

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 разведочного бурения на Ново-Дмитриевском
месторождении

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

Студента 6 курса 611 группы заочной формы обучения
геологического факультета
специальность 21.05.02 «Прикладная геология»
специализация «Геология нефти и газа»
Луконина Александра Петровича

Научный руководитель:

ассистент кафедры

Чуваев А.В.

Зав. кафедрой:

доктор геол.-мин. наук, профессор

Коробов А.Д.

Саратов, 2022 г.

Введение

В административном отношении Ново-Дмитриевское месторождение расположено на территории Быковского района Волгоградской области.

Площадные сейсморазведочные работы МОГТ в пределах левобережной части Волгоградской области силами ПО «Волгограднефтегеофизика» проводились с 1982 по 1992 год. По их результатам в верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложениях выявлена и закартирована Малышевско-Петровская приподнятая зона с наличием ряда локальных структур [1]. Последующим бурением в них установлен ряд месторождений нефти: Левчуновское, Алексеевское, Юрьевское, Малышевское, Центральное и ближайшее к Ново-Дмитриевскому - Сергеевское.

В 2007 г. ОАО «Волгограднефтегеофизика» на Лободинском лицензионном участке были проведены сейсморазведочные работы МОГТ, направленные на детализацию южной части Малышевско-Петровской приподнятой зоны, в том числе и в пределах Ново-Дмитриевской структуры. В результате по турнейско-бобриковским отложениям была закартирована Ново-Дмитриевская структура [2].

В сентябре 2013 г. на Ново-Дмитриевской структуре была заложена и в мае 2014 года закончена бурением поисковая скв. 1 Ново-Дмитриевская.

Цель бурения скважины – поиски залежей углеводородов в отложениях карбона и девона, установление основных характеристик выявленных залежей. Фактический забой составил 5253 м в сенновских отложениях верхнего девона.

Скважина наклонно-направленная с максимальным углом уклона 55,20 на глубине 3100,0 м, в интервале исследования кривизна скважины составляет ~ 6,70.

В процессе бурения скважины выполнен комплекс промыслово-геофизических исследований в следующем объёме: ПС, БК, БКЗ (ННК+ГК), (ГК+ГК), ГК, НГК, ИК, АК, ОЦК, резистивиметрия, термометрия, инклинометрия.

В разрезе Ново-Дмитриевского месторождения принимают участие отложения палеозойской, мезозойской и кайнозойской эратем.

Ново-Дмитриевское месторождение в региональном отношении расположено на юго-востоке Русской плиты. Территориально лицензионный участок Волгоградское Заволжье расположен в зоне сочленения юго-восточного склона Воронежской антеклизы и Прикаспийской впадины.

Нижний структурный этаж охватывает отложения от поверхности кристаллического архейско-протерозойского фундамента до средне-верхнедевонских отложений, верхний - частично отложения средне-верхнедевонского возраста, карбона, перми и мезозоя.

Тектоника этих структурных этажей во многом определяется строением кристаллического фундамента, имеющего общее направление погружения в восточном направлении.

По нижнему структурному этажу вмещающей структурой II порядка является Приволжский мегавал, граничащий на западе с Уметовско-Линевской депрессией, на востоке – с бортовым уступом Прикаспийской впадины. В составе Приволжского мегавала выделяется Николаевско-Городищенская предбортовая ступень (структура III порядка), граничащая на востоке с Антиповско-Щербаковской приподнятой зоной, входящей также в состав Приволжского мегавала. По поверхности фундамента и отложениям терригенного девона Николаевско-Городищенская предбортовая ступень является горсто-грабеновой системой блоков, ориентированных субпараллельно бортовому уступу Прикаспийской впадины.

По верхнему структурному этажу территория соответствует Приволжской моноклинали, осложненной системой малоамплитудных, вытянутых в северо-восточном направлении складок, зачастую осложненных органогенными постройками. Над ними формируются структуры облекания в вышележащих

фаменско-визейских отложениях. Ново-Дмитриевское месторождение входит в состав Малышевско-Петровской зоны нефтегазонакопления, объединяющей нефтегазовые месторождения, приуроченные к этим антиклинальным поднятиям.

По своему генезису Ново-Дмитриевская структура, по турнейским отложениям, как и другие локальные структуры, составляющие Малышевско-Петровскую продуктивную приподнятую зону: Алексеевская, Малышевская, Юрьевская, представляют собой структуры облекания верхнефаменских карбонатных объектов.

Как показывает волновая картина профилей, характеризующих Ново-Дмитриевскую структуру, при близких сейсмофациальных особенностях верхнефаменско-турнейских карбонатов их динамическая выраженность в осевой зоне антиклинали и на ее склонах заметно отличается.

Ново-Дмитриевская структура (тектонический элемент IV порядка) вытянута в северо-восточном направлении по отражающему горизонту C1t, приуроченного к кровле турнейского яруса имеет вытянутую по простиранию форму, локализованную по изогипсе -4370 м. Ее размеры составляют 6,8 км x 1,8 км, амплитуда 30 м, площадь 8,305 км².

Ново-Дмитриевское нефтяное месторождение приурочено к Нижневолжской нефтегазоносной области Волго-Уральской провинции. Ближайшие нефтяные разрабатываемые месторождения: Алексеевское, Юрьевское, Малышевское.

Нефтеносность Ново-Дмитриевского месторождения в процессе бурения изучалась по керну и промыслово-геофизическим материалам [3]. Перспективные на нефть отложения опробовались в открытом стволе с помощью испытателя пластов только в ранее пробуренной скважине 2 Дмитриевская (пробурена в 1992 г.), по техническим причинам в скважине 1 Ново-Дмитриевская (скважина наклонно-направленная) ИПТ в процессе бурения не проводилось, в

эксплуатационной колонне были испытаны отложения фаменского яруса (хованский и сенновский горизонты).

Промышленно нефтеносны в разрезе Ново-Дмитриевского месторождения карбонатные отложения хованского горизонта фаменского яруса верхнего девона.

Из вышеперечисленных месторождений Малышевско-Петровской зоны хованский горизонт продуктивен только на Юрьевском месторождении.

Продуктивность отложений бобриковского горизонта определена по керну и промыслово-геофизическим материалам. В скважине 1 Ново-Дмитриевская бобриковские отложения в процессе бурения и в эксплуатационной колонне не опробовались. Нефтенасыщенная толщина в скв. 1 Ново-Дмитриевская составляет 8 м. Залежь пластовая, литологически ограниченная. Размеры залежи в пределах установленного контура нефтеносности составляют 3,175x1,0 км, высота залежи 16,3 м.

Продуктивность отложений кизеловского горизонта определена по керну и промыслово-геофизическим материалам. В скважине 1 Ново-Дмитриевская в процессе бурения и в эксплуатационной колонне кизеловские отложения не опробовались. Нефтенасыщенная толщина в скв. 1 Ново-Дмитриевская составляет 15,6 м. Залежь пластовая, сводовая. Размеры залежи в пределах установленного контура нефтеносности составляют 4,950x1,75 км, высота залежи 33,9 м.

Продуктивность отложений черепетского горизонта определена по керну и промыслово-геофизическим материалам. В скважине 1 Ново-Дмитриевская в процессе бурения и в эксплуатационной колонне отложения не опробовались. Нефтенасыщенная толщина в скважине 1 Ново-Дмитриевская составляет 7,6 м. Залежь пластовая, сводовая. Размеры залежи в пределах установленного контура нефтеносности составляют 2,9x0,875 км, высота залежи 19,2 м.

Нефтенасыщение продуктивного хованского горизонта определено по данным ГИС и подтверждено опробованием в эксплуатационной колонне. Из интервала 5127,8-5156 (по вертикали -4457,5-4485,5) м получен приток нефти дебитом 48,8 м³/сут. Продуктивная часть пласта хованского горизонта вскрыта на глубину, обеспечивающую преодоление зоны загрязнения призабойной части пласта и достаточное количество перфорационных каналов, обеспечивает совершенную связь пласта и скважины. Нефтенасыщенная толщина в скважине 1 Н-Дм составляет 12,2 м. Залежь пластовая, сводовая. Размеры залежи в пределах установленного контура нефтеносности составляют 4,675x1,625 км, высота залежи 35,3 м.

В 2014 году был выполнен первый оперативный подсчет запасов Ново-Дмитриевского месторождения по залежам нефти бобриковского, кизеловского, черепетского и хованского горизонтов.

Начальные запасы месторождения составляют:

- 1) Геологические - нефти 6150 тыс.т по категории С₂, 1141 тыс.т по категории С₁; растворенного газа в нефти 1257 млн.м³ по категории С₂, 230 млн.м³ по категории С₁;
- 2) Извлекаемые - нефти 2148 тыс.т по категории С₂, 383 тыс.т по категории С₁; растворенного газа в нефти 440 млн.м³ по категории С₂, 77 млн.м³ по категории С₁.

Ново-Дмитриевское месторождение согласно гидрогеологическому районированию расположено в пределах Северо-Каспийского артезианского бассейна II порядка. Геологическое строение данного месторождения, представленное в отчёте, основывается на гидрогеологических материалах, полученных при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ, проведённых непосредственно на Левчуновском и следующих сопредельных

территориях: Южно-Левчуновском, Алексеевском, Малышевском, Прибрежном и Центральном месторождениях нефти, а также на Александровском, Александровско-Кисловском, Антиповско-Балыклейском, Быковском, Долгожданном, Залигорском, Луговом, Николаевском, Федоровском, Юрьевском. По результатам данных работ в пределах контура нефтеносности месторождения было установлено наличие двух основных водоупорных толщ.

По литологическому составу водоносный комплекс нижнего карбона разделяется на три водоносные толщи, соответствующие трём ярусам: верхнюю (серпуховский ярус) и нижнюю (турнейский ярус) преимущественно карбонатные, разделённые средней терригенной (визейский ярус). В гидрогеологическом плане разделение проведено схематично, поскольку выделенные водоносные толщи близки по гидрогеологическим показателям; отдельные слои, горизонты и толщи в различной степени взаимосвязаны между собой. Водосодержащими породами в верхней и нижней толщах являются неравномерно трещиноватые и кавернозные известняки с прослоями трещиноватых доломитов и песчаников, среди которых прослеживаются редкие и маломощные прослои водоупорных глин, алевролитов, аргиллитов и мергелей.

В средней толще (визейский ярус), преимущественно терригенной, водоносными породами являются, в основном, трещиноватые песчаники и, редко, маломощные прослои глин, аргиллитов, алевролитов, углей. Отложения во всех трёх толщах обводнены неравномерно, что обусловлено неравномерной трещиноватостью. Толщины обводнённых интервалов составляют от 1-10 до 90-113, чаще 15-50 м. Суммарная толщина водовмещающих пород комплекса по аналогии с другими площадями достигает ориентировочно 300-400 м. Дебиты изменяются от 0,01-0,9 до 6,1-9,2 л/с, чаще менее 1 л/с.

По химическому составу преобладают хлоридные натриево-кальциевые, редко натриевые. Плотность пластовых вод 1,054-1,162 г/см³. Содержания йода-

брома составили: йода от 0-3,8 до 10,7-15,5 мг/дм, брома от 171-233 до 722-797 мг/дм³.

Питание и разгрузка комплекса осуществляются за счёт смежных водоносных комплексов на участках гидравлической взаимосвязи с ними.

В составе водоносного верхнедевонского комплекса можно выделить три водоносные и одну водоупорную толщи.

Верхняя водоносная толща, соответствующая фаменскому ярусу за исключением волгоградского горизонта, и средняя водоносная толща, включающая большинство стратиграфических горизонтов франского яруса (от ливенских до саргаевских отложений включительно), являются преимущественно карбонатными, а нижняя водоносная толща, состоящая из кыновского и пашийского горизонтов франского яруса, представляет собой преимущественно терригенную толщу.

Водосодержащими породами в верхней и средней толщах являются неравномерно трещиноватые и кавернозные известняки и доломиты с прослоями песчаников, аргиллитов, алевролитов, глин, мергелей; в нижней толще - преимущественно трещиноватые песчаники с прослоями аргиллитов, алевролитов, глин, и очень редко известняков и доломитов. Верхняя и средняя толщи разделяются практически водоупорными отложениями волгоградского горизонта фаменского яруса.

Пластовая вода относится к крепким рассолам с минерализацией более 200 г/л. По химсоставу хлоридная натриево-кальциевая. Содержание йода от 3 до 7 мг/л и брома 400 - 600 мг/л.

Питание и разгрузка комплекса происходят за счёт смежных водоносных комплексов на участках гидравлической взаимосвязи. По имеющимся данным и

по аналогии с другими площадями воды комплекса обычно являются промышленными по бром, иногда и по йоду.

В целом водоносный комплекс верхнедевонских отложений имеет очень сложные гидрогеологические, гидрогеохимические и горно-геологические условия.

Обоснованием постановки разведочного бурения на Ново-Дмитриевском месторождении является получение промышленных притоков при испытании скважины 1 Ново-Дмитриевской и наличие запасов категории C_2 , которые требуют доразведки.

Основными задачами разведочного бурения являются:

1. Изучение тектонических особенностей месторождения;
2. Уточнение литологического состава продуктивных пластов, их общей и эффективной мощности, коллекторские свойства, нефтегазонасыщенности;
3. Определение положение ВНК в юго-западной части месторождения;
4. Исследования дебита нефти, пластового давления, давления насыщения и другие параметры залежи;
5. Исследование физико-химических свойств нефти и пластовой воды;
6. Подсчет и перевод запасов из категории C_2 в категорию C_1 .

Для решения поставленных задач предусматривается бурение разведочной скважины со вскрытием сенновских отложений фаменского яруса верхнедевонского возраста на полную мощность. Скважина закладывается на южном куполе Ново-Дмитриевского месторождения. Скважина №2 Ново-Дмитриевского месторождения проектируется глубиной 4650 м, проектный горизонт – сенновский.

В процессе бурения разведочной скважины предусматривается комплекс геолого-геофизических исследований, отбор керна, испытания пластов, лабораторные исследования полученных образцов керна и пластовых флюидов [4].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ново-Дмитриевское месторождение расположено в пределах лицензионного участка Волгоградское Заволжье. Месторождение расположено на территории Быковского района Волгоградской области, в 13,5 км к югу от р.п. Быково.

В разрезе Ново-Дмитриевского месторождения принимают участие отложения палеозойской, мезозойской и кайнозойской эратем.

В 2007 году по турнейско-бобриковским отложениям была закартирована Ново-Дмитриевская структура. Месторождение открыто в 2014 году скважиной №1 Ново-Дмитриевская.

Промышленно нефтеносны в разрезе Ново-Дмитриевского месторождения отложения бобриковского, кизеловского, черепетского, хованского горизонтов.

С целью доразведки Ново-Дмитриевского месторождения и решения геологических задач по уточнению строения месторождения проектируется разведочная скважина № 2 Ново-Дмитриевская. Скважина закладывается на южном куполе Ново-Дмитриевского месторождения. Проектная глубина – 4650 м, проектный горизонт – сенновский.

Начальные запасы Ново-Дмитриевского месторождения составляют:

- 1) Геологические - нефти 6150 тыс.т по категории C_2 , 1141 тыс.т по категории C_1 ; растворенного газа в нефти 1257 млн.м³ по категории C_2 , 230 млн.м³ по категории C_1 ;
- 2) Извлекаемые - нефти 2148 тыс.т по категории C_2 , 383 тыс.т по категории C_1 ; растворенного газа в нефти 440 млн.м³ по категории C_2 , 77 млн.м³ по категории C_1 .

По результатам бурения разведочной скважины № 2 Ново-Дмитриевская будет произведен оперативный пересчет запасов с целью перевода запасов категории C_2 в категорию C_1 .

Список использованных источников

1. А.И. Комягин, А.А. Клочков. Отчет по теме «Проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в пределах Волгоградского Заволжья» Волгоград, 2005 г.;
2. Колкунов В.В., Вислова М.А. – Паспорт на Ново-Дмитриевскую структуру. Волгоград, 2007 г.;
3. Е.С. Черняев, М.С. Жуков Проект пробной эксплуатации Ново-Дмитриевского нефтяного месторождения, «ТюменьНИИпроект», Тюмень, 2015 г.;
4. Методические указания по ведению работ на стадиях поисков и разведки месторождений нефти и газа - Мингео СССР, М., 1982 г.