

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 кимериджской залежи
Хвалынского месторождения
(Российский сектор акватории Каспийского моря)**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студентки 6 курса, 611 группы, заочной формы обучения
геологического факультета
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
специализация «Геология нефти и газа»
Беляевой Марии Александровны

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент

Л.А. Коробова

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2026

Введение

В настоящее время в нефтегазовой промышленности намечается проблема острой нехватки объема прироста запасов по сравнению с добычей. В связи с этим, расширяются направления нефтегазопоисковых работ. Поиск углеводородов на акваториях является одним из приоритетных направлений геологии нефти и газа по наращиванию ресурсной базы УВ. На открытых месторождениях в акватории ведется добыча и продолжается доразведка уже открытых залежей с запасами категорий C_1 и C_2 .

Объектом изучения в дипломной работе является Хвалынское нефтегазоконденсатное месторождение, которое административно находится в Российском секторе акватории Каспийского моря, в 260 км от Астрахани.

Нефтегазоконденсатное Хвалынское месторождение открыто в 1999 г. в результате испытания скважины №1-Хвалынская, в которой из отложений верхней юры был получен промышленный приток газа с конденсатом. В скважине №4-Хвалынская, пробуренной в 2000 г. на одноименном месторождении, в результате испытаний были выявлены нефтяные и газоконденсатные залежи промышленного значения в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях. Месторождение является многопластовым.

В 2010 г. на изучаемом участке проведены сейсмические работы МОГТ-3D, позволившие создать обновленную модель месторождения и уточнить подсчет запасов.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки кимериджской залежи Хвалынского месторождения.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

1. собрать геолого-геофизические материалы, характеризующие геологическое строение и нефтегазоносность Хвалынского месторождения;
2. обосновать недоизученность кимериджской нефтяной залежи Хвалынского месторождения;

3. подготовить цифровые версии графических приложений сводного литолого-стратиграфического разреза, структурной карты по кровле пласта кимериджского яруса и профильного разреза;

4. выработать рекомендации по доразведке исследуемой залежи УВ.

Глубины на акватории Каспийского моря не превышают 800 м. Максимальная глубина в северной части Каспия составляет 26 м.

По данным от Института водных проблем РАН на 2025г. альтитуда поверхности Каспийского моря составляет минус 29 м от уровня мирового океана.

По климатическим условиям наиболее благоприятным для морских геолого-геофизических работ является период с мая по сентябрь.

Ближайшие порты укрытия: Махачкала, Дербент, Астрахань [1].

Дипломная работа состоит из введения, пяти глав, заключения и содержит 44 страницы текста, 3 рисунка, 2 таблицы и 3 графических приложения. Список использованных источников включает 20 наименований.

Основное содержание работы

Постановлениями Правительств Казахской ССР и РСФСР (1974 – 1975 гг.) северные районы Каспия были объявлены заповедной зоной. Однако уже 1993 г. (Правительством Казахстана), позже - России (1998 г.) было разрешено проведение поисков, разведки и добычи УВ в Северном и Среднем Каспии. Начиная с 1999 г., после раздела территории Каспийского моря, в российской части Среднего Каспия открыто семь месторождений: им. Ю. Корчагина (2000 г.), Хвалынское (2000 г.), «170 км» (2001 г.), Ракушечное (2001 г.), Сарматское (2002 г.), им. В. Филановского (2005 г.), Северо-Ракушечное (2008 г.). Осваивает российский сектор Каспия с 1996 г. российская нефтяная

компания ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочернее общество ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть».

В пределах рассматриваемого участка в разные годы проводились региональные исследования: гравиразведка, электроразведка, аэромагнитная съёмка; детальное геоакустическое профилирование, аэрогидромагнитная съёмка и др. Сейсморазведочные работы МОГТ-2D на изучаемой территории проводились, начиная с 1920-1930 гг.

В начале 2000-х было открыто несколько богатейших месторождений, возможно, выдвигающих Каспий на третье место в мире по нефтегазовым запасам [1].

Поисково-оценочное бурение (7 скважин) проведено на пяти структурах, открыто пять многопластовых высокодебитных месторождений нефти, газа и конденсата – Ракушечное, им. Ю.Корчагина, Сарматское, 170 км и Хвалынское.

В 2000 г. НК «ЛУКОЙЛ» начала бурение на Хвалынской структуре. №1-я скважина вскрыла отложения ааленского яруса средней юры на глубине 4131 м и остановлена в них при глубине забоя 4338 м. №4-я скважина с забоем 3750 м, вскрыла отложения верхней юры. Из карбонатных и терригенных отложений нижнего мела, карбонатных пород верхней юры и терригенных пород средней юры получены промышленные притоки нефти и газа.

На месторождении проведены в 2010 г. дополнительные сейсмические работы МОГТ-3D, позволившие создать обновленную модель месторождения и уточнить подсчет запасов.

Успешность поискового бурения на рассматриваемых объектах российского сектора Каспия составила 100%. Эти результаты являются наилучшим подтверждением высокой эффективности комплекса геолого-геофизических исследований на данной территории.

В геологическом строении осадочного чехла Хвалынского месторождения принимают участие породы юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

Самыми древними отложениями, вскрытыми на месторождении, являются среднеюрскими.

Юрская система представлена средним (слагают терригенные породы) и верхним (преимущественно карбонатные породы) отделами. Толщина 681-1421 м.

Меловая система представлена нижним (представлен терригенными породами с прослоями известняков и доломитов) и верхним (преимущественно карбонатные породы) отделами. Толщина 1004-1228 м.

Кайнозойская эратема представлена палеогеновой (в нижней части – карбонатные породы, в верхней – терригенные породы), неогеновой (в нижней части - карбонатные породы, в верхней – терригенные породы) и четвертичной (терригенные породы) системами. Толщина 1618-2361 м.

В разрезе встречаются многочисленные стратиграфические несогласия.

В отложениях альбского, барремского, готеривского, берриаско-валанджинского, кимериджского, байосско-батского, ааленского возрастов присутствуют породы-коллекторы, представленные, песчаниками, алевролитами и кавернозными известняками, и породы-флюидоупоры, представленные, в основном, глинами, реже известняками и доломитами.

Изучаемая часть акватории Северного и Среднего Каспия, её западное и восточное обрамления по комплексу геолого-геофизических данных на море и суше относится к Скифско-Туранской эпигерцинской платформе, занимающей промежуточное положение между докембрийской Русской платформой и альпийской складчатой областью Большого Кавказа – Копетдага. Хвалынское месторождение расположено на территории Хвалынско-Сарматской зоны поднятий.

В разрезе молодой платформы выделяются три главных тектонических этажа. Нижний структурный этаж (фундамент) - представлен интенсивно дислоцированными, в различной степени метаморфизованными геосинклинальными формациями палеозоя и допалеозоя. Верхний тектонический этаж - платформенный чехол - сложен осадками юрско-

неогенового возраста. Между фундаментом и отложениями чехла залегает промежуточная пермско-триасовая толща, которая в различных структурно-тектонических зонах в разной степени дислоцирована и метаморфизована [2].

Структура Хвалынского поднятия по кровле пласта кимериджского яруса представляет собой антиклинальную складку неправильной формы близкой по строению к равнобедренному треугольнику. Структура вытянута с юго-запада на северо-восток, осложнена двумя куполами: на юго-западе и на севере, оконтурена изогипсой минус 3160 м. Её размер составляет 36*10-17 км, амплитуда 60 м.

По классификации А.А. Бакирова, ловушки на исследуемом месторождении относятся к классу структурных.

По последней схеме (ВНИГНИ, 2017 г.) Хвалынское месторождение находится в пределах Сегендыкского нефтегазоносного района (НГР), в составе Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области (НГО) Причерноморско-Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции (НГП).

На Хвалынском месторождении пробурены скважины №1 и №4 с забоями, соответственно, 4338 и 3750 м. Скважина №1 вскрыла терригенные отложения ааленского яруса средней юры, скважина №4 вскрыла карбонатные отложения верхней юры. Скважины были пробурены на основании данных сейсморазведки МОГТ по сети профилей МОГТ-2D. Поисково-оценочными скважинами изучена нефтегазоносность всего вскрытого разреза от четвертичного до среднеюрского возраста. Залежи УВ промышленного значения выявлены в нижнемеловом и юрском НГК (газоконденсатная - в альбском, нефтяная - в кимериджском ярусах). Всего во вскрытом разрезе выявлены: шесть газоконденсатных залежей – одна в альбских отложениях нижнего мела; вторая в барремских; третья в готеривских отложениях; две в берриаском-валанжинском ярусах и шестая в средней юре. Нефтяные залежи выявлены в кимериджском ярусе верхней юры и ааленском ярусе средней юры [3].

К дальнейшему рассмотрению представлена залежь в кимериджских отложениях, так как она является основным объектом исследования.

Нефтяная залежь в отложениях кимериджского яруса установлена по результатам интерпретации ГИС в обеих скважинах и испытаний в скважинах. В результате испытания в колонне интервала перфорации 3095-3103 м получен приток нефти дебитом 35,8 м³/сут. Отложения яруса представлены известняками неравномерно глинистыми и доломитизированными. ВНК в скважинах не вскрыт и принят условно на отметке -3150 м. Размеры залежи 34*15 км, этаж нефтеносности 50 м [3].

Хвалынское месторождение изучено неравномерно, две поисковые скважины находятся в центральной и северо-восточной частях. В разрезе установлены залежи нефти, газа и газоконденсата.

Извлекаемые запасы нефти категории C_1+C_2 на месторождении определены в количестве 147813 тыс. т, свободного газа – 257811 млн. м³. Запасы УВ оценены по категориям C_1 и C_2 в соотношении 37:63 %, что говорит о необходимости продолжения здесь разведочных работ.

Целью дальнейшего изучения месторождения, является уточнение особенностей строения кимериджской залежи, контуров нефтегазоносности, характера развития пластов-коллекторов по площади, уточнение подсчетных параметров и перевод запасов из категории C_2 в более высокую категорию C_1 .

В процессе доразведки необходимо решить следующие задачи:

- подтверждение продуктивности разреза на неизученных бурением юго-западном участке месторождения;
- уточнение геологического строения залежи (геометрии залежи);
- уточнение положения ВНК, в случае его вскрытия, и границ распространения залежи;
- выявление закономерностей распределения ФЕС по площади и по разрезу продуктивного пласта;
- изучение коллекторских свойств исследуемого пласта;

- уточнение дебитов нефти и воды, установление пластового давления, давления насыщения и коэффициентов продуктивности скважин;

- определение физических и химических свойств флюидов, пересчёт объёмов запасов УВ по категории C_1 и C_2 .

С целью максимальной доразведки юго-западной территории месторождения в условиях акватории, рекомендуется заложение двух разведочных скважин №6 и №5-Хвалынские. Точки заложения скважин выбраны в наиболее благоприятных условиях, с точки зрения изучения распространения залежи.

Структурной основой для размещения рекомендуемых скважин послужили структурная карта по кровле пласта кимериджского яруса и профильный разрез по линии I-I'.

Первоочередную разведочную скважину №6 необходимо заложить в крайней юго-западной части Хвалынского поднятия в 11,5 км на юго-запад от скважины №4. Проектная глубина 3240 м, проектный горизонт – отложения оксфордского яруса. Скважину следует разместить на самоподъёмной плавучей буровой установке (СПБУ) (при глубине моря 25-30 м).

Разведочную скважину №5 рекомендуется заложить по итогам бурения скважины №6 на юго-западе в межкупольном пространстве кимериджского яруса в случае, если в скважине №6 не вскрыт ВНК, в 5,2 км на юго-запад от скважины №4. Проектная глубина 3240 м, проектный горизонт – оксфордский ярус. Скважину №5 следует разместить на СПБУ.

Для решения поставленных задач в скважинах в условиях морского бурения рекомендуется следующий комплекс исследований:

- отбор керна на тубусах и шлама из продуктивных интервалов;
- геолого-геофизические исследования скважин в процессе бурения;
- опробывание, испытание и исследование скважин (ГДК-ОПК);
- лабораторные исследования керна и шлама;
- лабораторные исследования отобранных проб нефти, газа, конденсата и пластовой воды.

По результатам бурения рекомендованных разведочных скважин будет: уточнена модель строения залежей; увеличены запасы промышленной категории, что позволит выбрать более рациональный вариант разработки Хвалынского месторождения.

Заключение

Анализ геолого-геофизических материалов, характеризующих геологическое строение и нефтегазоносность Хвалынского месторождения, расположенного в акватории Каспийского моря, позволил выделить в юрско-меловом интервале разреза, наименее изученные объекты, с которыми можно связывать прирост запасов нефтегазоконденсата промышленных категорий.

Хвалынское нефтегазоконденсатное месторождение изучено неравномерно. Всего пробурено 2 скважины. Запасы УВ оценены по категориям C_1 и C_2 в соотношении 37:63 %. На основании анализа материалов бурения, испытания скважин и результатов геофизических исследований в пределах Хвалынского месторождения, границы выявленных залежей проводятся условно, что позволяет сделать вывод о необходимости продолжения здесь разведочных работ.

С целью доразведки исследуемой залежи Хвалынского месторождения рекомендуется бурение двух разведочных скважин, независимой №6 Хвалынская и зависимой №5 Хвалынская с проектными глубинами 3240 м и проектными горизонтами - оксфордский ярус. Скважины рекомендуется разместить на стационарных платформах.

В разведочных скважинах предлагается провести комплекс исследований: газовый каротаж, отбор керна и шлама, промыслово-геофизические работы, ГДК-ОПК и другие, применяемые при бурении на шельфе.

По результатам бурения разведочных скважин будет уточнено представление о геологическом строении кимериджской залежи, проведено уточнение ранее подсчитанных запасов и часть запасов категории C_2 будет

переведена в категорию C_1 . Все это позволит обоснованно оценить запасы нефти в исследуемой залежи и выбрать более рациональный вариант разработки Хвалынского месторождения.

Список использованных источников

1 Отчёт: Комплексная оценка площадей, перспективных на нефть и газ Каспийского моря / ГНЦ «ЮЖМОРГЕОЛОГИЯ». 2003. – 230 с.

2 Белов, А.А. Тектоническое развитие альпийской складчатой области в палеозое / А.А. Белов. – М.: Наука, 1981. – 218 с.

3 Соловьева, Л.А. Анализ и обобщение геолого-геофизического материала, по результатам бурения скважин №№1, 4 Хвалынского месторождения и оперативный подсчет запасов / Л.А. Соловьева. ОАО «Волгоград-НИПИморнефть». – Волгоград, 2001. – 937 с.