

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 Алексеевского месторождения

(Пензенская область)

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студентки 6 курса 611 группы  
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»  
геологического факультета  
Ивановой Ольги Андреевны

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент

А.Т. Колотухин

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов, 2018

## Введение

В настоящее время в связи со значительной степенью выработанности запасов крупных месторождений Средневолжской 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 Алексеевское нефтяное месторождение.

В административном отношении Алексеевское месторождение расположено в Кузнецком и Кемешкирском районах Пензенской области.

Алексеевское месторождение открыто в 2001 году по результатам поискового бурения. На месторождении выявлена нефтяная залежь в пласте Б<sub>2</sub> бобриковского горизонта.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки залежи в бобриковском горизонте, значительная часть запасов которой оценена по категории С<sub>2</sub>.

Для достижения цели дипломной работы необходимо выполнить следующие задачи:

- собрать и проанализировать геолого-геофизические материалы характеризующие геологическое строение и нефтеносность Алексеевского и соседних месторождений;
- выполнить анализ литолого-стратиграфических и тектонических особенностей строения осадочного чехла района исследований;
- оценить степень изученности залежи бобриковского продуктивного пласта Б<sub>2</sub>;
- наметить оптимальные участки для размещения разведочных скважин.

В основу дипломной работы положены материалы последних геофизических исследований, результаты бурения и испытания скважин, лабораторных анализов, собранные в период прохождения преддипломной

практики. При подготовке данной работы использовались также фондовые и опубликованные источники в которых приведена информация по геологическому строению и нефтегазоносности Алексеевского месторождения.

Дипломная работа состоит из введения, 4 глав, заключения и содержит 54 страницы текста, 9 таблиц, 2 рисунка, 6 графических приложений. Список использованных источников включает 15 наименований.

### **Основное содержание работы**

Планомерные геологические исследования района были начаты в 30-е годы. В комплекс работ по изучению района входили рекогносцировочные геологические исследования, площадные геологические и структурно-геологические съемки, электроразведка, магниторазведка, гравиметрические и сейсмические работы, структурное и глубокое разведочное бурение на нефть и газ.

В 1990-2007гг в пределах западного окончания Жигулевского вала выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 2Д, по результатам которых составлены структурные карты по отражающим горизонтам осадочного чехла и уточнено его геологическое строение территории.

В 2007-2008 был проведен комплексный анализ результатов ГРР на Жигулевском валу Жигулевского свода на базе переинтерпретации и переобработки данных сейсморазведочных работ, с целью оценки перспектив нефтегазоносности и разработки рекомендаций по направлениям и объемам дальнейших работ.

Постановка глубокого поискового бурения на Алексеевской площади обосновывалось наличием ряда благоприятных геологических предпосылок:

- расположение площади в зоне промышленного накопления нефти в отложениях терригенного и карбонатного девона, турнейского, визейского, башкирского и верейского горизонтов;
- наличие тектонических структур, подготовленных сейсморазведкой;

– наличие в перспективных интервалах хороших коллекторов и покрышек, которые могут содействовать формированию и сохранению залежей нефти.

В целом состояние изученности месторождения следует оценить как недостаточное. Неизученной остается северная и южная часть Алексеевской структуры.

В геологическом строении разреза на территории Пензенской области принимают участие архейские, рифейские и вендские образования, перекрытые мощной толщей палеозойских и мезозойско-кайнозойских отложений.

В сводном литолого-стратиграфическом разрезе Алексеевского месторождения на архейских породах кристаллического фундамента залегают стратифицированные осадочные отложения представленные породами девонской, каменноугольной, юрской, палеогеновой и четвертичной систем. Из них на поверхности обнажаются породы только кайнозойского возраста. Все остальные комплексы отложений вскрыты при бурении скважин.

Изучаемый разрез приводится по данным бурения, отбора керна и испытания скважины №100 Алексеевского месторождения и соседних месторождений Верхозимского, Садовского, Тарлаковского и др. [1,5].

Анализ разреза позволяет отметить сложность его строения, которое определяется чередованием терригенных и карбонатных комплексов, которые сложены различными типами пород – аргиллитами (глинами), алевролитами, песчаниками, известняками, наличием перерывов в осадконакоплении. Продуктивные пласты бобриковского горизонта, к которым приурочены основные залежи нефти Алексеевского месторождения представлены терригенными породами (песчаниками серыми и темно-серыми, мелкозернистыми, кварцевыми, содержат углисто-глинистые пропластки, местами наблюдаются включения пирита).

Алексеевское месторождение расположено на Восточно-Европейской платформе, в пределах Волго-Уральской антеклизы на Жигулёвско-Криволукском валу у северной границы Жигулевского свода. Жигулёвско-Криволукский вал характеризуется наличием других отдельных поднятий

(Верхозимского, Труевского, Комаровского и др.), расположенных по общей оси в субширотном направлении. С севера эта зона ограничивается Кузнецкой седловиной, отделяющей ее от Токмовского свода. Южнее Жигулевского свода располагается Неверкинская депрессия. На западе Жигулевская зона дислокаций граничит с Рязано-Саратовским прогибом [6].

В разрезе выделено 2 структурных этажа: нижний - представленный архейским комплексом пород фундамента и верхний - осадочный чехол, формирование которого началось с палеозоя.

Для структуры осадочного чехла, в отличие от блокового строения кристаллического фундамента, характерны пликативные деформации различных порядков. Структурными формами первого порядка, в пределах исследуемой территории, являются Токмовский и Жигулевский своды и разделяющий их Кузнецкий прогиб (седловина). Указанные структурные элементы различаются глубиной залегания кристаллического фундамента, мощностью и, частично, составом пород осадочного чехла.

Границы структур первого порядка представляют собой региональные разломы, нарушающие фундамент и осадочный чехол иногда до самых верхних стратиграфических горизонтов палеозоя.

Жигулевский свод на исследуемой территории представлен своим крайним северо-западным фрагментом, ограниченным с севера Жигулевским разломом, а с юго-запада крутым крылом Сурско-Мокшинского вала оборванным Кикинским разломом. Это крупная положительная структура, осложненная Жигулевско-Криволукским валом и рядом отдельных локальных поднятий. В целом морфология свода по кровле тиманского горизонта верхнего девона представляет собой субмоноклинальную структуру с падением пород в южном и юго-восточном направлении с отметок -1560м (в вершине свода в районе сел Верхозим, Аненково) до отметок -1920м (в юго-западной части Неверкинской депрессии).

Северная часть Жигулевского свода осложнена Жигулевско-Криволукским валом. Ось вала протягивается от верховьев руч. Канадей на запад-юго-запад,

постепенно все больше отклоняясь к югу и в своем юго-западном окончании дугообразно изгибается, приобретает на участке с.с. Верховим-Красное Поле субмеридиальное направление и утыкается в линию Сурско-Мокшинского вала.

Жигулевско-Криволукский вал представляет собой флексуобразную линейную складку с крутым (до  $15^{\circ}$ ), оборванным Жигулевским разломом северным и северо-западным крыльями, и пологим южным, юго-восточным крылом. Шарнир вала осложнен многочисленными ундуляциями, в связи с чем в пределах осевой части вала выделяется ряд локальных поднятий.

На всем протяжении вал асимметричен и имеет крутые северное и северо-западное крылья. В западной части в пределах вала установлены унаследованные локальные поднятия: Верховимское, Алексеевское, Комаровское, Труевское и др. Крутые крылья указанных поднятий по нижним отражающим горизонтам тектонически нарушены, а по более молодым горизонтам сливаются с флексурными перегибами. Как правило, они отображены и в рельефе фундамента и в осадочном покрове. Наблюдается некоторое смещение сводов поднятий вдоль оси и в сторону крутых крыльев.

Для Алексеевского поднятия характерна асимметричная форма (пологое юго-восточное и более крутое северо-западное крылья) и небольшие размеры. В контуре изогипсы -885 м по кровле продуктивного пласта Б<sub>2</sub> оно представляет собой изометричную структуру, ориентированную с юго-запада на северо-восток. Размер поднятия в контуре замкнутой изогипсы -885м составляет 2,275 x 1,125 км при амплитуде 14м.

Алексеевское месторождение, согласно общепринятому нефтегазогеологическому районированию, находится в пределах Жигулевского нефтегазоносного района Средне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Здесь в разрезе палеозоя, представленного девонским и каменноугольными отложениями, выделяются следующие нефтегазоносные комплексы (НГК): 1 – эйфельско-нижнефранский терригенный, 2 – верхнедевонско-турнейский карбонатный, 3 – визейский терригенный и среднекаменноугольный терригенно-карбонатный.

### Эйфельско-нижнефранский НГК

Комплекс глубоким бурением изучен слабо: на Верховимской и Комаровской, Барановской площади он вскрыт. По результатам ГИС и бурения в НГК выделяются до 5 пластов коллекторов (песчаники и алевролиты) с эффективной толщиной до 15-17м. пористостью от 10 до 28%. Покрышками для песчаных пластов служат глинистые алевролиты и аргиллиты, региональной покрышкой являются глинистые и карбонатно-глинистые отложения (13-55м) тиманского и саргаевского горизонтов. При опробовании терригенного девона в скважинах притоков нефти не получено. В Самарской части Жигулевского нефтегазоносного района открыты месторождения Жигулевское, Зольненское, Яблонево с промышленными запасами нефти в тимано-пашийских отложениях.

### Верхнедевонско-турнейский НГК

Вскрыт полностью всеми глубокими скважинами пробуренными на соседних площадях Верховимском, Тарлаковском. Представлен разными карбонатными породами.

Высокая минерализация пластовых вод данного НГК, относящихся к хлор-кальциевому типу, повышенное содержание в них брома, йода и другие гидрохимические показатели свидетельствуют о возможности открытия в нем залежей нефти.

### Визейский терригенный НГК

На Алексеевском месторождении бобриковский и тульский горизонты представлены терригенными породами, как показано на приложении Б и полностью вскрыт скв. № 100 на Алексеевском участке и всеми глубокими скважинами пробуренными на соседних площадях Верховимской, Садовой. Все нефтяные месторождения Жигулевско-Криволужского вала от Пензенской до Самарской области имеют промышленные залежи нефти в данном комплексе отложений [7, 8].

На Алексеевском месторождении пробурена скважина №100 поисковая, которой установлена промышленная нефтеносность отложений бобриковского

горизонта (пласт Б<sub>2</sub>). По составу коллекторы представлены мелкозернистыми песчаниками. Залежь нефти пластовая-сводовая.

В скв. №100 после вскрытия пласта Б<sub>2</sub> перфорацией (12 зарядов ПКС-80) в интервале глубин 1179-1181 м в процессе освоения компрессором дебит жидкости составил 6,3 м<sup>3</sup>/сут. при обводненности 60%, дебит нефти 6,1 т/сутки, как показано на приложении Д. По замеру на забое пластовая температура 42°С, начальное пластовое давление 10,3 МПа.

Водонефтяной контакт (ВНК) пробуренной скважиной не вскрыт; начальное его положение принято по подошве проницаемого пропластка в скв. №100 на абс. отметке минус 885,4 м.

Глубина залегания продуктивного пласта 1180-1197,6 м, общая толщина пласта принятая на момент подсчета запасов в скважине №100 составляет 3,4 м, нефтенасыщенная – 2,4 м, средневзвешенная по площади – 1,84 м; однородность характеризуется коэффициентами песчаности и расчлененности, равными 0,83 и 1,5. В структурном плане залежь приурочена к изометричной складке субширотного простирания ориентированную с юго-запада на северо-восток. Размеры залежи в 2,275х1,125 км, этаж нефтеносности 7,1 м; тип залежи пластовая сводовая.

По результатам исследования нефть в скважине № 100 характеризуется следующими параметрами:

- плотность при пластовом давлении составляет 0,926 г/см<sup>3</sup>, при давлении насыщения 0,922 г/см<sup>3</sup>, динамическая вязкость при пластовом давлении 187,1 мПа\*с, при давлении насыщения 182,3 мПа\*с, давление насыщения при пластовой температуре 3,8 Мпа, объемный коэффициент 1,02, газосодержание 10,1 м<sup>3</sup>/т. В поверхностных условиях плотность нефти равна 0,934 г/см<sup>3</sup>, вязкость дин.327,37 мПа\*с, вязкость кинематическая 350,5 мПа\*с.

- содержание серы по массе в нефти составляет – 1,2%, парафина соответственно 5,7% и 5,8%, смол силикагелевых 11,58% и 9,53%. Выход светлых фракций, выкипающих при 300<sup>0</sup> – 25% и 21% соответственно. Температура застывания нефти -19<sup>0</sup>С, начала кипения +92 и +93<sup>0</sup>С



соответственно.

- относительная плотность нефтяного газа – 0,958, содержание метана по массе 9,49% и 6,82% соответственно, азота 76,78% и 80,29%, углекислого газа 5,08% и 5,20%, сероводорода 1,15% и 1,03%.

Подсчетные параметры, запасы нефти и растворенного газа категории  $C_1$ , числящиеся на государственном балансе по состоянию на 01.01.2008г. составляют: нефти геологические запасы - 579 тыс.т., извлекаемые - 168тыс.т. категории  $C_1$ ; растворенного газа геологические-6 млн.  $m^3$ , извлекаемые-2млн.  $m^3$ .

Подсчитанные запасы нефти по категории  $C_2$  составили: нефти геологические запасы 710 тыс. т., извлекаемые 355 тыс. т, растворенного газа геологические – 17 млн. $m^3$ , извлекаемые 7 млн. $m^3$  [4, 5].

По результатам переработки и комплексной переинтерпретации материалов сейсморазведки и данных ГИС по пробуренной скважине существенно изменились площадные размеры структуры, контролирующей выявленную нефтяную залежь в пласте  $B_2$  бобриковского горизонта. Структурный план пласта  $B_2$  бобриковского горизонта подтвержден бурением лишь одной скважиной. Недостаточная изученность площадного распространения залежи требует дополнительных анализов керна. Водонефтяной контакт принят условно.

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.

С целью доразведки залежи основного продуктивного пласта  $B_2$  бобриковского горизонта рекомендуется бурение двух независимых разведочных скважин.

Исходя из совпадения структурных планов по кровле тульских и вышележащих среднекаменноугольных отложений, доразведку залежи пласта

Б<sub>2</sub> планируется попутно провести с опосредованием терригенных и карбонатных отложений башкирского яруса и верейского горизонта, которые продуктивны на Сызранском и Зольненском месторождениях.

С этой целью рекомендуется заложить две разведочные скважины:

- скважину №101 заложить в 1,6км к северо-востоку от скважины №100 на сейсмопрофиле 350891, с проектной глубиной 1220м и проектным горизонтом турнейский ярус;

- скважину №102 заложить на юго-востоке в 1,25км от скважины №100 на сейсмопрофиле 250891 в 250м от пересечения с сейсмопрофилем 150891. с проектной глубиной 1240м и проектным горизонтом турнейский ярус.

Основными задачами разведочного бурения скважин являются [10, 11]:

- уточнение структурных построений, получение дополнительной информации о подсчетных параметрах (эффективные толщины, ФЭС, физические и химические характеристики пластового флюида);

- уточнение положения ВНК и пересчет запасов;

- вскрытие, опробование и испытание продуктивного пласта;

- уточнение геометрии залежи и средних значений пористости и нефтенасыщенности по результатам интерпретации данных ГИС;

- исследование гидродинамических характеристик и добывных возможностей залежи;

- обоснование коэффициента извлечения нефти по результатам экспериментальных исследований керна по определению фазовых проницаемостей нефти и пластовой воды.

Для решения всех перечисленных задач при бурении рекомендуемых скважин необходимо провести отбор керна и шлама, комплекс промыслово-геофизических и геолого-технологических исследований, опробование испытание и исследование скважин, в процессе бурения и после спуска эксплуатационной колонны, а также лабораторные исследования.

## **Заключение**

Алексеевское нефтяное месторождение открыто в 2001 г. поисковой скважиной №100, выявившей залежь высоковязкой нефти в пласте Б<sub>2</sub> бобриковского горизонта. Проведенные позже геофизические исследования, переинтерпретация ранее выполненных сейсмических работ изменили имеющееся представление о размерах структуры и залежи. Недостаточная изученность продуктивного пласта, условно принятое положение ВНК и контуров залежи позволили сделать вывод о необходимости проведения дополнительного разведочного бурения на Алексеевском месторождении.

Для осуществления доразведки Алексеевского месторождения рекомендуется заложение двух независимых разведочных скважин 101, 102 с проектной глубиной 1220м и 1240м и проектным горизонтом турнейским. В процессе бурения рекомендуется проведение комплекса исследований: отбор керна и шлама, ГИС, ГТИ, ИПТ и т.д.

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. «Комплексный анализ результатов ГРП на Жигулевском валу Жигулевско-Пугачевского свода на базе переинтерпретации и переработки данных сейморазведочных работ в объеме 1000 пог. км (2Д МОГТ, выполненных в 1987-2006гг.) с целью оценки перспектив нефтегазоносности и разработки рекомендаций по направлениям и объемам дальнейших работ по лицензионным участкам ОАО «НГДУ Пензанефть» ООО НПК «Геопроект» - Саратов 2008г.
2. Проект пробной эксплуатации Алексеевского нефтяного месторождения» ООО «ВолгоградНИПИнефть.- Волгоград 2007.
3. Шебалдин В.П., Никитин Ю.И. и др. "Тектоника и перспективы нефтегазоносности Саратовской области". Саратов, 1993г. Фонды ОАО «Саратовнефтегаз».
4. Отчет о результатах исследования проб нефти из скважины №100 Алексеевского месторождения. ООО МНТП «ГИПС», 2006 г.
5. Отчет «Анализ керн из скв.100 Алексеевского месторождения». ОАО институт «Гипровостокнефть». - Самара. 2001. – 71 с.
6. Подсчет запасов нефти и газа по Алексеевскому месторождению, ООО «Инженерная нефтяная компания» «ИНКО». Самара, 2001. - 106 с.
7. Габриэлянц Г.А., В.И. Пороскун и др. «Методика поисков и разведки залежей нефти и газа» – М.: Недра, 1985. – 304 с
8. «Методические Указания по составлению проекта разведки (доразведки) месторождений (залежей) нефти и газа и дополнений к нему», утверждённые приказом Комитета Российской Федерации по геологии и использованию недр за № 70 от 10.07.96 г., г. Москва, 1995