

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 постановки разведочных работ на  
отложения волжского яруса на Морском месторождении**

(Каспийское море)

**АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студента 6 курса, 611 группы  
специальности: 21.05.02 - прикладная геология  
заочного обучения  
геологического факультета  
Романовского Романа Александровича

Научный руководитель  
кандидат геол.-мин. наук, доцент

В.М. Мухин

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

А.Д. Коробов

Саратов 2019

## Введение

Акватория Каспия на сегодняшний день является важнейшим регионом по добыче нефти и газа. Здесь сосредоточено около 50% общероссийских начальных ресурсов нефти и более 50% газа. Акватория Каспия обладает значительным потенциалом нефтегазоносности и отличается неравномерной изученностью как по площади, так и по разрезу.

Объектом для написания дипломной работы было выбрано Морское месторождение. Такой выбор связан с тем, что данное месторождение является достаточно крупным, но не освоенным в полной мере и поэтому представляющим интерес для прироста запасов промышленных категорий.

Морское месторождение находится в Российском секторе акватории Каспийского моря, в пределах лицензионного участка, восточная граница которого совпадает с государственной границей между Российской Федерацией и Республикой Казахстан.

Месторождение открыто в 2008 году поисковой скважиной 1 Морской. Скважина забоем 4227 м вскрыла осадочный комплекс пород от триасового до четвертичного возраста и выявила нефтегазоконденсатную залежь в карбонатных отложениях волжского (титонского) яруса верхней юры.

Объектом детального изучения в дипломной работе является залежь нефти и гага волжского возраста. Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки волжского яруса в пределах Морского месторождения.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) изучение накопленного геолого-геофизического материала, характеризующего геологическое строение и нефтегазоносность месторождения;
- 2) сравнить подсчетные планы залежи волжского яруса;
- 3) разработать конкретные рекомендации по проведению дальнейших разведочных работ на исследуемой территории.

Дипломная работа состоит из 5 глав, введения, заключения и содержит 47 страниц текста, 2 рисунков, 1 таблицы, 4 графических приложений. Список использованных источников включает 13 наименований.

### **Основное содержание работы**

Изучение геологического строения акватории Каспия геофизическими методами начато в тридцатые годы, когда были выполнены первые гравиметрические наблюдения.

В 50-70-е годы, проведение региональных геофизических исследований, таких как гравиметрия, магнитометрия, электроразведка, различные модификации сейсморазведки (ГСЗ, КМПВ, МОВЦЛ) позволило получить сведения о строении осадочного чехла, тектонике и перспективах нефтегазоносности региона.

В пределах лицензионного блока Морской детальные сейсморазведочные работы МОГТ 2D начали проводиться с 1998 года. Для оконтуривания и подготовки структуры к поисковому бурению было отработано 1850 пог. км профилей с плотностью сети 0,395 км/км<sup>2</sup>. В 2000 г. был составлен «Паспорт на структуру Морская, подготовленную к глубокому бурению на нефть и газ». По итогам сейсморазведочных работ основные перспективы нефтегазоносности структуры Морская связывались с юрскими отложениями.

В 2001 году были возобновлены сейсмические исследования в пределах структуры Морская. Здесь были выполнены детализационные сейсморазведочные работы 2D. Работы проводились с целью уточнения геологического строения мезокайнозойских отложений. Кроме того, к интерпретации были привлечены сейсмические данные, полученные на исследуемой территории в предшествующие годы в объеме 2776,7 пог. км. Общий объем сейсмических данных, для выполнения данного проекта, составил 3787 пог. км [1].

Наряду с сейсморазведочными работами, в акватории Каспийского моря в районе лицензионного участка Морской в 1999-2003 гг. проводились

комплексные исследования. Были выполнены широкомасштабные геологоразведочные работы с использованием передовых морских технологий включающих гравиразведку, магнитометрию, термометрию, высокоразрешающую электроразведку и электроразведку ДНМЭ, геохимическую съемку.

В результате проведенных геологоразведочных работ, были уточнены структурные планы отражающих горизонтов. В 2005 г. было составлено Дополнение к паспорту на структуру Морская.

В 2007-2008 г пробуренная в своде структуры первая поисковая скважина Морская 1 открыла месторождение, выявив нефтегазоконденсатную залежь в волжском ярусе верхнеюрских карбонатных отложений.

В 2008- 2009 гг. по всей площади месторождения проведена детальная сейсморазведка, отработано 567 кв. км съемки МОГТ-3D (4C) [2].

Литолого-стратиграфический разрез Морского месторождения представлен триасовой, юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной системами.

Триасовая система представлена: порфиритами различного цвета; туфами кристалло-лито-витрокластическими, пятнисто карбонатизированными и окремнелыми, плотными, крепкими; туффитами светло-серыми, с витрофировой структурой, окремнелыми и туфоаргиллитами буровато-серыми, с витро-пелитовой структурой, неясно-тонко-полосчатыми. Толщиной 437 м.

Юрская система представлена: глинами светло-серыми до белых, темно-серыми до черных, местами неравномерно алевроитистыми; песчаниками светло-серыми, крупнозернистыми, с примесью гравийных зерен представленных окатанными обломками туфов и туффитов, полимиктовые, плотные, крепкие; туфами светло-серыми, светло-зелеными, зелеными, с витрофировой и витрокластической структурами, плотными, крепкими; алевролитами глинистыми, серыми и коричневато-серыми, крупно-мелкозернистыми, тонкослойчатыми, средней плотности и крепости; известняками грязно-белыми и светло-серыми, тонко-микро (детритово)-

скрытозернистыми, неслоистыми; доломитами известковистыми светло-коричневыми, реже светло-серыми, микро-тонкокристаллическими, с примесью глинистого материала. Толщина 1632 м.

Меловая система представлена: песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, с примесью глауконита, алевролитами серыми, крупнозернистыми, тонкослойчатыми, полимиктовыми, с примесью глауконита, глинами неравномерно известковистыми, серыми и темно-серыми, изредка грязно-белыми, с пелитовой структурой, неясно-тонкослойчатые. Толщина 591 м.

Отложения палеогеновой системы представлены: известняками белыми, реже желтыми, с неравномерно распределенной глинистой примесью, микрозернистыми, биоморфно (фораминиферо)-пелитоморфными, неслоистыми, средней и низкой плотности и крепости; глинами известковыми светло-коричневыми, неравномерно алевритистыми, с алевро-пелитовой структурой, неяснослойчатыми, низкой плотности и крепости. Толщина 132 м.

Отложения неогеновой системы представлены: песками неравномерно гравелитистыми до гравелитовыми, светло-серыми, крупно-среднезернистыми и среднезернистыми, полимиктовыми, существенно кварцевые, с глауконитом, песчаниками светло-серыми и желтовато-светло-серыми, крупнозернистыми; глинам неравномерно известковистыми коричневато-светло-серыми, с примесью алевритовых зерен, тонкослойчатыми, средней и низкой плотности, низкой крепости; алевролитами светло-серыми, крупнозернистыми, песчанистыми, полимиктовыми, существенно кварцевыми. Толщина 455 м.

Четвертичная система представлена эоплейстоценовым и голоцен+неоплейсто-ценовым отделами. Толщина около 467 м.

Разрез Морского месторождения имеет относительно простое строение, однако с многочисленными стратиграфическими несогласиями. В разрезе встречаются чередования карбонатных и песчано-алевроитовых пород-коллекторов, известкоистых и глинистых флюидоупоров. Основные

перспективы поиска УВ связаны отложениями волжского (титонского) возраста.

В тектоническом отношении рассматриваемая территория расположена в пределах Прикумско-Центрально-Каспийской системы прогибов и поднятий. Эта зона простирается между Южно-Мангышлакским и Терско-Каспийским прогибами [3].

Изучаемая часть акватории 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 [3].

В вертикальном разрезе молодой платформы выделяются три главных тектонических этажа: нижний – фундамент, промежуточная пермо-триасовая толща и верхний – платформенный чехол.

Нижний – фундамент представлен интенсивно дислоцированными, в различной степени метаморфизованными геосинклинальными формациями палеозоя и допалеозоя.

Фундамент с угловым несогласием перекрывается мощной осадочной и эффузивно-осадочной промежуточной пермо-триасовой толщей переходного (тафрогенного) комплекса, которая имеет разную степень дислоцирования и метаморфизации, зависящую от условий образования структурно-тектонической зоны. В составе пермо-триасового комплекса выделяются четыре формации: молассовая (верхняя пермь-нижний триас), карбонатная (верхняя пермь-нижний триас), карбонатно-терригенная (нижний триас-средний триас) и вулканогенно-осадочная (верхний триас).

Структура Морская по кровле фундамента и пермь-триасового комплекса расположена на Песчаномысско-Ракушечном поднятии, выделенном в тектоническом элементе II порядка - Южно-Мангышлакско-Устюртской системе прогибов Центрально-Каспийской моноклинали.

Платформенный чехол (осадочный чехол) Скифско-Туранской платформы на подстилающих породах залегает со стратиграфическим и угловым несогласием и представлен песчано-глинистыми, реже карбонатными отложениями мезозоя-кайнозоя.

В 2008г. на структуре Морской пробурена поисковая скважина 1-Морская, которая выявила нефтегазоконденсатную залежь промышленного значения в отложениях волжского (титонского) яруса верхней юры J3v (вблизи отражающего горизонта J3t).

Структура на уровне волжского горизонта, представляет собой изометричной формы антиклинальное поднятие субширотного простирания, осложненное двумя куполами – западным и восточным. Ось поднятия на западном куполе меняет северо-западное направление на широтное, а затем на северо-восточное. Восточный купол имеет плоскую вершину, его амплитуда до 20 м. Амплитуда западного купола - 40 м. Северное и западное крылья складки более пологие, южное и восточное – крутые, по замыкающей изогипсе минус 2170 м, ее размеры 24,5x12,0 км<sup>2</sup>, амплитуда – 70 м.

По классификации, приуроченная к ловушке залежь нефти, относится к структурному типу, к группе сводовых залежей антиклинальных и куполовидных структур.

Вся территория Каспийского моря по нефтегазогеологическому районированию относится к Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции.

На Морском месторождении нефтегазоносность отложений изучалась во всех стратиграфических единицах вскрытого скважиной разреза - от триасовых до палеоген-неогеновых. Перспективные в акватории Каспийского моря отложения неокома опробовались в скважине 1-Морская в процессе бурения. Отобраны две пробы нефти с водой на глубинах 2112 м и 2133 м. По материалам ГИС разрез представлен переслаиванием алевролитов и глин. Пласты - коллекторы имеют ухудшенные фильтрационно-емкостные

характеристики и по состоянию изученности на 01.01.2010 г. не представляют промышленного интереса [4,5].

В процессе опробования промышленная нефтегазоносность месторождения выявлена в карбонатных отложениях волжского (титонского) яруса верхней юры.

По результатам обработки материалов ГИС волжские отложения залегают в интервале глубин 2156,2-2224,9 м (абс. отметка минус 2128,7-2197,4 м), продуктивные - в интервале глубин 2158,6-2182,0 м (абс. отметка минус 2131,1-2154,5 м).

Породы опробовались в процессе бурения и в эксплуатационной колонне. Были отобраны четыре пробы: в одной пробе на глубине 2162 м получили - газ с водой, в двух пробах на глубинах 2169 и 2182 м – нефть с водой и в одной пробе на глубине 2200 м – воду [5].

В эксплуатационной колонне проведено два испытания. При перфорации эксплуатационной колонны в интервале 2166,0 – 2171,0 м (абс. отметка минус 2138,5-2143,5 м) получен приток нефти, газа и пластовой воды. Гидродинамические исследования в скважине были проведены на четырех режимах Дебит нефти на штуцере 7,9 мм составил 103,2 м<sup>3</sup>/сут, газа – 66,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут, воды – 1,7 м<sup>3</sup>/сут. За время исследования объекта значение рабочего газового фактора возросло с 643,4 до 828,9 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, что являлось следствием поступления свободного газа из вышележащих отложений волжского яруса и указывало на наличие газовой шапки. Так же, при исследованиях на режимах, отмечалось увеличение доли пластовой воды в притоке от 1,6 до 16,9 % [5].

Второе испытание проведено путем наращивания интервала перфорации до глубины 2162,0 м (абс. отметка минус 2134,5 м) в газонасыщенную по ГИС часть коллектора. Исследуемый интервал перфорации второго испытания - 2162,0– 2171,0 м (абс. отметка минус 2134,5 – 2143,5 м). Гидродинамические исследования в скважине вышеуказанного интервала были проведены на четырех режимах. Дебит нефти на штуцере 11,1 мм составил 130,1 м<sup>3</sup>/сут, газа – 143,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут, воды – 31,1 м<sup>3</sup>/сут. За время исследования объекта значение

рабочего газового фактора возрастало с  $572,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$  до  $1102,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Перфорация дополнительного интервала в газонасыщенной части коллектора привела к увеличению содержания газа в составе притока. Второе испытание также подтверждало наличие газовой шапки [5].

ГНК и ВНК определялись при помощи исследования данных гидродинамического каротажа (ГДК). ГНК принят на абс. отметке минус 2136,5 м, ВНК на абс. отметке минус 2154,5 м. Результаты опробования скважины 1-Морская не противоречат принятым значениям контактов. По ГИС продуктивная часть карбонатных отложений волжского яруса представлена известняково-доломитовым пластом. Тип залежи массивно-пластовый.

Вскрытая скважиной газонасыщенная часть пласта равна 5,4, нефтенасыщенная – 18 м [3].

Нефтегазоконденсатная залежь волжского яруса массивно-пластового типа. Ее размеры  $23 \times 9,5 \text{ км}^2$ , этаж нефтегазоносности 58 м. Размеры газовой шапки -  $18,5 \times 6,75 \text{ км}^2$ , этаж газоносности 40 м.

В целом запасы (извлекаемые) УВ, подсчитанные для волжского яруса Морского месторождения составили более 40 млн. тонн усл. т., по действующей классификации данное месторождение относится к крупным.

Степень изученности волжского яруса бурением на Морском месторождении составляет 20%. Соотношению извлекаемых запасов категорий  $C_1$  и  $C_2$  месторождение относится к недоизученным. Основные запасы отнесены к категории  $C_2$  и составляют более 80%.

Анализ геолого-геофизических результатов, проведенных на Морском месторождении, позволил выделить, среди выявленных в юрско-меловом интервале разреза, наименее изученные объекты, с которыми можно связывать прирост запасов газоконденсата и газа промышленных категорий.

Для уточнения геологического строения, оценки фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов, и добывных возможностей месторождения необходимо проведение доразведки восточного блока Морского месторождения.

Целью дальнейшего изучения месторождения, является уточнение особенностей строения волжской залежи, контуров нефтегазоносности, характера развития пластов – коллекторов по площади, подсчетных параметров для пересчета запасов по категории  $C_2$  и перевода в более высокую категорию  $C_1$  [7]. Для этого рекомендуется бурение двух независимых разведочных скважин.

Разведочную скважину 2 Морскую рекомендуется заложить в наиболее приподнятой части структуры на западном куполе в 6,75 км на запад от скважины 1 Морской. Проектная глубина 2750 м, проектный горизонт – терригенные отложения средней юры. Скважина закладывается с целью уточнения структуры, подтверждения нефтегазоносности волжского яруса, положения ГНК и ВНК, получение информации о геометрии резервуаров, значениях промысловых фильтрационных параметров и получения дополнительной информации по подсчетным параметрам и перевода запасов нефти, газа и конденсата категории  $C_2$  в  $C_1$ .

Разведочную скважину 3 Морскую рекомендуется к бурению на восточном малоамплитудном куполе в наиболее приподнятой его части в 10,5 км от скважины 2 Морской. Проектная глубина 2750 м, проектный горизонт – терригенные отложения средней юры. Скважина закладывается с целью уточнения структуры, подтверждения нефтегазоносности волжского яруса, положения ГНК и ВНК, получение информации о геометрии резервуаров, значениях промысловых фильтрационных параметров и получения дополнительной информации по подсчетным параметрам и перевода запасов нефти, газа и конденсата категории  $C_2$  в  $C_1$ .

Каждая из намечаемых скважин включает в себя функции разведочных со вскрытием продуктивного пласта, где должен быть отобран керн и проведен комплекс исследований, необходимых для подсчета запасов [8]:

- 1) рациональный комплекс геофизических исследований, согласно которых производится выделение продуктивных пластов, определение их толщины и глубин залегания;

- 2) детальное изучение керна для определения литологических особенностей и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов;
- 3) комплекс гидродинамических исследований для изучения фильтрационно-емкостной характеристики коллекторов, положения флюидальных контактов.

В результате проведения рекомендованных поисковых и разведочных работ на Морском месторождении будет оценена, возможно нефтегазоносность в нижнеюрских отложениях и получена дополнительная информация по параметрам залежи в волжского яруса.

### **Заключение**

Результаты сейсморазведки и бурения свидетельствуют о присутствии флюидов в продуктивном волжском ярусе Морского месторождения. Бурением скважины 1 Морской были выявлены основные черты строения, литологии и нефтегазоносности месторождения. Морская структура относится к структурному типу. Тип залежи массивно-пластовый.

Площадь недостаточно изучена бурением. Значительная часть запасов УВ в волжских отложениях относится к категории  $C_2$ . В связи с этим рекомендуется дальнейшее изучение месторождения глубоким бурением, для уточнения строения залежи, уточнения положения ВНК и ГНК, а также для более точного подсчета запасов категорий  $C_1$  и  $C_2$ .

Для осуществления доразведки Морского месторождения рекомендуется заложение двух разведочных скважин 2М и 3М с проектными глубинами каждой - 2750м и проектными горизонтами - терригенные отложения средней юры. Для решения поставленных задач в скважинах рекомендован комплекс исследований (отбор керна, ГИС, ГТИ, испытание, опробование и лабораторные исследования и др.).

В результате проведения рекомендованных разведочных работ будут уточнена модель строения залежи нефти и газа в волжском ярусе, что позволит приростить запасы оцененные категории  $C_2$  в промышленную категорию  $C_1$ , на основе детализации строения выявленных залежей нефти и газа.

### Список использованных источников

1. Агзямов К.Г., Медведев П.В., Самойленко Г.Н., Соловьева Л.А. и др. Оперативный анализ и обобщение результатов ГРП на лицензионной территории ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» в акватории Каспия: Отчет по договору 04V0280-35/04 / ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть». Инв. № 5063. – Волгоград, 2004.
2. Попович С.В., Исполн. С.В. Попович, П.В. Медведев, В.Е. Смирнов и др. Прогноз и подготовка к бурению новых нефтегазоперспективных объектов в мезозойско-кайнозойском комплексе на лицензионных участках ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» в пределах Каспия: Отчет по договору 05V0541-81/05 / ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть». Инв. № К-491. - Волгоград, 2005.
3. Летавин А.И., Орел В.Е., Чернышев С.М. и др. Тектоника и нефтегазоносность Северного Кавказа /. – М.: Наука, 1987.
4. Лебедев Л.И., Едигарян З.П., Кулаков Л.С. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность платформенной части Каспия /– М.: Наука, 1976. 127 с.
5. Комплексные исследования шлама, керна и пластовых флюидов поисковой скважины № 1 на участке «Морской» /Отчет по договору № 68-ДДК-14-159/07. Рук. Л.А. Кобелянова. Волгоград, 2008.
6. Косова С.С., Медведев П.В. и др. Отчет по результатам обобщения поисковых и региональных сейсмораз-ведочных работ в акватории Северного и Среднего Каспия (договор М-99-11): Отчет / ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть» (по договору с «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед»). – М., 2002.
7. Правила проведения испытаний и опробований в нефтяных и газовых скважинах. М.: ГЕРС, 1999.
8. Гавура В.Е., «Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений», Москва, ВНИИОЭНГ, 1995.