

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 продолжения поисково-оценочного бурения на
Мироновской-2 структуре
(Екатериновский лицензионный участок)
АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студента 6 курса, 611 (ком) группы, заочной формы обучения
геологического факультета
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
специализация «Геология нефти и газа»
Бурекешева Арстанбека Айджановича

Научный руководитель
ассистент

И.Р. Еналеев

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

А.Д. Коробов

ВВЕДЕНИЕ

Объектом изучения в дипломной работе является Мироновская-2 структура, входящая в состав Екатериновского лицензионного участка (ЛУ).

Целью дипломной работы является геологическое обоснование продолжения поисково-оценочного бурения на Мироновской-2 структуре.

Структура Мироновская-2 подготовлена к поисково-оценочному бурению сейсморазведочными работами в 2011 году по отражающим горизонтам: nD_{3gr} , nC_{1bb} , nC_{1al} , nC_{2mk} .

Основная перспективность структуры Мироновской-2 связывается с карбонатно-терригенными средне-верхнедевонскими и ниже-среднекаменноугольными отложениями, промышленная значимость которых установлена на соседних месторождениях Глазуновском, Мироновской-1, Вяземском, Папановском, Вольновском и др.

Административно изучаемая структура расположена в Екатериновском районе Саратовской области.

Объем работы. Дипломная работа состоит из введения 4 глав. Заключение и содержит 47 страниц текста, 7 рисунков, 4 таблицы, 4 графическими приложениями и 17 наименований использованных источников.

Основное содержание работы

Структура Мироновская-2 расположена в зоне Аткарских поднятий, где в 30-40 годы прошлого века проводилась геологическая и структурно-геологическая съёмка в масштабе 1:100000 и 1:25000. В 60-е годы сейсморазведочными работами МОВ изучалось строение палеозойских отложений.

В 70-80-е годы на исследуемой территории выполнялась детальная высокоточная гравиметрическая съёмка масштаба 1:50000, а также геохимическая и геотермическая съёмки. В результате, в большинстве случаев, было установлено соответствие положительных аномалий силы тяжести, геохимических и геотермических аномалий с положительными структурными

формами, выявленными сейсморазведкой. Построены карты микроконцентраций углеводородных газов в приповерхностном слое [1].

В 1981-1986 годы трестом "Саратовнефтегеофизика" выполнены сейсморазведочные работы МОГТ. Этими работами подготовлены к глубокому поисково-разведочному бурению по отложениям карбона и девона Сильновское, Кедровское, Высоцкое, Папановское, Глазуновское, Мироновское поднятия. На этих поднятиях пробурены глубокие поисковые скважины. В параметрической скважине 1 Высоцкой получены притоки нефти из бобриковских и тульских отложений нижнего карбона. В результате поискового бурения на Глазуновской и Папановской структурах из карбонатных отложений семилукского горизонта получены притоки нефти. Выявлены приподнятые зоны на крайнем западе и вдоль северной границы участка [2,3].

В 1989 г. с целью подтверждения Мироновской структуры, выявленной сейсморазведкой МОГТ, заложена скважина 1-Мироновская с проектной глубиной 1900 м до архейских отложений в сводовой части поднятия [4].

В 2010-2011 гг. на Екатериновском лицензионном участке выполнены сейсморазведочные исследования МОГТ-2D в объёме 426,84 пог. км и микросейсмокаротажные работы (МСК) [5].

В результате проведенных работ изучено геологическое строение девонских и каменноугольных отложений в пределах южной и центральной частей Екатериновского ЛУ. Выявлено несоответствие структурных планов целевых горизонтов представлениям прежних лет. По результатам исследований закартирован и подготовлен к поисковому бурению объект, получивший название - Мироновская-2 структура

Разрез изучаемого участка представлен отложениями рифейского возраста и осадочного чехла средне-верхнедевонского, каменноугольного, юрского, мелового и палеоген-четвертичного возрастов [6].

Протерозойская эратема представлена песчаниками мощностью до 19 м.

В присводовой и сводовой частях структуры (скв. №№1Гл., 3Гл.) тиманско-пашийские отложения залегают непосредственно на протерозойских породах. В скв. №2Гл. протерозойские отложения перекрываются отложениями воробьевского и ардатовского горизонтов. В литолого-стратиграфическом разрезе указывается диапазон установленных толщин отложений по скважинам Мироновской и Глазуновского месторождения.

Палеозойская эратема представлена девонской и каменноугольной, системами, которые сложены карбонатными и терригенными породами мощностью 1122 м.

Мезозойская эратема представлена юрской и меловой системами, которые сложены чередующимися между собой терригенными отложениями мощностью 551 м.

Кайнозойская эратема представлена палеогеновой, неогеновой и четвертичной системами, которые представлены супесями, суглинками и песками мощностью 50 м.

В разрезе складывались благоприятные условия для формирования пластов-коллекторов и флюидоупоров в семилукских карбонатных средне верхнедевонских и бобриковско-тульских терригенных отложения нижнего карбона.

В региональном тектоническом плане Мироновская-2 структура находится в юго-восточной части Восточно-Европейской платформы в пределах различных элементов южной ветви Рязано-Саратовского прогиба и зоны его сочленения с Воронежской антеклизой.

По результатам глубокого бурения, сейсморазведки и гравиразведки установлено, что в рифейское время здесь формировался Пачелмско-Саратовский авлакоген – сложно построенный рифт в теле архей-нижнепротерозойского фундамента, состоящий из комбинации грабенов, горстов и ступеней. В конце протерозоя в результате инверсионных тектонических движений происходило образование горстов с последующим глубоким размывом накопившихся над горстами отложений рифея. Над

крупным горстом, который соответствует Аткарскому выступу фундамента, от додевонских размывов сохранились лишь низы рифея (татищевская и соколовогорская свиты).

Изучаемая структура Мироновская-2 располагается по верхнему структурному этажу непосредственно в пределах Аткарской депрессии (впадины), по нижнему структурному этажу - в пределах Аткарского выступа кристаллического фундамента.

Мироновская-2 структура выделена в верхнедевонско-нижнекаменноугольном карбонатном комплексе отложений и представляет собой куполообразную складку. По своему морфогенетическому типу она относится к структурам облекания. Сформирована в результате движений рифейского останца, имеющего в плане изометрическую форму.

В сводовой части структуры в разрезе полностью отсутствуют отложения терригенного девона, что обусловлено выводом этих отложений под поверхность эрозионного среза (разрез скважины №1-Мироновская). На склонах, сохранившиеся от размыва отложения терригенного девона, представлены в объеме тиманского, пашийского, муллинского, ардатовского возраста.

В верхнедевонских и каменноугольных отложениях антиклинальная складка унаследовано прослеживается по всем основным отражающим горизонтам вплоть до пJ. Для Мироновской-2 структуры характерно последовательное затухание морфологической выраженности вверх по разрезу. Наибольшие размеры в плане и амплитуду складка имеет по подошве саргаевских отложений.

Унаследованный характер структуры в девонско-каменноугольном разрезе иллюстрируется значительным сходством рисовки изогипс по разным отражающим горизонтам чехла и уменьшением ее размера и амплитуды в каменноугольное время. Такие структуры благоприятны для формирования ловушек и скоплений УВ. Ожидаемый тип ловушек структурный.

В нефтегазоносном отношении структура Мироновская-2 расположена в Аткарско-Ивановском нефтегазоносном районе Саратовской части Нижневолжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Нефтегазоносность Аткарско-Ивановский нефтегазоносного района (Аткарская впадина) связана с терригенными и карбонатными коллекторами. Здесь выделяют региональные нефтегазоносные комплексы пород: эйфельско-нижнефранский, среднефранско-турнейский и нижневизейский.

Промышленные притоки установлены в семилукских отложениях в поисковой скв. №1 – Папановской и в тульско-бобриковских породах в параметрической скв. №1 – Высоцкой.

Залежи нефти и газа в отложениях девона и карбона являются пластовыми сводовыми, часто тектонически и литологически экранированным, залегающим в основном на глубинах 1 - 2 км.

Карбонатные коллекторы, к которым приурочены залежи углеводородов, представлены известняками тёмно-серыми и светло-серыми, неоднородными, иногда кавернозными и доломитизированными, низко-пористыми и слабопроницаемыми.

Терригенные коллекторы представлены кварцевыми песчаниками мелко- и среднезернистыми, разной степени глинистости и алевролитами поровыми и реже трещинно-поровыми. Общая пористость их изменяется от 11 до 25%.

Нефти девонских отложений характеризуются низкими плотностями ($0,790-0,830 \text{ г/см}^3$), в отличие от нефти каменноугольных пород, которые имеют плотность до $0,890 \text{ г/см}^3$. Соответственно нефти девона имеют меньшую вязкость, смолистость и меньше содержат серы. Газосодержание в нефти различается незначительно, в пределах от 25 до $207 \text{ м}^3/\text{т}$.

Эффективные нефтенасыщенные толщины продуктивных пластов в среднем составляют не более 10 м, залежи имеют небольшие размеры, высота их иногда достигает 80 м, пластовые давления близки к гидростатическим и изменяются от 8 до 20 МПа. Пластовые температуры невысокие - 30 до 60°C .

Подсчетные параметры и подготовленные ресурсы категории D_0 нефти и растворенного газа Мироновской-2 структуры приведены в таблице 1.

Таблица 3 - Параметры оценки и подготовленные ресурсы категории D_0 нефти и растворенного газа Мироновской-2 структуры

Продуктивный горизонт	Площадь, тыс.м ²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициент пористости	Коэффициент нефтенасыщенности	Коэффициент пересчетный	Плотность нефти, г/см ³	Геологические ресурсы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые ресурсы нефти, тыс.т.	Газосодержание, м ³ /т	Геологические ресурсы растворенного газа, млн.м ³	Извлекаемые ресурсы I растворенного газа, млн.м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
C ₁ д	1,3	1,48	0,21	0,8	0,97	0,873	274	0,25	68	89,9	25	6
C ₁ бб	3,2	4	0,21	0,8	0,97	0,873	1821	0,25	455	89,9	164	41
D ₃ sm-sr	5,3	6	0,09	0,76	0,77	0,831	1392	0,35	487	89,9	125	44
Всего							3486		1011		313	91

Основными перспективными отложениями на изучаемой структуре, как по анализу структурных планов, результатам динамического анализа данных сейсморазведки, так и по анализу региональных закономерностей нефтегазоносности юго-восточной части Аткарского выступа, следует признать отложения девонской (семилукский горизонт) и каменноугольной (бобриковские, тульские горизонты), в которых по аналогии с соседними площадями прогнозируются газовые, нефтяные и газоконденсатные залежи. А также второстепенными можно ожидать залежи в девонской (воробьевские, ардатовские, тиманско-пашийские отложения) нефтяные и нефтегазовые и в каменноугольной (черемшанско-прикамские отложения) системах.

Установленные в Аткарско-Ивановском НГР залежи приурочены к структурным, тектонически экранированным ловушкам. Коллекторы на соседних месторождениях представлены кварцевыми песчаниками, разнотернистыми с глинистым и карбонатным цементом и известниками органногенно обломочными, мелкозернистыми и трещиноватыми. Покрывками служат глины и аргиллиты.

С целью оценки нефтегазоносности подготовленной Мироновской-2 структуры рекомендуется бурение одной поисково-оценочной скважины.

Поисково-оценочную скважину №3-Мп рекомендуется заложить в точке пересечения профилей ЕК041002 и ЕК041018, с проектной глубиной - 1600 м и со вскрытием рифейских отложений. Альтитуда земли устья скважины принята 237 м. Положение рекомендуемой скважины показано на всех структурных картах nD_{2sr}, nC_{1bb}, nC_{1al}, nC_{2mk} и профиле, как показано на приложениях В, Г, Д, Е, Ж.

Цель бурения: подтверждение прогнозируемых залежей УВ в средневерхнефранских и ниже-каменноугольных отложениях и оценки их нефтегазоносности.

Прогнозируемые суммарные геологические ресурсы D₀ нефти Мироновской-2 структуры саргаевосемелукских составят 3486 тыс.т., извлекаемые ресурсы нефти -1011 тыс.т.

Прогнозируемые суммарные геологические ресурсы D_0 растворенного газа Мироновской-2 структуры составят 313 млн.м³, извлекаемые ресурсы растворенного газа -91 млн.м³.

Для решения поставленных геологических задач предусматриваются:

-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 скважины в процессе бурения, опробования и испытания.

Заключение

Мироновская-2 структура подготовлена сейсморазведочными работами МОГТ-2D в по отражающим горизонтам: nD_{3sr} , nC_{1bb} , nC_{1al} , nC_{2mk} . В результате изучения геологического строения рассматриваемой территории, установлено сложное строение терригенно-карбонатных отложений девонских и каменноугольных отложений.

Перспективность территории Мироновской-2 структуры связывается с карбонатно-терригенными средне-верхнедевонскими и нижне-среднекаменноугольными нефтегазоносными комплексами пород, промышленная значимость которых установлена на соседних месторождениях (Глазуновском, Папановском в семилукских отложениях, Высоцком в тульско-бобриковских породах). По типу природного резервуара залежи ожидаются пластовые сводовые.

С целью подтверждения прогнозируемых ловушек УВ на Мироновской-2 структуре и оценки их нефтегазоносности, целесообразно провести поисково-оценочное бурение на данной структуре.

Для подтверждения существования залежей УВ на Мироновской-2 структуре в нижнекаменноугольных и среднефранских отложениях и оценки их нефтегазоносности и выявления возможной нефтегазоносности пластов средневернедевонских терригенно-карбонатном пласте, предусматривается

бурение поисковой скважины №3Мп с проектной глубиной – 1600 м, проектным горизонтом - рифейским. В процессе бурения поисково-оценочной скважины планируется провести полный комплекс геолого-геофизических исследований: отбор керна и шлама, ГИС и ГТИ, опробования, испытания и лабораторные исследования.

В случае открытия залежей УВ будет произведен оперативный подсчет запасов по категориям C_1 и C_2 с последующим развитием геолого-разведочных работ на данном и других участках с аналогичной геологической ситуацией.

Список использованных источников

1. Машкович К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. / К.А. Машкович. «Недра». Москва, 1976. – 221 с.
2. Бабадаглы, В.А. Аллювиально-дельтовые системы палеозоя Нижнего Поволжья. / Под редакцией В.А. Бабадаглы, А.К.Замаренова. СГУ. Саратов, 1982. – 154 с.
3. Яцкевич, С.В. Аллювиально-дельтовые системы среднего и верхнего девона Саратовского Правобережья и их связь с блоковой тектоникой. / С.В. Яцкевич, В.Я. Воробьев, В.Д. Мамулина. Недра Поволжья и Прикаспия, вып. 24, 2000. – 250 с.
4. Обобщение геолого-геофизических данных на основе переобработки и переинтерпретации материалов прошлых лет на Екатериновском лицензионном участке./ Отчет ОАО "Саратовнефтегеофизика", г. Саратов, 2005. – 120 с.
5. Абрамов, В.М. Информационный отчет о «Проведении сейсморазведочных работ МОГТ-2D па Екатериновском лицензионном участке Саратовской области»./ В.М. Абрамов Фонды ООО «ЗЕНнефть». Саратов, 2011. – 210 с.
6. Паспорт на Мироновскую-2 структуру, подготовленную сейсморазведкой МОГТ к поисковому бурению. /Отчет ООО «ЗЕНнефть» - Саратов, 2011. – 51 с.