

Министерство образования и науки Российской Федерации  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии  
горючих ископаемых

Обоснование доразведки Морского нефтегазоконденсатного месторождения  
(акватория Каспийского моря)

Автореферат

студента бкурса 611 группы  
специальности: 21.05.02 «Прикладная геология»  
заочного отделения, геологического факультета  
Красноперова Сергея Владимировича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент

В.Н. Еремин

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2018

Месторождение Морское находится в российском секторе акватории Каспийского моря. Расстояние до ближайшего берега 120км.

Месторождение Морское было открыто в 2000 г. поисковой скважиной №1. Далее на месторождении были пробурены скважины №2 и 3 морские. 1 вскрыла терригенные отложения триаса, 2 и 3 терригенные отложения средней юры. 1 и 2 получили промышленные притоки УВ. 3-я Морская бурилась с целью доразведки южной части залежи, вскрыла водонасыщенные пласты коллекторы.

Ближайшими месторождениями на суше, запасы УВ которых утверждены в ГКЗ РФ, являются Астраханское, Олейниковское, Промысловское, Каспийское, Тенгутинское, а из морских месторождений - 170 км, Ракушечное, Хвалынское, Сарматское и другие.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки Морского месторождения для уточнения строения и контуров выявленных залежей УВ, с которыми связаны основные запасы месторождения, значительная часть которых оценены по категории С2.

Для достижения цели дипломной работы необходимо выполнить следующие задачи:

- сбор геолого-геофизических материалов, касающихся строения, структуры и нефтегазоносности юрских и меловых отложений;
- анализ степени изученности залежей в юрских и меловых продуктивных пластах;
- наметить оптимальные участки для размещения разведочной скважины.

Начиная с 1995 г. широкомасштабные комплексные исследования Северного и Среднего Каспия выполняются ОАО «Лукойл» силами подрядной организации ООО СК «ПетроАльянс». В 1998г. был подготовлен паспорт на структуру «Морская», подготовленную к глубокому бурению на нефть и газ.

Геофизическими методами территория Морской структуры изучена достаточно детально. Далее следует этап изучения месторождения разведочным бурением.

Всего на месторождении выявлено четыре залежи: газоконденсатные - в альбском, келловейском, аптском ярусах и газоконденсатнонефтяная - в волжском ярусе.

Келловейский ярус представлен глинами темно-серыми, Песчаники светло-серые, Аргиллиты темно-серые. Алевролиты серые, темно-серые, мелкозернистые, полимиктовые, с глинистым и карбонатным цементом.

Волжский ярус представлен доломитами замещения с реликтами первичной сгустковой и биоморфно-детритовой структуры, битуминозными, с прослоями известняков детритово-обломочных, и ангидритов розовато-белых, скрыто-кристаллических в верхней части.

Аптский ярус представлен переслаиванием глин темно-серых до черных, алевритистых алевролитов серых, прослои песчаников. В кровле пласт газонасыщенного песчаника.

Альбский ярус представлен глинами темно-серыми до черных, неравномерно алевритистыми и алевритовыми, с прослоями алевролитов светло-серых, мелкозернистых, плотных. Органические остатки представлены единичными остатками раковин аммонитов и пелеципод, раковинным и углефицированным растительным детритом.

В районе месторождения Морское на дислоцированных нижнетриасовых терригенных образованиях залегают карбонатно-терригенные отложения орто-платформенного чехла общей толщиной свыше 2450 м в составе: юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

Геологический разрез Морского месторождения является относительно сложным, в разрезе отмечается чередование терригенных и карбонатных отложений.

Изучаемая часть акватории Северного и Среднего Каспия относится к Скифско-Туранской эпигерцинской платформе, занимающей промежуточное положение между докембрийской Русской платформой и альпийской складчатой областью Большого Кавказа – Копетдага. В тектоническом отношении рассматриваемая территория расположена в пределах Карпинско-Мангышлакского сложного вала. В южной части, упомянутого вала, выделяется Каспийско-Мангышлакская система поднятий, которая в свою очередь, включает Ракушечную зону поднятий, осложненную рядом локальных структур (Ракушечная, Морская).

В вертикальном разрезе молодой платформы выделяются три главных тектонических этажа. Нижний - фундамент - представлен интенсивно

дислоцированными, в различной степени метаморфизованными геосинклинальными формациями палеозоя и допалеозойских отложений. Верхний тектонический этаж - платформенный чехол - сложен осадками юрско-четвертичного возраста. Между фундаментом и отложениями чехла залегает промежуточная пермо-триасовая толща, которая в различных структурно-тектонических зонах в разной степени дислоцирована и метаморфизована.

Фундамент с угловым несогласием перекрывается мощной осадочной и эффузивно-осадочной толщей переходного (тафрогенного) комплекса, охватывающего стратиграфический интервал от верхней перми до лейаса. В составе комплекса выделяются четыре формации: молассовая и карбонатная (верхняя пермь-нижний триас), карбонатно-терригенная (нижний триас-средний триас) и вулканогенно-осадочная (верхний триас).

В северной части Карпинско-Мангышлакского сложного вала, в пределах акватории Каспия, выделяются – Северо-Кулалинская, в центральной – Джанайско-Южно-Бузачинская депрессии, которые разделены Полдневско-Бузачинской системой поднятий. В южной части, упомянутого вала, выделяется Каспийско-Мангышлакская система поднятий, которая в свою очередь, включает Ракушечную зону поднятий, осложненную рядом локальных структур (Ракушечная, Морская).

На основе данных палеотектонического и палеоструктурного анализа можно сделать вывод о том, что ловушки в структуре Морская сформировались в конце поздне-меловой эпохи и продолжали формироваться до конца неогенового периода. В конце неогенового и в начале четвертичного времени поднятие Морской структуры прекратилось.

В соответствии с нефтегазogeологическим районированием Морское месторождение расположено в пределах Северокавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции.

Юрский нефтегазоносный комплекс (НГК) распространен в акватории Среднего Каспия, на его западном и восточном обрамлении. Залежи, в основном, газоконденсатонефтяные и газоконденсатные, сложного строения (многопластовые), сводовые, нередко довольно значительных размеров, но с относительно небольшими амплитудами (20-25м).

Среднеюрский подкомплекс представлен преимущественно келловейскими терригенными (песчано-алевролитовыми) пластами-коллекторами.

Региональной покрывкой служат глинистые известняки и мергели нижней части оксфордского яруса.

Верхнеюрский подкомплекс представлен карбонатными породами волжского яруса. Надежным экраном служат плотные непроницаемые глины готеривского яруса.

Нижнемеловой газонефтеносный комплекс в региональном плане, связан с нижнеаптскими отложениями. Залежи, приуроченные к данному комплексу, разнообразны по типам: сводовые, структурно-литологические, литологически и тектонически экранированные, многопластовые. В акватории Каспийского моря отмечается увеличение количества газоконденсатной составляющей месторождений. Пласты – коллекторы апта и альба представлены песчаниками; покрывки – глинистыми породами различной толщины. Региональная покрывка - глины среднего альба и мергельно-глинистые породы турона.

#### Газоконденсатная залежь келловейского яруса

Залежь установлена по результатам интерпретации ГИС в скважинах 1 и 2 Морская, а также по испытаниям скважины 2 Морская. Покрывкой служит сорокаметровая толща келловейских глин. Продуктивные отложения представлены полимиктовыми песчаниками.

В интервале перфорации 1861-1871 (абсолютная отметка минус 1837,7-1847,7 м) получен фонтанный приток газа с конденсатом, дебит газа составил 627 тыс.м<sup>3</sup>/сут, конденсата – 46,3 м<sup>3</sup>/сут).

ГВК скважинами не вскрыт. Принят условно по последней замыкающей изогипсе минус 1860 м.

Размеры залежи в пределах условного контура 3х9 км, этаж газоносности 50 м. Залежь пластовая сводовая.

Степень изученности подсчетных параметров и залежи в целом позволила выделить запасы категории С<sub>1</sub> в разрезе по нижней дыре перфорации в скважине 2 Морская на уровне абсолютной отметки минус 1847,7 м. До уровня последней замкнутой изогипсы (минус 1860 м) запасы отнесены к категории С<sub>2</sub>.

По категории  $C_1$  площадь газоносности 8 662 тыс.м<sup>2</sup>, средневзвешенная газонасыщенная толщина 7,8 м [9].

По категории  $C_2$  площадь газоносности 16 712 тыс. м<sup>2</sup>, средневзвешенная газонасыщенная толщина 5,8 м [9].

Средние коэффициенты пористости и газонасыщенности по залежи принятые при подсчете запасов составили соответственно 0.21 и 0.81.

Начальное пластовое давление и пластовая температура замерялись в процессе исследования скважины и равны соответственно 20.1 МПа и 91°С.

Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта, рассчитанная как обратная величина коэффициента сверхсжимаемости (0.91) равна 1.1, температурная поправка равна 0.805.

При принятых подсчетных параметрах начальные запасы газа составят по категории  $C_1$  - 1977 млн.м<sup>3</sup>, по категории  $C_2$  - 2515 млн.м<sup>3</sup>.

Потенциальное содержание конденсата равно 68.4 г/м<sup>3</sup>, тогда начальные запасы конденсата категории  $C_1$  - 135 тыс.т,  $C_2$  - 172 тыс.т.

Конденсатоотдачу принимаем равной 0.54. Исходя из того, что при очень низкой величине депрессии на пласт в конце разработки,  $\Delta P \leq 0.1$  МПа, и, соответственно, низких градиентов давления, в призабойной зоне и в отдельных участках пласта останется невыработанной часть жидких углеводородов и минимальное количество извлекаемого конденсата (при пластовом давлении 6 МПа) составляет 36.7 г/м<sup>3</sup>.

Тогда извлекаемые запасы конденсата категории  $C_1$  равны 73 тыс.т,  $C_2$  - 93тыс.т.

#### Газоконденсатонефтяная залежь волжского яруса

Залежь приурочена к проницаемым карбонатным отложениям, представленным пластом доломитов без примеси глинистого материала и известняково-доломитовым пластом, расположенными в кровле яруса. Покрышкой служат непроницаемые глины готеривского яруса нижнего мела.

Результатами испытаний доказана продуктивность верхнего доломитового пласта в скважине 1 Морская, где в интервале 1544,0-1554,5 (абсолютная отметка минус 1521,0-1531,5 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 377,5 м<sup>3</sup>/сут. и газа 123,7 тыс.м<sup>3</sup>/сут. на штуцере диаметра 15,88 мм. Предполагается, что известняково-доломитовый пласт также нефтенасыщен по своему гипсометрическому положению.

В скважине 2 Морская по ГИС и результатам опробования проницаемые отложения насыщены водой. Так при испытании интервала 1588,0 – 1610,0 (абсолютная отметка минус 1564,7-1586,7) м получен приток пластовой воды со следами нефти. Дебит воды на штуцере диаметра 20 мм составил 247,2 м<sup>3</sup>/сут.

Так как границы раздела газ – нефть скважинами не вскрыты то ГНК приняты с определенной долей условности. ВНК принят на абсолютной отметке минус 1537,1м.

По результатам опробования в скважине 1 Морская предполагается наличие газовой шапки.,

ГНК условно принят на абсолютной отметке минус 1517,2 м.

Залежь газоконденсатонефтяная, неполнопластоваясводовая, приуроченная к ловушке структурно-тектонического типа. Размеры залежи 5,9х2,5 км, этаж нефтеносности 19,9 м, газоносности 7,2 м, как показано на приложении Г.

По нефтяной части:площадь нефтеносности 98 725 тыс. м<sup>2</sup>, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина 10,7м.

По газовой части:площадь газоносности 12 138 тыс. м<sup>2</sup>, средневзвешенная газонасыщенная толщина 4,1м.

Основная по запасам залежь приурочена к куполовидному поднятию в западной части волжской складки. С востока куполовидное поднятие осложнено тектоническим нарушением.

Учитывая литологический состав пород и природу порового пространства коллекторов слагающих отложения волжского яруса можно предположить, что тектоническое нарушение носит полупроводящий характер.

Исходя из разной степени изученности залежи как в площадном отношении, так и по разрезу, в ее пределах выделены запасы категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

В пределах нефтяной части запасы нефти, сосредоточенные в верхнем пласте доломита, отнесены к категории С<sub>1</sub>, так как из этого пласта при опробовании в колонне получен приток безводной нефти в скважине 1 Морской. Залегающий ниже по разрезу известняково-доломитовый пласт также нефтенасыщен по своему гипсометрическому положению. По степени изученности запасы в нем отнесены к категории С<sub>2</sub>. В площадном отношении запасы категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> занимают поля в пределах принятого контура нефтеносности.

К категории  $C_2$  отнесены запасы газа газовой шапки, т.к. ее наличие определено косвенными признаками.

Для отложений волжского яруса построены и представлены карты нефтенасыщенных толщин категорий  $C_1$  и  $C_1+C_2$ . Карта нефтенасыщенных толщин по категории запасов  $C_2$  не строилась. Объем нефтенасыщенных пород определялся вычитанием объемов  $C_1$  и  $C_1+C_2$ .

Емкостные свойства коллекторов и их насыщенность определялись только по данным ГИС с учетом петрофизических зависимостей по керну, отобранному из водонасыщенной части отложений. Продуктивная часть керном не охарактеризована.

В верхнем пласте доломита, запасы которого отнесены к категории  $C_1$ , средневзвешенная величина пористости по ГИС составила 19 % (изменяется от 11 до 24 %), нефтегазонасыщенности – 87 % (изменяется от 58 до 97 %). Эти коэффициенты приняты для подсчета запасов.

В известняково-доломитовом пласте средневзвешенная величина пористости принятая для подсчета запасов составляет 22 % (изменяется от 19 до 28 %), нефтенасыщенность - 87 %.

Физико-химическая характеристика нефти определялась по одной пластовой и пяти поверхностным пробам. В подсчет приняты значение плотности сепарированной нефти равное  $0,819 \text{ г/см}^3$ , пересчетный коэффициент – 0,75, газосодержание  $125,7 \text{ м}^3/\text{т}$ .

При принятых подсчетных параметрах геологические запасы нефти по категории  $C_1$  составляют 8023 тыс.т, по категории  $C_2$  - 2317 тыс.т.

Коэффициент нефтеизвлечения, получен с помощью программного комплекса Eclipse-100 на основании расчетов и равен 0,3.

При принятом коэффициенте нефтеизвлечения извлекаемые запасы нефти составляют по категории  $C_1$  2407 тыс.т, по категории  $C_2$  – 695 тыс.т.

При подсчете запасов свободного газа газовой шапки пластовое давление, пересчитанное на абсолютную отметку ГНК (высота газовой шапки 7 м), равно 16,57 МПа, поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта 1,14, на температуру 0,830.

При принятых подсчетных параметрах начальные запасы газа газовой шапки составляют по категории  $C_2$  305 млн.м<sup>3</sup>. При потенциальном содержании конденсата



76,5 г/см<sup>3</sup> и коэффициенте конденсатоотдачи 0,65, геологические/извлекаемые запасы конденсата равны 23/15 тыс.т.

#### Газоконденсатная залежь аптского яруса

Залежь установлена по результатам интерпретации ГИС в обеих скважинах и испытания скважины 1 Морская. В результате испытания в колонне интервала перфорации 1359-1402 (абсолютная отметка минус 1336-1379 м) получен приток газа дебитом 28.3 тыс.м<sup>3</sup>/сут с небольшим количеством конденсата. Отложения яруса представлены тонким переслаиванием песчаников и алевролитов с непроницаемыми разностями.

ГВК в скважинах не вскрыт. За условный уровень подсчета принята подошва последнего проницаемого пропластка в скважине 2 Морская на глубине 1439,6 м (абсолютная отметка минус 1416,3 м). Размеры залежи 15 x 4 км, этаж газоносности 96 м.

По степени изученности в пределах залежи выделены поля запасов категории С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>, как показано на приложении Д.

По категории С<sub>1</sub> площадь газоносности 13197 тыс. м<sup>2</sup>, средневзвешенная газонасыщенная толщина 12.6 м.

По категории С<sub>2</sub> площадь газоносности 48 712 тыс. м<sup>2</sup>, средневзвешенная газонасыщенная толщина 8.6 м.

Пластовое давление замерялось в процессе гидродинамических исследований и составляет 15.48 МПа. С учетом состава газа, определенного по устьевым пробам, коэффициент сжимаемости, рассчитанный как функция давления, температуры и плотности газа равен 0.87, тогда поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта составит 1.15.

Поправка за температуру равна 0.866, при пластовой температуре 65.5°C.

При принятых подсчетных параметрах и поправках начальные извлекаемые запасы свободного газа категории С<sub>1</sub> равны 4158 млн.м<sup>3</sup>, категории С<sub>2</sub> -10467 млн.м<sup>3</sup>.

При потенциальном содержании конденсата 64.9 г/м<sup>3</sup> геологические запасы конденсата категории С<sub>1</sub> составят 270 тыс.т, категории С<sub>2</sub> - 679 тыс.т.

#### Газоконденсатная залежь альбского яруса

Залежь приурочена к терригенным коллекторам. Газонасыщенность пластов-коллекторов и ГВК определены по ГИС. ГВК принят на абсолютной отметке минус 1299,5 м в скважине 2 Морская.

Залежь пластовая сводовая, размеры на уровне ГВК 9.5 x 3.5 км, этаж газоносности порядка 60 м.

Площадь газоносности 23025 тыс. м<sup>2</sup>, средневзвешенная газонасыщенная толщина 5,2 м.

Керн в продуктивной части разреза не отбирался. Средние значения коэффициента пористости равное 0.27 и коэффициента газонасыщенности равное 0.62 определены по ГИС

Пластовое давление, приведенное к середине залежи на глубину 1267 м составляет 13.5 МПа. (137.6 кгс/см<sup>2</sup>), пластовая температура 60°С.

Состав газа, плотность принимается по аналогии с газом сепарации в близлежащем испытанном объекте в аптских отложениях.

Поправка за температуру составила 0.879.

Поправка за отклонение от закона Бойля-Мариотта, рассчитанная как обратная величина коэффициента сверхсжимаемости составила 1.19.

При принятых подсчетных параметрах геологические запасы газа составили 2726 млн.м<sup>3</sup>. Геологические/ извлекаемые запасы конденсата при потенциальном содержании 64.9 г/м<sup>3</sup> и коэффициенте конденсатоотдачи 0,45 составили 177/80 тыс.т.

В целом по месторождению Морское подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти составили: по категории

C<sub>1</sub> - 8 023/2 407 тыс. т, по категории C<sub>2</sub> - 2 317/695 тыс.т; извлекаемые запасы растворенного газа по категории C<sub>1</sub> – 2 239 млн.м<sup>3</sup>, по категории C<sub>2</sub> - 661 млн.м<sup>3</sup>.

Запасы свободного газа и газовых шапок: по категории C<sub>1</sub> – 6 135 млн.м<sup>3</sup>, по категории C<sub>2</sub> – 22 721 млн.м<sup>3</sup>; запасы конденсата геологические/извлекаемые по категории C<sub>1</sub> - 405/194 тыс.т, по категории C<sub>2</sub> - 1051/494 тыс.т.

Обоснование доразведки Морского нефтегазоконденсатного месторождения.

Выявленные залежи в аптских, альбских и келловейских отложениях не имеют видимого ГВК, которые по данным ГИС определены условно в пределах разбуренного

участка. Выявленная залежь в отложениях волжского яруса имеет установленные ВНК.

По соотношению извлекаемых запасов категорий С1 и С2 месторождение относится к недоизученным. Основные запасы по свободному газу отнесены к категории С2 и составляют около 80%.

Все вышеизложенное указывает на то, что месторождение является недоизученным. Степень изученности основных объектов разработки недостаточна. Недоразведанной остается южная часть месторождения.

С целью доразведки основных продуктивных залежей, рекомендуется бурение одной разведочной скважины Морская 4.

Основными задачами разведочного бурения на месторождении являются:

- установление в аптских, альбских и келловейских залежах уровней ГВК.
- уточнение геометрии залежей;
- оконтуривание месторождения с целью перевода запасов из категории С2 в категорию С1 и подготовки их к разработке;

Выбор местоположения скважины:

Точка заложения скважины выбрана исходя из учета структурных особенностей всех продуктивных горизонтов.

Наиболее подходящим местом является юго-западная часть куполовидного поднятия Морской структуры, так как в этом месте есть большая вероятность присутствия водонефтяных контактов

Данная скважина бурится до полного вскрытия отложений аптского яруса вертикальным стволом, такой вид прохода скважины позволит перевод запасов из категории С2 в категорию С1 в породах альбского и аптского возрастов. Вскрыть ГВК в альбских и аптских залежах. С отметки -1416 м скважина отклоняется в среднем на 16гр. в северном направлении. Данное отклонение необходимо для уточнения контура нефтеносности отложений волжского яруса и вскрытия ГВК в отложениях келловейского яруса.

#### Заключение

Анализ геолого-геофизических исследований проведенных на Морском месторождении позволил выделить в юрско-меловом интервале разреза наименее

изученные объекты, с которыми можно связывать прирост запасов газоконденсата и газа промышленных категорий. Первоочередными объектами являются залежи средне-верхнеюрского и нижнемелового комплексов в келловейских, волжских, аптских, альбских отложениях.

Несмотря на то, что месторождение находится в эксплуатации, некоторые участки залежей до настоящего времени представляют интерес для увеличения запасов промышленных категорий, что послужило основанием для постановки дополнительного разведочного бурения.

По результатам бурения рекомендованной разведочной скважины будет: уточнена модель строения келловейской, волжской, аптской, альбской залежей; увеличены запасы промышленной категории, что позволит выбрать более рациональный вариант разработки Морского месторождения.