

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых

Обоснование доразведки южного купола
Атамановского нефтяного месторождения
(Саратовская область)
АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 6 курса 611 группы
специальности 21.05.02 - прикладная геология
заочного отделения
геологического факультета
Сулаева Имрана Зубаировича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин. наук, доцент

В.Н. Еремин

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

А.Д. Коробов

Саратов 2019

Введение

В настоящее время в связи со значительной степенью выработанности запасов крупных месторождений Нижневолжской нефтегазоносной области всё большую актуальность приобретают геолого-разведочные работы (ГРР), направленные на поиск мелких и средних скоплений углеводородов (УВ) и доразведку уже известных месторождений, что является в настоящее время важнейшим фактором поддержания уровня добычи углеводородов.

Одним из месторождений, где возможно приращение запасов углеводородов является Атамановское месторождение.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки южного купола залежи в тимано-пашийских отложениях, часть запасов которой оценена по категории C_2 .

В основу дипломной работы положены материалы последних геофизических исследований, результаты бурения и испытания скважин, лабораторных анализов, собранные в период прохождения промыслово-разведочной практики. При подготовке данной работы использовались также фондовые и опубликованные источники в которых приведена информация по геологическому строению и нефтегазоносности Атамановского месторождения.

Для достижения цели дипломной работы необходимо выполнить следующие задачи:

- собрать и проанализировать геолого-геофизические материалы характеризующие геологическое строение и нефтеносность Атамановского месторождения;
- выполнить анализ литолого-стратиграфических и тектонических особенностей строения осадочного чехла района исследований;
- оценить степень изученности залежи тимано-пашийского продуктивного пласта $D_3.I$;
- наметить оптимальные участки для размещения разведочной скважины.

Дипломная работа состоит из 4 глав, введения, заключения и содержит 47 страниц текста, 3 рисунков, 1 таблицы, 4 графических приложения. Список

использованных источников включает 16 наименований.

Основное содержание работы

Атамановская складка выявлена по результатам сейсмо - и электроразведочных работ 1941-42 гг. в северо-восточной части Елшано-Курдюмского поднятия, после открытия залежей нефти и газа, в пределах указанного поднятия. На Атамановском месторождении выделяются два купола: северный и южный, содержащие самостоятельные залежи нефти в пласте Д₃-1 тимано - пашийского возраста.

На северном куполе промышленные притоки нефти получены в 1955 году. В конце 1955 году нефтяная залежь северного купола была введена в разработку пуском в эксплуатацию скважины № 133. Всего на северном куполе пробурено 11 скважин, из которых 7 скважин (№№133, 139, 140, 148, 149, 151 и 152) расположены в контуре нефтеносности и длительное время находились в эксплуатации. Залежь северного купола находится на завершающей стадии эксплуатации [1].

В отличие от северного купола, залежь южного купола недоразведана. Глубокое разведочное бурение на южном куполе было начато в 1991 году. В 1993 году залежь южного купола была введена в разработку пуском в эксплуатацию скважины №644. Всего на южном куполе пробурено 10 скважин, из которых 8 скважин (№ 644, 645, 646, 647, 648, 650, 650-бис, 651) расположены в контуре нефтеносности. В действующем фонде на южном куполе находится четыре скважины № 647, 648, 650 бис, 651. Скважины №№644, 645, 646 обводнились и переведены в фонд наблюдательных [2].

В 2004 г. на Атамановском лицензионном участке были проведены сейсморазведочные работы МОГТ 2D протяженностью 24,7 пог.км и переобработка ГИС по 11 скважинам. В результате была уточнена модель строения Северного купола. Атамановский лицензионный участок характеризуется сложными условиями проведения наземных геофизических работ, связанных с повышенным уровнем промышленных помех этой

интенсивно освоенной территории. Южная часть Атамановского лицензионного участка располагается в пределах городских кварталов и промзоны Ленинского района г. Саратова с плотной застройкой. Северная и центральная часть участка располагаются на территории Елшанского подземного газохранилища с развитой инфраструктурой (имеются многочисленные сборные пункты, станции перекачки, действующие скважины, газопроводы, кабели связи и телеметрии).

Все это создало невозможность размещения сейсмопрофилей в южной части и ограничения их проложения на местности на остальной части участка. В связи с этим ОАО «Саратовнефтегеофизика» отработать проектную сеть профилей не удалось (вместо предусмотренных 40 пог. км выполнено 24,7 пог. км).

В 2005 г. исполнителем ГП «Геолэкспертиза» для ОАО «Нефть» выполнен «Проект доразведки нефтяной залежи пласта Д₃-I тимано– пашийского горизонта южной части свода Южного купола Атамановского месторождения Саратовской области», в котором рекомендованы проводка одной независимой разведочно – эксплуатационной скважины в границах категории С₂ Южного купола, с целью перевода запасов в категорию разведанных.

В геологическом строении Атамановского поднятия принимают участие породы кристаллического фундамента, и перекрывающий его осадочный чехол, представленный карбонатными и терригенными отложениями девонской, каменноугольной, юрской и четвертичной систем.

Анализ приведенного выше описания характеризует то, что строение разреза в пределах исследуемой зоны сложное. Об этом свидетельствует чередование терригенных и карбонатных комплексов; карбонатные комплексы являются преобладающими, представлены известняками, доломитами, аргиллитами, а также органогенными, органогенно-обломочными известняками; в терригенных комплексах наблюдается чередование разных типов пород – глин, алевролитов, песчаников и чаще пластов известняков. Для разреза характерны перерывы в осадконакоплении; фациальные замещения и

выклинивание пород.

Это определенно свидетельствует о сложной истории тектонического развития рассматриваемой площади.

В процессе геологического развития изучаемой территории периодически складывались благоприятные условия для формирования природных резервуаров, выражающиеся в чередовании отложений, становящихся затем породами-коллекторами и флюидоупорами.

Атамановское месторождение располагается в юго-восточной части Восточно-Европейской платформы и характеризуется сложным тектоническим строением, обусловленным разновременным влиянием структур первого порядка - Воронежского свода, древнего Рязано-Саратовского прогиба, Токмовского свода, Жигулевско-Пугачевского свода в Заволжье, Прикаспийской впадины на юго-востоке.

В неотектоническом отношении исследуемая территория располагается в южной части Присаратовского мегавала. В строении этой крупной, почти изометричной новейшей структурной формы существенную роль играют флексуры, четко проявленные в мезо-кайнозойских отложениях - Елшано-Сергиевская, Хлебновско-Радищевская и Слепцовско-Полчаниновская, образующие крутые крылья одноименных валов, в то время как опущенные крылья служат бортами впадин и депрессий.

В региональном плане исследуемый участок располагается в восточной части Пачелмско-Саратовского авлакогена, который на западе граничит с Воронежской антеклизой. На востоке - с Волго-Уральской антеклизой, на юго-востоке – с Прикаспийской синеклизой. В пределах Пачелмско-Саратовского авлакогена выделяют ряд структур второго порядка, к которым относятся Степновский сложный вал, Саратовские дислокации, Елшано-Сергиевский вал, Марксовский прогиб, Аткарская впадина, Карамышская впадина и др. Исследуемый участок расположен в районе сочленения Саратовских дислокаций, Елшано-Сергиевского вала и Степновского сложного вала.

В современном тектоническом плане Атамановское месторождение расположено в пределах двух структурных элементов II порядка: южная часть его приурочена к северо-западному склону Степновского сложного вала, а северная часть относится к Свинцовской моноклинали, являющейся юго-восточным склоном Саратовских дислокаций [3].

По данным бурения Атамановская структура по горизонтам терригенного девона (тимано-пашийскому горизонту) осложнена двумя блоками - Северным и Южным (недоразведанным).

По имеющимся данным Южный купол узкий, гипсометрически хорошо выраженный, вытянут в меридиональном направлении. По кровле коллекторов продуктивного пласта Д_{3.1} купол оконтурен изогипсой - 1580м. Минимальная отметка в своде - 1420м. Амплитуда, относительно седловины, разделяющей Северный и Южный купола 150м.

Северный купол - выположенный, имеет овальную форму. Падение пород от свода к крыльям равномерное. Оконтуривается Северный купол по кровле коллекторов продуктивного пласта Д_{3.1} изогипсой - 1580 м.

Минимальная отметка в своде - 1520м. Амплитуда купола, относительно седловины 60м.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования, Атамановское месторождение относится к Нижне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской провинции [4].

В пределах Атамановского нефтяного месторождения выявлены залежи в пластах – коллекторах девонского возраста: тиманско – пашийских-терригенных и семилукско – саргаевских карбонатных.

На Атамановской площади живецкие отложения вскрыты шестью скважинами(133, 134, 135, 139, 140, 146), но ни в одной из указанных скважин газонефтепроявлений не отмечено. По данным электрического и газового каротажа эти отложения (пласты Д₃₋₅, Д_{3-4а}, Д_{3-4б}) обводнены.

В тимано-пашийских отложениях выделяются пласты Д₃₋₃, Д₃₋₂ и Д_{3.1}.

Коллекторы пластов Д₃₋₃ и Д₃₋₂ обводнены.

В терригенных отложениях пласта Д₃₋₁ тимано– пашийского возраста содержатся две самостоятельные залежи нефти в северном и южном куполах.

Залежь нефти, приуроченная к тимано – пашийским отложениям в пределах северного купола, была открыта в 1955г., с этого времени началась разработка месторождения пуском в эксплуатацию скважины № 133. Всего на северном куполе пробурено 11 скважин, из которых 7 скважин (№№133, 139, 140, 148, 149, 151 и 152) расположены в контуре нефтеносности и длительное время находились в эксплуатации. По мере обводнения часть скважин выведена из эксплуатации и переведена на вышележащие горизонты и в наблюдательный фонд. По состоянию на 1.06.2007 года в действующем эксплуатационном фонде на северном куполе находятся скважины №№ 151, 152. Залежь северного купола находится на завершающей стадии эксплуатации.

Размеры нефтяной залежи в тимано-пашийских отложениях северного купола в пределах контура нефтеносности - 1,4 x 1,6 км, высота - 47,4 м, Начальная отметка ВНК -1568м, начальное пластовое давление - 17,8 МПа.

По площади северного купола толщина пласта изменяется от 46 до 57 м. Нефтенасыщенные толщины находятся в пределах 15-21 м.

Коллекторы, вмещающие залежь северного купола, представлены в виде линз и отдельных пропластков не выдержанных по простиранию.

На северном куполе проницаемость по керну находится в пределах 32-207, в среднем 135 мД, пористость 17 %. На южном куполе керн не отбирался, по данным гидродинамических исследований проницаемость оценивается в 188 мД.

Нефть пласта легкая, парафинистая, смолистая, малосернистая.

Бурение скважин на Южном куполе началось в 1991 году. Пробурено 10 наклонно – направленных скважин, из них 2 законтурные, 8 - в контуре залежи.

Залежь южного купола имеет размеры 2,1x0,85 км, высоту 94,8 м. Начальная отметка ВНК – 1527 м, пластовое давление - 17,34 Мпа. Пластовая температура - +44 С.

Общая толщина пласта на южном куполе изменяются от 30 до 66 м.

Нефтенасыщенные толщины коллекторов 0,6 - 18,4 м.

С целью завершения изучения геологического строения, уточнения структурного плана и запасов нефти южной части купола в 2001 году была пробурена разведочная наклонно – направленная скважина №650/650-бис. При бурении скважины выполнены каротажные и геолого – химические исследования в интервале 1000-1750 м. По предварительному заключению ГИС во вскрытом разрезе отсутствовали промышленно продуктивные коллекторы. В связи с неожиданным сокращением продуктивных коллекторов во вскрытом разрезе скважина №650 переименована в №650-бис и перебурена наклонно – направленным способом вторым стволом с глубины 965 м в кровлю продуктивного пласта в зоне категории запасов С₁. В результате испытания пласта Д₃.I в скв. 650-бис был получен промышленный приток нефти дебитом 26,6 м³/сут.

В 2006 году в пределах Южного купола была пробурена наклонно – направленная разведочная скв. №651 глубиной 1861 м, которая в площадном отношении вскрыла продуктивный пласт Д₃₋₁ в районе утвержденных запасов категории С₂. В скважине были проведены ГДИ, отобрана и проанализирована на установке PVT глубинная проба нефти. Это позволило прирастить разведанные запасы нефти и растворенного газа категории С₁ Южного купола.

Из залежи Южного купола по состоянию на 1.01.2007 г. отобрано 141 тыс.т нефти, что составляет 26,4 % от числящихся на балансе начальных геологических запасов (534 тыс.т) или 52,8 % от утвержденных начальных извлекаемых запасов категории С₁ (267 тыс.т). Эксплуатация скважин осуществляется глубинно – насосным способом. Начальный темп отбора равен 4,49 %, текущий – 8,69 %. Обводненность продукции на 01.01.2007 г. с залежи Южного купола составила 42,2 %.

По состоянию на 1.01.2007 года в добывающем фонде находились 4 скважины (№№647, 648, 650, 651), в фонде наблюдательных – 3 скважины (№№644, 645, 646). Учитывая рост обводненности скважин №№ 644, 645, 646, а также медленный темп снижения пластового давления в процессе разработки,

можно констатировать, что разработка залежи осуществляется при естественном водонапорном режиме.

По типу природного резервуара выявленные нефтяные залежи пласта Д₃₋₁ тимано - пашийского возраста являются пластовыми сводовыми. В пределах Южного купола среднее число пропластков коллектора составляет 6, доля коллекторов в общей толщине пласта Д₃₋₁ составляет в среднем 60%. Наличие нефтяной залежи в карбонатных отложениях семилукского горизонта установлено при опробовании скважин №№133, 148 и 151 Северного купола, после прекращения их эксплуатации с пласта Д₃₋₁ тимано– пашийского горизонта. Из этих скважин получена подвижная нефть, с динамической вязкостью в пластовых условиях 2,85 мПа*сек, плотностью 0,841 г/см³, с невысоким содержанием асфальтенов, смол, парафина и серы.

Нефтяная залежь семилукского возраста по типу природного резервуара классифицирована как пластовая сводовая, тектонически экранированная, литологически ограниченная.

На Южном куполе из семилукских отложений получен приток нефти в скв. №644 при опробовании пластоиспытателем в процессе бурения в открытом стволе.

Перечитанные и утвержденные ЦКЗ МПР России в 1999г. запасы нефти по месторождению по категориям А+В+С₁ составили 1396/732 тыс.т, растворенного газа - 92/49 млн.м. По категории С₂ запасы нефти оценивались в 1101/550 тыс.т, растворенного газа - 65,5/33 млн.м³.

На 1.06.2007 год накопленная добыча нефти по северному куполу составила 451 тыс т или 97% от начальных извлекаемых запасов. Основная добыча нефти приходится на скважины, расположенные в своде купола. Остаточные извлекаемые запасы на 1.01.2007 год равны 14 тыс т.

В результате проведенных исследований на Атомановском месторождении уточнено геологическое строение по отложениям девона, где выделяются два купола: северный и южный, содержащие самостоятельные залежи нефти в пласте Д_{3.1} тимано - пашийского возраста.

Начальные запасы нефти категории C_1 по южному куполу пласта D_{3-I} составили: геологические - 1046 тыс т, извлекаемые – 564 тыс т. По категории C_2 геологические запасы – 324 тыс т; извлекаемые – 175 тыс т.

Выполненного комплекса ГИС и сейсморазведочных работ оказалось недостаточно для уверенного определения отметки ВНК и границ залегания южной части южного купола.

Продуктивный разрез не изучен керновым материалом, в связи, с чем требуется уточнение коллекторских свойств пород. В недостаточной степени изучены продуктивные характеристики залежи.

Все вышеизложенное указывает на то, что месторождение является недоизученным. Для уточнения геологической модели залежи, получения дополнительной информации по подсчетным параметрам, оценки добывных возможностей месторождения и приращения запасов промышленных категорий необходимо проведение мероприятий по его доразведке.

Конфигурация южного периклинального окончания продуктивного резервуара пласта D_{3-1} южного купола будет изучена после проводки заложения наклонно – направленной разведочной скважины, которая рекомендуется к бурению на площади запасов категории C_2 в полнопластовой части залежи, со вскрытием кровли коллектора, с целью доразведки залежи Южного купола.

Рекомендуемую скважину предлагается пробурить с полигона, находящегося на западном крыле южного купола, в 0,6 км юго-западнее от скважины №651, с целью доразведки залежи Южного купола. Проектная глубина 1680 м, проектный горизонт муллинский.

Целью бурения скважины является вскрытие, опробование и испытание продуктивного пласта D_{3-1} и попутное изучение возможной нефтеносности семилукского и саргаевского горизонтов.

Для решения поставленных геологических задач предусматриваются полный комплекс исследований в объеме, необходимом для количественной оценки запасов нефти, а именно: отбор керна и шлама; комплекс геофизических и геолого-технологических исследований; опробование испытание и

исследование скважин, в процессе бурения и после спуска эксплуатационной колонны; лабораторные исследования.

Заключение

Атамановское месторождение открыто в 1955 г. скважиной №133 на северном куполе, выявившей залежь нефти из пласта Д₃₋₁ тиманско-пашийских отложений. Проведенные позже геофизические исследования, переинтерпретация ранее выполненных сейсмических работ изменили имеющееся представление о размерах структуры и залежи.

На Атамановском месторождении выделяются два купола: северный и южный, содержащие самостоятельные залежи нефти в песчаном пласте Д₃₋₁ тимано - пашийского возраста.

Анализ имеющейся геолого-промысловой информации, полученной по сейсмическим исследованиям и результатам бурения и опробования 10 разведочно-эксплуатационных скважин южного купола, свидетельствует о недостаточной изученности пласта Д₃₋₁. Так в пределах лицензионного участка доля запасов категории С₂ южного купола составляет 23.6 % от суммарных запасов категорий С₁ и С₂.

С целью перевода этих запасов в промышленную категорию С₁ рекомендуется бурение наклонно направленной разведочной скважины №652 в южном куполе с проектной глубиной 1680 м и проектным горизонтом муллинским.

В результате доразведочных работ будет получена дополнительная информация о строении продуктивных отложений, что позволит уточнить запасы месторождения, сформировать необходимый пакет исходной информации для составления технологической схемы разработки.

Список использованных источников

1. Проект довыработки нефтяной залежи пласта Д₃-I Атамановской площади Елшано-Курдюмского месторождения: Отчет / ВНИПИгаздобыча; руководитель Б.В.Смирнов. - Саратов, 1982.
2. Геологический проект поисково-разведочного бурения на Атамановской площади (Саратовская область): / ГП "Союзбургаз" - Москва, 1991.
3. Шебалдин В.П., Никитин Ю.И. и др. "Тектоника и перспективы нефтегазоносности Саратовской области". Саратов, 1993.
4. Колотухин А.Т., Астаркин С.В., Логинова М.П. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран. Учебное пособие.- Саратов, ООО Издательский Центр «Наука», 2013.