

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»

**«Геологическое обоснование поисково-оценочного бурения на девонские  
отложения в пределах Комаровского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 6 курса 611 группы

21.05.02 специальности прикладная геология

геологического факультета

Пирогова Александра Сергеевича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. н., доцент

\_\_\_\_\_ М. П. Логинова

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. н., профессор

\_\_\_\_\_ А.Д. Коробов

Саратов 2018

## **Введение**

В настоящее время в России отмечается падение добычи нефти в целом по стране. Поддержание добычи нефти и газа может осуществляться не только за счет открытия новых месторождений, но и в результате открытия новых залежей в пределах уже выявленных месторождений, уточнения их строения. Примером такого месторождения является Комаровское месторождение, открытое в пределах одноименного лицензионного участка.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование поисково-оценочного бурения на Комаровском месторождении для обнаружения залежей нефти в девонских отложениях. Материалом для такого обоснования послужили результаты детальных сейсморазведочных работ МОГТ-2D, проведенных в 2007 г и их комплексная интерпретация с данными ГИС по пробуренным скважинам.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Сбор геолого-геофизических материалов, характеризующих геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Комаровского месторождения;
2. Анализ и обобщение собранных геолого-геофизических материалов с целью оценки перспектив;
3. Рекомендации на проведение поисково-оценочного бурения на девонские отложения.
4. Дополнение схематического профильного разреза по линии I-I.

Дипломная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и содержит 43 страницы текста, 2 рисунка, 4 графических приложения. Список использованной литературы включает 12 наименований.

## **Основное содержание работы**

Открытию месторождений нефти и газа в Пензенской области предшествовали многочисленные геолого-геофизические исследования

территории. Интенсивность и объемы этих работ в разное время были различными. Современные представления о геологическом строении территории были получены вследствие проведения целого комплекса геолого-геофизических работ.

С начала 40-х по 60-е годы прошлого столетия в связи с необходимостью открытия нефтяных месторождений в центре России начался период интенсивного изучения глубинного строения Пензенской области. Были детально изучены стратиграфия и тектоника Сурско-Мокшанских дислокаций, уточнена тектоника Саратовских дислокаций, Корсунской и Борлинской групп дислокаций, Пензо-Муровского прогиба, Ульяновско-Саратовской синеклизы, западного окончания Жигулевского вала.

В 1942-1943 гг. геологом Ворониным Н.И. была проведена геологическая съемка масштаба 1: 50000 в Кузнецком районе к югу от железнодорожной станции с. Евлашево, в результате которой в районе с. Комаровки было закартировано Комаровское поднятие по маркирующим горизонтам палеогена.

В 1948-1949 гг. в пределах этого поднятия с целью его подтверждения и уточнения структурного плана Кузнецкой КРБ было поставлено структурное бурение (24 скважины). Структурное бурение подтвердило наличие антиклинальной складки по подошве маастрихтского яруса, смещенной относительно свода по геологической съемке на 3 км к северу, в сторону крутого крыла.

На подготовленном структурным бурением Комаровском поднятии в 1950-1953 гг. были пробурены поисковые скважины № 1,2,4,9, из которых в скважине № 2 (первооткрывательнице) из пласта  $B_0$  тульского горизонта получен промышленный приток нефти с водой. Скважины № 1,4,9 ликвидированы по геологическим причинам.

В течение 1950-1957 гг. на Комаровской структуре было пробурено 13 глубоких скважин. В скважинах № 7, 8 получены притоки нефти из пласта Б<sub>1</sub> бобриковского горизонта. Скважины № 3, 5, 6, 11, 12, 16, 17 ликвидированы по геологическим причинам.

В 1990 году Костромской геофизической экспедицией в пределах западного окончания Жигулевского вала выполнены сейсморазведочные работы МОГТ в масштабах 1: 50000 и 1: 100000, по результатам которых составлены структурные планы по отражающим горизонтам осадочного чехла и уточнено его геологическое строение.

В 1992 году этой же экспедицией проведены сейсморазведочные работы МОГТ в масштабе 1:100000 на Комаровском месторождении. По отражающим горизонтам в каменноугольных и девонских отложениях подтверждено наличие Комаровской структуры. По горизонту С<sub>1</sub><sup>ур</sup> наметились два свода: на западе в районе пробуренных скважин № 2, 8, 11, 16 с оконтуривающей изогипсой -1020 м, и на востоке в районе скважины № 9 с замкнутой изогипсой -1030 м. В целом Комаровское поднятие в пределах изогипсы -1040 м представляет собой структуру прямыкания к тектоническому нарушению, секущему вдоль длинной оси северного крыла складки [1].

В этом же году ГГП «Нишневожскгеология» и «КамНИИКИГС» был подготовлен «Проект поисков месторождений нефти на Комаровской площади», в соответствии с которым предусматривалось бурение трех поисковых скважин № 100, 101, 102 с проектными глубинами 2120 м и проектным горизонтом - кристаллический фундамент. Общий проектный метраж составлял 6360 м. Ожидаемый прирост извлекаемых запасов нефти категории С<sub>1</sub> планировался в объеме 720 тыс.т. Данный проект поисков в объеме трех скважин (№100,101,102) так и не был реализован [2].

К 1992 году общий пробуренный метраж по пробуренным скважинам составил 23170 м, в том числе поисковый – 4253 м (скважины № 1, 6) и разведочный 18917 м (скважины № 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 11, 12, 16, 17).

В 2003 году были пробурены разведочные скважины № 8 бис и 22, а в 2006 году – скважина № 23.

Всего на месторождении пробурено 16 скважин, из которых 10 скважин ликвидировано по геологическим причинам, одна (№8) ликвидирована по техническим причинам, одна (№2) находится в консервации и четыре (№7, 8 бис, 22, 23) являются добывающими.

В 2007 году на месторождении были проведены детальные сейсморазведочные работы МОГТ 2D в объеме 90 пог.км. По их результатам построены структурные карты по отражающим горизонтам:  $A_1$ ,  $D_2^{ar}$ ,  $D_3^{tm}$ ,  $C_1^{up}$ ,  $C_2^b$ ,  $C_2^{pd}$  и  $K_1^{al}$  [4]. Детальные сейсморазведочные работы МОГТ 2D уточнили ранее составленные модели строения месторождения.

В пределах Комаровского месторождения осадочные породы представлены отложениями девонской, каменноугольной, юрской, палеогеновой и четвертичной систем, залегающих на архейском фундаменте. Характеристика разреза приводится по результатам бурения скважин, включая описание шлама, керна, ГИС.

Геологический разрез Комаровского месторождения имеет сложное строение. Он представлен чередованием терригенных и карбонатных толщ. Карбонатные отложения (известняки, доломиты и др.) преобладают в верхнедевонской, ниже- и среднекаменноугольной частях разреза. В разрезе отмечаются частые стратиграфические несогласия, что определило отсутствие полностью пермских, триасовых отложений, и более мелких отделов (верхнекаменноугольный, нижеюрский, и более мелких стратонов). Продуктивными отложениями являются пласты  $B_0$  и  $B_1$  тульского и бобриковского горизонта. В верхнедевонских отложениях перспективными в

нефтегазоносном отношении ожидаются пласты тиманского и пашийского горизонтов. Все пласты-коллекторы представлены терригенным составом.

Результаты геолого-физических исследований свидетельствуют об унаследованности тектонического развития изучаемой территории, проявляющейся в тождественности структурных планов по пластам  $B_1$  и  $B_0$ .

В пределах Комаровского месторождения, в тульских отложениях залежь нефти установлена в ловушке структурного типа, в бобриковских - в литологически ограниченной ловушке. В девонских отложениях предполагается структурная ловушка (с тектоническим ограничением на севере). Для продуктивных отложений характерны обширные зоны замещения коллекторов.

Комаровское месторождение в нефтегазогеологическом отношении находится в пределах Жигулевского нефтеносного района Средневожской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Промышленная нефтеносность связана с терригенными отложениями тульского (пласт  $B_0$ ) и бобриковского (пласт  $B_1$ ) возраста нижнего карбона. По литологическому составу пласты представлены высокопористыми, разномерными песчаниками. Средняя глубина залегания 1330 м.

Залежь пласта  $B_0$ , вскрытая скважиной № 2, приурочена к восточному приподнятому участку, осложняющему Комаровскую структуру.

Залежь нефти неполно-пластовая, по всей площади подстилаемая водой. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине № 2 составляет 4,5 м. Размеры залежи в границах контура нефтеносности составляют 1,9 x 0,5 км. Высота залежи 4,5 м.

В районе скважин № 7, 12 коллекторы пласта  $B_0$  замещаются глинистыми разностями. Отметка ВНК по данным ГИС в скважине № 2 составляет 1017,4 м.

В процессе испытания скважины № 2 при нижней отметке интервала перфорации -1018,4 получена нефть с водой с дебитами соответственно 38, 8 т/сут, и 20,1 м<sup>3</sup>сут.

Залежь нефти в пласте Б<sub>1</sub> выявлена при опробовании скважин № 7, 8, 8-бис, 22, 23. Первоначальные дебиты нефти составляли 2,2 – 26,5 т/сут. Гидродинамические исследования проведены в скважинах № 7, 8-бис, 22, 23 (пласт Б<sub>1</sub>). По результатам обработки кривых притока средние коэффициенты продуктивности варьируют в пределах 0,12 – 2,83 м<sup>3</sup>/сут. С запада и востока залежь пласта Б<sub>1</sub> ограничена зонами замещения коллекторов глинистыми разностями.

ВНК нефтяной залежи в пласте Б<sub>1</sub> принят по результатам интерпретации ГИС и опробовании скважины № 22 на абсолютной отметке - 1035,5 м, что соответствует подошве нефтенасыщенного пласта по данным ГИС. Данная отметка ниже отметки получения безводной нефти в скважине № 7 всего на 2,7 м.

Залежь нефти пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры залежи в границах контура нефтеносности на отметке -1035,5 м и составляют 2,6 x 1,1 км при высоте 13 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам № 7, 8, 8-бис и 22 изменяются от 3,6 м до 9,8 м.

Физико-химические свойства нефти и газа, изучены только по данным исследований поверхностных проб нефти, так как глубинные пробы нефти из пластов Б<sub>0</sub> и Б<sub>1</sub> до 2006 года не отбирались. Наиболее полно физико-химические свойства нефти охарактеризованы по данным анализа нефти из скважины 7 (пласт Б<sub>1</sub>), как наиболее представительного для обоих пластов Б<sub>0</sub> и Б<sub>1</sub>. Физические свойства нефти в пластовых условиях были определены расчетным методом по методике института «Гипровостокнефть» применительно к тяжелым, высокосмолистым, парафиновым нефтям [3]. Газосодержание пластовой нефти пласта Б<sub>1</sub> и Б<sub>0</sub> принято 54 и 55 м<sup>3</sup>/т. По результатам расчетов плотность пластовой нефти составляет 0,9036 г/см<sup>3</sup>,

давление насыщения нефти газом при пластовой температуре равно 3,81 МПа, динамическая вязкость пластовой нефти – 43 мПа·с. После дифференциального разгазирования в рабочих условиях плотность нефти равна 0,9041 т/м<sup>3</sup>, объемный коэффициент – 1,014, а динамическая вязкость разгазированной нефти – 121 мПа·с.

По товарной характеристике нефть сернистая (среднее массовое содержание серы 2,4%), смолистая (11,7%), парафиновая (4,84%) [4].

Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300°С в среднем составляет 31,8 %.

Мольные содержания компонентов в выделившемся газе из нефти при дифференциальном разгазировании равны: сероводорода – 3,65%, азота – 44,22%, метана – 13,78%, этана – 25,14%, пропана – 6,26%, бутанов – 2,9%, гептан – 0,14%, гелия – 0,044%. Относительная плотность газа по воздуху – 1,042.

На 2006 г. на балансе по месторождению числятся запасы нефти категории С<sub>1</sub> по двум подсчетным объектам Б<sub>1</sub> и Б<sub>0</sub> в количестве: начальные геологические запасы - 1864 тыс.т., начальные извлекаемые запасы - 373 тыс.т. [5].

По результатам сейсморазведочных работ МОГТ 2D 2007 г. уточнено геологическое строение месторождения и построена структурная карта по отражающему горизонту D<sub>3</sub><sup>tm</sup>, выявлена перспективная ловушка не совпадающая в структурном отношении с ловушками пластов Б<sub>0</sub> и Б<sub>1</sub> и неизученная бурением.

Учитывая выявленный новый перспективный объект, неравномерную слабую изученность бурением девонских отложений, широко развитые зоны замещения нижнекаменноугольных коллекторов, условность их границ, а также практическое отсутствие лабораторных исследований керна из каменноугольных отложений по определению фильтрационно-емкостных и петрофизических свойств коллекторов, коэффициентов вытеснения нефти

водой, фазовых проницаемостей и анализов глубинных проб нефти, возникла необходимость доизучения месторождения в целом, и проведения поисково-оценочного бурения на девонские отложения.

С целью поиска залежей в верхнедевонских отложениях рекомендуется бурение поисково-оценочной скважины с проведением полного комплекса геолого-геофизических исследований.

Скважину 1ПД (1-ая поисковая на девонские отложения) рекомендуется пробурить в сводовой части тектонически экранированной структуры, выделяемой по ОГ D<sub>3</sub><sup>tm</sup>, с проектной глубиной 2000 м, проектный горизонт-архей, с местоположением на сейсмопрофиле 120504-15 на расстоянии 600 м на северо-восток от точки его пересечения с сейсмопрофилем 120504-6. Для пластов Б<sub>0</sub> и Б<sub>1</sub> скважина будет решать задачи уточнения строения.

Основными задачами скважины 1ПД для девонских отложений являются:

- вскрытие девонских отложений и получение промышленного притока;
- выделение пластов-коллекторов;
- определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов;
- оценка характера насыщения и определение эффективных нефтенасыщенных толщин;
- возможное вскрытие ВНК и геометризация залежи;
- подсчет запасов по категории C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub>.

Основные задачи по изучению каменноугольных отложений являются:

- уточнение строения пластов Б<sub>0</sub> и Б<sub>1</sub>, включая характер развития по площади, мощности;
- уточнение положения границ замещения коллекторов.

## Заключение

Анализ материалов по геологическому строению и нефтегазоносности Комаровского месторождения, собранных и изученных в процессе выполнения дипломной работы, позволяет сделать следующий вывод:

Месторождение является недостаточно изученным. Кроме установленных залежей в пределах месторождения на основании сейсморазведочных работ МОГТ 2D, проведенных в 2007 году, выявлена ловушка комбинированного типа в девонских отложениях, с которой связывают открытие новой залежи. В связи с этим в дипломной работе рекомендуется заложение одной поисково-оценочной скважины 1ПД. Бурение скважины предполагает открытие залежи в верхнедевонских (тимано-пашийских) отложениях.

Бурение рекомендуемой поисково-оценочной скважины позволит:

1. Открыть новую залежь в верхнедевонских отложениях;
2. Уточнить продуктивность пластов  $B_0$  и  $B_1$  и границ замещения коллекторов;
3. Увеличить промышленные запасы Комаровского месторождения и в целом Пензенской области.

### **Список использованных источников**

1. Протокол № 141 заседания Костромской геофизической экспедиции, 1992.
2. «Проект поисков месторождений нефти на Комаровской площади», «Нижевожскгеология », « КамНИИКИГС», 1992.
3. Проект пробной эксплуатации Комаровского месторождения Пензенской области «Гипровостокнефть», 1998.
4. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утверждено министерством природы и экологии РФ, 2016.
5. Оперативный подсчет запасов по Комаровскому нефтяному месторождению Пензенской области, ООО НПК «Геопроект», 2006.