «Проведение поисковых и детализационных сейсмических работ МОГТ-2D в пределах недоизученной части сергиевского лицензионного участка с целью подготовки к глубокому бурению перспективных на нефть и газ объектов в отложениях карбона и девона» ЗАО "НП "Заприкаспийгеофизика"; Волгоград 2009.
3. Шебалдин В.П. Тектоника Саратовской области. Саратов: изд-во ОАО «Саратовнефтегеофизика», 2008.
4. Колотухин А.Т., Орешкин И.В., Астаркин С.В., Логинова М.П. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция. – Саратов: ООО «Издательский Центр «Наука», 2014.
5. Геологический отчет по скважине №51 Карамышской. 2017.