

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 Лазурного месторождения
(Волгоградская область)**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса, 551 группы, очной формы обучения

геологического факультета

специальности 21.05.02 «Прикладная геология»

специализация «Геология нефти и газа»,

Абдряева Марата Рашидовича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент

_____ Л.А. Коробова

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

_____ А. Д. Коробов

Саратов 2026

Введение

Волгоградская область относится к старейшим нефтегазодобывающим регионам. Открытие здесь крупных и средних месторождений уже маловероятно, добыча на действующих объектах снижается. Для её поддержания необходимо вовлекать в освоение мелкие месторождения, к числу которых относится Лазурное газонефтяное месторождение, являющееся объектом изучения данной дипломной работы.

В административном отношении месторождение расположено в Котовском районе Волгоградской области. Лазурное газонефтяное месторождение находится на территории одноимённого лицензионного участка. Открыто в 2007 г. скважиной № 6 Лазурная. Залежь нефти установлена в бобриковских отложениях нижнего карбона.

Несмотря на доказанную промышленную нефтеносность, месторождение изучено слабо. Пробурено лишь две поисково-оценочные скважины, причём скважина № 1 Лазурная находится за контуром нефтеносности. Соотношение запасов нефти по категориям C_1 и C_2 составляет 13:87. Водонефтяной контакт (ВНК) по данным ГИС и опробования принят на отметке минус 1913,3 м. Анализ строения продуктивного горизонта показывает, что песчаники бобриковского возраста, вероятно, формируют баровый комплекс, для которого характерна литологическая изменчивость по латерали. В связи с этим резервуар может иметь неправильную форму, а его границы требуют дальнейшего обоснования.

Цель дипломной работы – обоснование доразведки Лазурного месторождения.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- собрать геолго-геофизические материалы, характеризующие геологическое строение и нефтегазоносность Лазурного месторождения;

- внести корректировку в интерпретацию модели строения бобриковской залежи месторождения (с учетом продуктивности барового комплекса);
- обосновать недоизученность бобриковской залежи Лазурного месторождения;
- создать цифровую модель сводного литолого-стратиграфического разреза исследуемого месторождения;
- подготовить рекомендации на проведение разведочных работ на исследуемом месторождении.

Работа основана на материалах, характеризующих строение и нефтегазоносность Лазурного месторождения: сводном литолого-стратиграфическом разрезе, структурной карте по кровле коллектора бобриковского горизонта, профильных разрезах продуктивных отложений, а также на фондовых и опубликованных литературных источниках.

Исследуемая территория приурочена к водоразделу рек Медведица и Иловля и представляет собой всхолмлённую равнину Приволжской возвышенности, интенсивно расчленённую овражно-балочной сетью. Климат умеренно-континентальный, засушливый. Средние температуры января составляют -9...-11 °С, июля +22...+24 °С. Гидрографическая сеть относится к бассейнам рек Медведица и Иловля, постоянные водотоки на участке отсутствуют. Ближайшими месторождениями являются Котовское, Южно-Умётовское, Щербаковское и Демьяновское. Вблизи расположена железнодорожная станция Лапшинская, обеспечивающая высокую транспортную доступность.

Дипломная работа состоит из введения, пяти глав, заключения и содержит 41 страниц текста, 2 рисунков и 5 графических приложений. Список использованных источников включает 14 наименований.

Основное содержание работы

В 1995 г. ЗАО «НП Запприкаспийгеофизика» методом МОГТ-2D впервые выявило Лазурную структуру по отражающей поверхности бобриковского горизонта. По замкнутой изогипсе минус 1915 м она представляет собой брахиантиклинальную складку с линейными размерами 2,5×5,75 км [1].

Всего по бобриковскому горизонту и турнейскому ярусу с отбором керна пройдено 34,4 м, вынос керна составил 98,5 %. По продуктивной части бобриковского горизонта проходка колонковым долотом – 10,2 м, вынос керна 100 %.

Таким образом, при доказанной промышленной нефтеносности месторождение остаётся слабоизученным: пробурено две скважины, одна – за контуром, запасы оценены по категориям C_1 и C_2 в соотношении 13:87. Для перевода запасов в C_1 требуется доразведка.

Разрез Лазурного месторождения изучен по данным бурения, ГИС и керна скважины № 6 Лазурная. В строении принимают участие докембрийский фундамент и осадочный чехол, представленный силурийской, девонской, каменноугольной, пермской, триасовой, юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной системами [2].

Палеозой начинается нерасчленёнными силурийско-нижнедевонскими терригенными образованиями на размытой поверхности фундамента. Вскрытая мощность до 100 м.

Девонская система включает отложения среднего и верхнего отделов. Средний девон (эйфельский и живетский ярусы) сложен терригенными и карбонатными породами. Ряжский горизонт представлен песчаниками (100-150 м). Клиновский – известняками (200-250 м). Мосоловский – известняками, в верхней части слабглинистыми (80-100 м). Черноярский – нефтематеринскими глинами (10-20 м). Воробьёвский горизонт содержит кварцевые газонефтенасыщенные песчаники (150-200 м). Ардатовский – песчаники с

прослоями глин, в кровле известняки (120-150 м). Муллинский – нефтематеринские глины (100-130 м).

Верхний девон (франский и фаменский ярусы) характеризуется значительным разнообразием. Пашийский горизонт сложен газонефтенасыщенными песчаниками (60-100 м). Тиманский – нефтенасыщенными песчаниками и нефтематеринскими глинами (80-100 м). Саргаевский представлен известняками и нефтематеринскими глинами (100-150 м). Семилукский включает биогермные известняки, в верхней части – органические постройки с нефтепроявлением (150–200 м). Петинский, воронежский и евлановско-ливенский горизонты сложены карбонатными породами. В местах развития палеоподнятий присутствуют рифовые тела. Толщина воронежского – 80-100 м, евлановско-ливенских – 180-200 м.

Фаменский ярус начинается волгоградским горизонтом – нефтенасыщенными песчаниками (150-180 м). Задонский и елецкий горизонты представлены известняками, в том числе нефтенасыщенными (80–100 м и 40–50 м каждая пачка). Лебедянский, зимовский, сенновский горизонты и заволжский надгоризонт сложены известняками, мергелями и аргиллитами общей толщиной 290-400 м.

Каменноугольная система. Нижний отдел включает турнейский и визейский ярусы. Малевский горизонт залегает на размытой поверхности заволжского надгоризонта и представлен известняками (35-40 м), упинский – глинизированными известняками (52-60 м). Черепетский горизонт сложен трещиноватыми известняками с прослоями глин (83-90 м), кизеловский – глинистыми известняками и мергелями (76-80 м).

Малиновский надгоризонт несогласно залегает на кизеловском и представлен битуминозными глинами (38-40 м). Бобриковский горизонт – продуктивный, сложен высокопроницаемыми высокоёмкими песчаниками без глинистых прослоев, сформировавшимися в прибрежно-морских условиях (48-50 м). Тульский горизонт представлен глинами, доломитами и песчаниками с

газонефтяными проявлениями (118-119 м). Алексинский – песчаниками и глинами, в песчаниках установлены газонефтяные проявления (58-60 м). Михайловский и веневский – известняками (79-80 м и 76-80 м). Серпуховский ярус сложен органогенными окремнелыми известняками (49-50 м).

Средний карбон (башкирский и московский ярусы) представлен чередованием карбонатных и терригенных пород. Прикамский, кельтменский и краснополянский горизонты – глинистые известняки (79-80 м). Мелекесский и черемшанский – глины, песчаники, алевролиты (99-100 м). Вере́йский горизонт содержит песчаники с признаками УВ (106-110 м). Каширский, подольский и мячковский горизонты сложены известняками с прослоями глин и мергелей общей толщиной около 320-340 м.

Верхний карбон (касимовский и гжельский ярусы) представлен известняками глинистыми, окремнелыми (139-140 м и 76-80 м).

Пермская система. Приуральский отдел (артинский, сакмарский, ассельский ярусы) – ангидриты с прослоями доломитов (147-150 м). Кунгурский ярус – каменная соль, ангидриты, доломиты (147-150 м). Уфимский – сульфатно-карбонатные отложения (8-10 м). Биармийский отдел (казанский и уржумский ярусы) – доломиты битуминозные трещиноватые (9-10 м и 17-20 м). Татарский отдел – красноцветные глины (18-20 м).

Мезозой включает триасовую, юрскую и меловую системы. Нижний триас несогласно залегает на татарских отложениях, представлен песчано-глинистыми породами (108-110 м). Средняя юра – глины с прослоями песчаников (18-20 м), келловейский ярус – глины известковистые (17-20 м). Нижний мел (неокомский, аптский, альбский ярусы) — пески, алевролиты, песчаники (7-20 м). Верхний мел – алевролиты, известняки, глины, пески общей толщиной 51-60 м.

Кайнозой включает палеогеновую, неогеновую и четвертичную системы. Палеоген – пески, глины (86-90 м). Неоген – пески (45-50 м). Четвертичная

система – ледниково-делювиальные суглинки с включениями щебня и пески (9-10 м).

Общая мощность осадочного чехла составляет 5350 м. В разрезе установлены стратиграфические несогласия и перерывы: полностью выпадают отложения среднего и верхнего триаса. Продуктивный бобриковский горизонт связан с песчаным телом барового комплекса, сформировавшимся в прибрежно-морских условиях.

В региональном тектоническом плане Лазурное месторождение расположено в пределах Восточно-Европейской платформы, в юго-западной части Рязано-Саратовского прогиба Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В фундаменте территория приурочена к Пачелмско-Саратовскому авлакогену. В осадочном чехле ему соответствует Рязано-Саратовский прогиб, выполненный мощной толщей палеозойских и мезозойских отложений [4].

В разрезе выделяются два структурных этажа: нижний (девонский) и верхний (каменноугольно-мезозойский). Граница проходит по поверхностям региональных перерывов, связанных с перестройкой структурного плана в конце раннефранского времени.

По нижнему этажу месторождение приурочено к Умётовско-Линёвской депрессии, входящей в систему отрицательных структур Рязано-Саратовского прогиба. Умётовская мульда – наиболее погружённая часть депрессии, асимметричная впадина субширотного простирания. Нижний этаж сложен терригенными формациями силурийско-нижнефранского возраста, его верхняя граница совпадает с кровлей тиманского горизонта. Дизъюнктивные нарушения фундамента проявляются в виде линейных зон повышенной трещиноватости и флексур.

По верхнему структурному этажу Умётовско-Линёвской депрессии соответствуют Доно-Медведицкие дислокации – крупная зона линейных дислокаций платформенного типа, протягивающаяся в субмеридиональном

направлении вдоль восточного борта Рязано-Саратовского прогиба. Она характеризуется повышенной тектонической нарушенностью, наличием протяжённых сбросов и приразломных валов.

Доно-Медведицкие дислокации осложнены структурами более низкого порядка, в том числе Умётовско-Чухонастовским валом – пологой брахиантиклинальной складкой инверсионного происхождения, сформировавшейся в результате позднепалеозойских тектонических движений. Замкнутая положительная форма прослеживается по поверхностям черепетского, верейского горизонтов и по кровле касимовского репера. Характерная особенность структуры – затухание как вверх, так и вниз по разрезу, что является диагностическим признаком инверсионного происхождения.

На структурной карте по кровле бобриковского горизонта Лазурная структура оконтурена замкнутой изогипсой минус 1915 м и представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного простиранья. Размеры – 5,75×2,5 км, амплитуда 20 м. Складка асимметрична: западное крыло пологое, восточное – более крутое, что обусловлено региональным моноклинальным наклоном слоёв в сторону Прикаспийской впадины [3].

По паспорту Лазурная структура относится к структурным ловушкам платформенного типа. Формирование ловушки связано с инверсионными процессами в зоне сочленения Рязано-Саратовского прогиба и Доно-Медведицких дислокаций, что определило её асимметричное строение и ограниченную амплитуду [3].

Вместе с тем скважиной № 6 Лазурная в прикровельной части бобриковского горизонта вскрыта мощная пачка однородных высокоёмких песчаников без глинистых прослоев, что типично для отложений барового комплекса. В настоящее время на производстве принята модель структурной ловушки. Однако с учётом малого числа скважин и установленного барового генезиса коллектора существует вероятность, что нефтенасыщенное песчаное

тело представляет собой погребённый береговой вал – литологически изолированный резервуар неправильной формы, ограниченный со всех сторон непроницаемыми породами. Достоверно оконтурить это тело по имеющимся данным не представляется возможным.

Лазурное месторождение расположено в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в северо-восточной части Нижневолжской нефтегазоносной области, и приурочено к Доно-Медведицкому нефтегазоносному району [5].

Промышленная нефтегазоносность связана с терригенными отложениями бобриковского горизонта нижнего карбона, залегающего на глубинах 2090-2125 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине № 6 Лазурная выделена в интервале 2093-2108 м при общей толщине горизонта до 50 м. Из двух пробуренных скважин промышленный приток получен только из скважины № 6.

Коллектор представлен песчаниками без глинистых прослоев, преимущественно кварцевого состава с примесью полевых шпатов, слабо сцементированными (цемент глинистый). Покрышкой служат плотные известняки и глины тульского горизонта [6] .

По типу залежь пластовая, сводовая. Она приурочена к кровельной части бобриковских отложений и контролируется брахиантиклинальной структурой. Строение продуктивного пласта – мощная пачка однородных песчаников указывает на вероятный баровый генезис, в связи с чем резервуар может иметь неправильную форму. Для уточнения строения необходимы дополнительные скважины и межскважинная корреляция.

Залежь по характеру флюида газонефтяная. Нефть лёгкая: плотность в поверхностных условиях 819 кг/м^3 , вязкость $3,96 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, температура застывания $14 \text{ }^\circ\text{C}$. В пластовых условиях плотность 698 кг/м^3 , вязкость $0,551$

мПа·с, объёмный коэффициент 1,364. Газосодержание при дифференциальном разгазировании 147,7 м³/т. Пересчётный коэффициент 0,766.

Размеры нефтяной оторочки по ВНК – 2,5×5,4 км, площадь в контуре нефтеносности – 10 372 тыс. м², условная высота нефтяной части – 7 м. Газовая шапка имеет размеры 1,5×3,5 км, площадь в контуре газоносности – 3 604 тыс. м², условная высота газовой части – 6,3 м. В скважине № 6 Лазурная получен дебит нефти $Q_n = 56$ м³/сут на штуцере 4 мм. Газонефтенасыщенная толщина изменяется от 1,1 м (скважина № 1) до 12,2 м (скважина № 6).

По оперативному подсчёту запасов начальные геологические и извлекаемые запасы нефти по категории C_1 составляют 630 и 252 тыс. т, по категории C_2 – 4106 и 1642 тыс. т. Запасы растворённого газа: C_1 – 93 и 37 млн м³, C_2 – 606 и 243 млн м³. Балансовые запасы газа газовой шапки: C_1 – 84 млн м³, C_2 – 338 млн м³. По объёму запасов месторождение относится к мелким.

Средневзвешенная пористость для газонасыщенной части – 17,2 %, нефтенасыщенной – 20,3 %, в целом по продуктивной части – 19,8 %.

Анализ состояния разведанности запасов показывает крайне низкую степень геологической изученности объекта. Соотношение категорий C_1 и C_2 составляет 13:87. ВНК и ГНК установлены, однако границы залежи, особенно на северо-востоке, определены условно и требуют подтверждения бурением. Это служит главным геологическим основанием для постановки разведочных работ.

Геологической основой для заложения скважины послужили структурная карта по кровле коллектора бобриковского горизонта и профильные разрезы.

С целью доразведки и перевода запасов из C_2 в C_1 рекомендуется бурение одной разведочной скважины № 7 Лазурная. Забой скважины предлагается разместить на расстоянии 1200 м к северо-востоку от устья скважины № 6 Лазурная. Проектная глубина – 2100 м, проектный горизонт – малиновский надгоризонт.

Задачи разведочного этапа:

- подтверждение геологической модели строения залежи бобриковского горизонта и положения сводовой части структуры;
- уточнение границ распространения коллекторов и подтверждение наличия эффективных нефтенасыщенных толщин в северо-восточном направлении;
- уточнение положения газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов;
- получение дополнительной информации о литологическом составе, фильтрационно-емкостных свойствах (пористость, проницаемость) и характере насыщения пород-коллекторов;
- определение коэффициентов продуктивности и добычных возможностей скважины;
- уточнение подсчетных параметров для геометризации залежи и последующего перевода запасов нефти категории С₂ в категорию С₁.

Заключение

Анализ геолого-геофизических материалов показал, что залежь нефти бобриковских отложений Лазурного месторождения является недоизученной. Месторождение охарактеризовано двумя поисково-оценочными скважинами, одна из которых пробурена за контуром нефтеносности. Запасы оценены по категориям С₁ и С₂ в соотношении 13:87. Границы залежи на северо-востоке требуют уточнения.

Для перевода запасов из категории С₂ в С₁ рекомендуется бурение разведочной скважины № 7 Лазурная проектной глубиной 2100 м (проектный горизонт – малиновский надгоризонт). В скважине предусматривается комплекс ГИС, ГТИ, отбор керна и шлама, опробование, испытание и лабораторные исследования.

Выполнение рекомендованных работ позволит уточнить геологическое строение месторождения, оценить добычные возможности залежи и прирастить запасы промышленной категории С₁.

Список использованных источников

- 1 Масикович, К.А. Региональные геолого-геофизические исследования в бортовой зоне Прикаспийской впадины. / К.А. Масикович, А.И. Храмого. Саратов: труды НВНИИГГ, 1964. – 250 с.
- 2 Роггелин, И.В. Региональные геолого-геофизические исследования Лазурной лицензионной территории ООО СП «Волгодеминойл», Волгоград, 2003. – 220 с.
- 3 Роггелин, И.В. Паспорт на Лазурную структуру, подготовленную к поисковому бурению ООО СП «Волгодеминойл». / И.В. Роггелин, Б.А. Ужакин. Волгоград, 2006. – 45 с.
- 4 Львовский, Ю.М. Усовершенствование схемы тектонического районирования лицензионных территорий ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» с целью повышения эффективности планирования геологоразведочных работ. / Ю.М. Львовский, А.В. Караулов, М.А. Песков, Т.В. Губина и др. Отчет ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»; Волгоград, 2002. – 350 с.
- 5 Казанцева, И.П. Геология и нефтегазоносность карбонатного палеозоя Нижнего Поволжья и Южно-Эмбенского района. // И.П. Казанцевой, Ф.У. Сапрыкин. – Труды ВолгоградНИПИнефть. Волгоград, 1982. – 105-107 с.
- 6 Левченко, В.С. Заключение о результатах комплексных гидродинамических исследований и анализа пластовой нефти разведочной скважины №6 Лазурная (бобриковский горизонт; интервал перфорации 2107,0-2108,0 м). / В.С. Левченко. Отчет ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»; Волгоград, 2007. – 45 с.