

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 титонских залежей
газоконденсата на месторождении им. Ю.С. Кувыкина
(российский сектор Каспия)**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 551 группы очной формы обучения
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
специализация «Геология нефти и газа»
геологического факультета
Дуванова Дениса Алексеевича

Научный руководитель

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

Зав. кафедрой

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

Саратов 2025

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» с 1995 г. ведет планомерный поиск, разведку и освоение углеводородных ресурсов в акватории российского сектора Каспийского моря. К 2017 году в акватории было открыто 10 месторождений с залежами нефти, газа, конденсата общими запасами 7млрд барр н.э. (около 1 млрд т н.э.) [1].

Одним из известных месторождений, где возможно приращение запасов за счет проведения дополнительного разведочного бурения, является месторождение им. Ю.С. Кувыкина, находящееся в акватории Северного и Среднего Каспия (российский сектор) в пределах Центрально-Каспийского лицензионного участка (ЛУ). Оно и является объектом изучения в дипломной работе.

Скважина №1 Сарматская (поисково-оценочная) была пробурена в 2002 г. В результате бурения было открыто месторождение им. Ю.С. Кувыкина (до 2012 г. - Сарматское) с залежами нефти и газоконденсата в верхнеюрских отложениях. Основными и наименее изученными являются титонские залежи.

Ближайшие месторождения, где установлены залежи в этих отложениях являются: Хвалынское и «170 км».

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки титонских залежей газоконденсата на месторождении им. Ю.С. Кувыкина.

Для достижения цели были решены следующие задачи:

- собран и проанализирован геолого–геофизический материал, по строению и нефтегазоносности изучаемого и соседних месторождений;
- составлены сводные таблицы, отражающие структурные планы продуктивных отложений и запасы залежей УВ;
- оценена промышленная значимость и степень изученности залежей;
- даны обоснование доразведки залежей титонского яруса и рекомендации на заложение разведочных скважин.

- определены проектные глубины и горизонт для рекомендуемых разведочных скважин;

- определены виды скважинных исследований, интервалы отбора керна и испытаний в скважинах;

- построен схематический профильный разрез по линии II-II”.

Удаленность месторождения от ближайших портов и ж.-д. станций (по прямой) составляет: до г. Астрахань 220 км, г. Махачкала 185 км.

Рельеф морского дна относительно ровный, характеризуется плавным увеличением глубин с северо-запада на юго-восток от 8,8 м (скважина 2 Ракушечная) и 13 м (скважина 3 Широтная) до 16,5 м (скважина 2 Сарматская).

Дипломная работа состоит из введения, пяти глав, заключения и содержит 48 страниц текста, 5 рисунков, 8 таблиц и 7 графических приложений. Список использованных источников включает 15 наименований.

Основное содержание работы

В 1995 году в соответствии с «Программой изучения и освоения углеводородных ресурсов Каспийского моря» к работе по изучению исследуемой территории было привлечено ОАО «ЛУКОЙЛ». Работы данной организации начались с детальных сейсмических исследований. Работы выполнялись подрядными организациями ООО СК «ПетроАльянс», ЗАО «Геохазар» (ГП «Шельф»), АО «Севморнефтегеофизика».

Проведенные сейсмические исследования ООО СК «ПетроАльянс» с получением временных разрезов высокого качества дали возможность более детально расчленить осадочную толщу с выделением до 12-ти отражающих сейсмических горизонтов. По результатам этих работ было уточнено геологическое и тектоническое строение данного района, выявлен ряд перспективных структурных объектов [2].

Сейсморазведочные работы по подготовке Сарматской структуры под поисково-оценочное бурение выполнялись ООО Сервисная Компания «ПетроАльянс». С целью оконтуривания и подготовки структуры к глубокому бурению в 1997 году было отработано 332,2 пог. км сейсмических профилей МОГТ масштаба 1:50000 (плотность сети $V=0,88$ пог.км/км²). По результатам проведенных исследований была выявлена и подготовлена к глубокому бурению Сарматская структура, на которую в 1998 г. выдан паспорт [3].

Скважина №1 Сарматская (поисково-оценочная) была пробурена в 2002 г. в сводовой части структуры. В результате бурения было открыто месторождение им. Ю.С. Кувыкина (Сарматское) с семью залежами в верхнеюрских отложениях (титона, кимериджа, оксфорда; пять – газоконденсатных и две – нефтяные).

В 2003 г. были выполнены детальные сейсмические исследования МОГТ-2D по уплотняющейся сетке масштаба 1:50000 в объеме 160,4 пог. км, что позволило довести плотность сети сейсмических профилей до 3,95 пог.км/км².

В 2010-2011 годах ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» выполнило переинтерпретацию данных морских сейсморазведочных работ 2D, с привлечением результатов всех ранее проведённых исследований, по результатам которых, была пробурена первая скважина. В 2012 году была пробурена скважина №1 Западно-Сарматская, которая подтвердила продуктивность верхнеюрских отложений.

В 2014 году ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» выполнило обработку и интерпретацию данных сейсморазведочных работ МОГТ-3D в объеме 750 км² с учетом всей имеющейся скважинной информации. Этими работами было детализировано строение осадочного чехла и уточнены контуры Сарматской структуры и залежей титонского яруса.

В геологическом строении осадочной толщи месторождения им. Ю.С. Кувыкина принимают участие отложения юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возраста.

Самыми древними отложениями вскрытыми на месторождении, являются среднеюрские.

Юрская система представлена средним (слагают терригенные породы) и верхним (преимущественно карбонатные породы) отделами. Толщина 589–654 м.

Меловая система представлена нижним (представлен терригенными породами с прослоями известняков и мергелей) и верхним (преимущественно карбонатные породы) отделами. Толщина 159–1250 м.

Кайнозойская эратема представлена палеогеновой (в нижней части - карбонатные породы, в верхней – терригенные породы), неогеновой (терригенные породы с прослоями известняков) и четвертичной (терригенные породы) системами. Толщина 1923–2256 м.

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с I, II, III пластами титонского яруса верхней юры. Породы-коллекторы представлены доломитами и известняками, флюидоупорами служат разновозрастные ангидриты и плотные карбонатные породы.

В разрезе присутствуют многочисленные перерывы в осадконакоплении, что свидетельствует о сложной истории тектонического развития региона.

Сарматская структура, к которой приурочено месторождение им. Ю.С. Кувыкина, располагается в пределах Хвалынской антиклинальной зоны Хвалынского-Сарматской зоны поднятий, осложняющей Манычско-Хвалынскую структурную террасу Прикумско-Центрально-Каспийской системы прогибов и поднятий [4].

По кровле I пласта титонского яруса Сарматская структура имеет форму антиклинали с вытянутыми северо-западной и северо-восточной переклиналями, оконтурена изогипсой минус 3140 м, размеры составляют 23 км, амплитуда 90 м, площадь 345 км². На северо-западе структуры картируется два самостоятельных купола, оконтуренные изогипсой минус 3140 м, их размеры 3×4 км, амплитуда 10 м, площадь 12 км².

По кровле II пласта титонского яруса Сарматская структура сохраняет изометричные очертания, центральный купол оконтурен изогипсой минус 3210 м, размеры составляют 16×25 км, амплитуда 110 м, площадь 400 км². Северо-западная переклиналь становится более развитой в площадном отношении, она осложнена двумя небольшими куполами, оконтуренными изогипсой минус 3210, их размеры составляют 5×5 км, амплитуда 10 м, площадь 25 км².

По кровле III продуктивного пласта титонского яруса структурный план Сарматской структуры сохраняется, центральный купол оконтурен изогипсой минус 3240 м, размеры составляют 15×24,5 км, амплитуда 110 м, площадь 367,5 км². Структурный план куполов северо-западной переклинали также сохраняется, оконтуривающая изогипса минус 3240 м, их размеры составляют 3×5 км, амплитуда 10 м, площадь 15 км².

Таким образом, Сарматская структура в юрской части разреза характеризуется унаследованным строением, с незначительным изменением

размеров и площади. Для верхнеюрских отложений характерны ловушки структурного типа.

В соответствии со схемой нефтегазогеологического районирования используемой геологами ООО «ВолгоградНИПИморнефть», месторождение им. Ю.С. Кувыкина относится к Манычско-Южно-Мангышлакской морской нефтегазоносной области Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции [5].

В пределах изучаемой территории, выделяют три нефтегазоносных комплекса: юрский, нижнемеловой и верхнемеловой, причем на юрский комплекс приходится 87,8% всех запасов [6].

Результатами геологоразведочных работ в отложениях верхней юры выявлено семь залежей углеводородов (УВ): две нефтяные залежи – I и II пласты оксфордского яруса, четыре газоконденсатных залежи – I, II и III пласты титонского яруса и одна в кимериджском ярусе.

Залежи месторождения им. Ю.С. Кувыкина связаны с верхнеюрским подкомплексом, поэтому подробно дается описание этого подкомплекса.

В верхнеюрском подкомплексе коллекторами являются отложения оксфордского, кимериджского и титонского возраста. Но основными объектами изучения являются залежи титонского яруса. Подкомплекс распространен не повсеместно. Отложения подкомплекса в пределах отдельных тектонических структур отличаются различной стратиграфической полнотой.

В титонском ярусе выделяют три продуктивных пласта I, II, III: I продуктивный пласт по данным анализа кернового материала представлен доломитами, которые неравномерно замещены глинистыми и известковистыми прослоями и неравномерно рассеянными гнездами ангидритов. Покрышкой является доломито-ангидритовая пачка плотных, крепких, скрытокристаллических ангидритов и доломитов.

В I пласте установлено две залежи, которые приурочены к двум куполам – основной (центральный) купол (скв. № 1 и №2 Сарматские, № 2 Западно-Сарматская) и купол в районе скв. № 1 Западно-Сарматская.

Газоводяные контакты вскрыты скв. № 1 и № 2 Западно-Сарматскими. ГВК в районе скв. № 1 Западно-Сарматская установлен по результатам интерпретации данных ГИС и испытаний в колонне. ГВК на основном куполе принят по результатам интерпретации данных ГИС в скв. № 2 Западно-Сарматская и подтвержден ОПК-ГДК (опробователь пластов на кабеле – гидродинамический каротаж). ГВК принят условно.

Эффективные газонасыщенные толщины пласта в районе основного купола изменяются в диапазоне от 10 до 18 м, среднее значение 14,8 м, в районе скважины № 1 Западно-Сарматская диапазон составляет 1,5 до 5 м, а среднее значение 2,9 м.

Размеры залежей в пределах ГВК: район скважины 1 Западно-Сарматская – 4,3х1,2 км, этаж газоносности 10 м; на основном куполе - 22,3х15,7 км, этаж газоносности 100 м.

II продуктивный пласт по результатам интерпретации ГИС и данным анализа кернового материала представлен известняками неравномерно глинистыми и доломитизированными, иногда окремнелыми, детритовыми, с гнездами ангидрита, которые заполняют короткие трещины и поры.

Эффективные газонасыщенные толщины на основном куполе изменяются от 5 до 15 м, среднее значение 8,2 м. В районе скв. №1 Западно-Сарматская толщины изменяются от 5 до 14 м, среднее значение 6,7 м.

ГВК скважинами не вскрыт. Размеры залежи в пределах УГВК (условно принятого ГВК) – 27,2х17,9 км, этаж газоносности 105 м.

III продуктивный пласт по данным анализа кернового материала представлен известняками коричневатого-светло-серыми, неравномерно (пятнисто) окремнелыми. В породах неравномерно развита открытая трещиноватость. Породы средней плотности, средней крепости, с неравномерно развитой ячеистой и следовой пористостью и кавернозностью.

Эффективные газонасыщенные толщины пласта в районе основного купола изменяются от 10 до 50 м, среднее значение 20 м. В районе скв. № 1 Западно-Сарматская толщины составляют от 5 до 20 м, среднее значение - 9,9 м.

Газоводяной контакт вскрыт в скважине 1 Западно-Сарматская. ГВК установлен по результатам интерпретации данных ГИС и испытаний в колонне. Размеры залежи в пределах ГВК – 27,7х17,9 км, этаж газоносности 105 м.

Все залежи титонского яруса по фазовому состоянию газоконденсатные. Залежи совпадают в структурном отношении и являются пластовыми сводовыми.

Титонские залежи I, II и III пластов являются основными по запасам и недостаточно изученными. Запасы этих залежей оценены по категориям C₁ и C₂ (49% / 51%). Эффективные газонасыщенные толщины пластов не выдержаны. Детальные сейсморазведочные работы 2014 г. несколько изменили представление о строении продуктивных титонских отложений. ГВК залежей II и I пласта (основная залежь) остаются условно принятым. Приведенная информация свидетельствует о необходимости доразведки указанных залежей. С этой целью рекомендуется бурение двух разведочных скважин: № 3 и № 4 Сарматские.

За основу для размещения рекомендуемых скважин принят структурный план по кровле I пласта титонского яруса, как основного по запасам газоконденсата.

Скважину № 3 Сарматскую рекомендуется заложить южной части Сарматской структуры на расстоянии 8 км от скв. № 1 Сарматская. Проектная глубина - 3300 м, проектный горизонт – низы титона.

Скважину № 4 Сарматскую рекомендуется заложить в пределах северо-восточной части Сарматской структуры, где отмечается периклиналь субмеридионального простирания, на расстоянии 8 км от скв №1 Сарматской. Проектная глубина - 3320 м, проектный горизонт – кимериджский.

Цель бурения скв. №3 и №4 - доразведка залежей газоконденсата I, II, пластов титонского яруса в южной и северо-восточной частях соответственно.

На рекомендуемые разведочные скважины возлагаются следующие задачи:

- получение промышленных притоков газа, соответственно в южной и северо-восточной частях залежей;
 - уточнение геологического строения и границ залежей;
 - уточнение положения ГВК залежей;
 - уточнение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов и эффективных газонасыщенных толщин;
- приращение запасов по категории C_1 .

Для решения поставленных задач, в разведочных скважинах №3 и №4 Сарматских предусматривается следующий типовой комплекс исследований:

- отбор керна и шлама из продуктивных интервалов;
- геолого-геофизические исследования скважин в процессе бурения;
- опробование и испытание продуктивных интервалов с применением, при необходимости методов интенсификации притоков;
- лабораторные исследования керна и пластовых флюидов.

Бурение рекомендуемых разведочных скважин позволит прирастить запасы по категории C_1 и подготовить месторождение к разработке:

- по пласту I – на 35%;
- по пласту II – на 37%;
- по пласту III – на 38,5%

Соответственно по положительным результатам доразведки запасы C_1/C_2 составят:

- по пласту I (89%/11%);
- по пласту II (86%/14%);
- по пласту III (87,5%/12,5%).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Газоконденсатное месторождение им. Ю.С. Кувыкина, приуроченное к Сарматской структуре, расположено в акватории Северного и Среднего Каспия (российский сектор). Месторождение открыто в 2002 г. Залежи нефти и газоконденсата установлены в верхнеюрских отложениях. Основные по запасам залежи газоконденсата приурочены к пластам титонского яруса. Залежи до настоящего времени остаются не достаточно изученными. Для уточнения строения титонских залежей рекомендуется бурение двух разведочных скважин: №3 и №4. Сква №3 - проектная глубина – 3300 м, проектный горизонт – низы титона. Сква №4 - проектная глубина – 3320 м, проектный горизонт – кимериджский.

Бурение рекомендуемых скважин позволит прирастить запасы основных залежей и в целом по месторождению по категории С₁ и подготовить месторождение к эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Колотухин, А.Т. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран: Учебное пособие/ А.Т. Колотухин, С.В. Астаркин, М.П. Логинова.- 2-изд., перер. и доп. -Саратов: ООО Издательский центр «Наука», 2022. – 320 с.

Косова, С.С. “Отчет о проведении региональных и поисково-детализационных сейсмических исследований МОГТ 2Д на акватории Среднего Каспия“/ С.С. Косова, В.Е. Грабская и др, ООО «Сервисная компания «ПетроАльянс». – М., 1998. – 237 с.

Косова, С.С. Отчет по результатам обобщения поисковых и региональных сейсморазведочных работ в акватории Северного и Среднего Каспия / С.С. Косова, П.В. Медведев и др, ООО «Сервисная компания «ПетроАльянс». – М. : 2001.– 176 с.

Хаин, В.Е. Международная тектоническая карта Каспийского моря и его обрамления (объяснительная записка) / В.Е. Хаин, Н.А. Богданов и др. – М.: Научный мир, 2003. – 118 с.

Шейкина, А.Ф. Закономерности размещения и условия формирования скоплений УВ в российском секторе Каспия: Отчет / ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»; Волгоград, 2003. – 371 с.

Шарафутдинов, Ф. Г. Геология нефтегазовых месторождений Дагестана и прилегающей акватории Каспийского моря / Ф.Г. Шарафутдинов, Д.А. Мирзоев, Р.М. Алиев и др. // Дагестанский фил. АН СССР. – Махачкала: Дагестанское кн. изд-во, 2001. – 297 с.