

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 доразведки
Сергеевского месторождения
(Волгоградская область)
АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студента 6 курса, 612 группы, заочной формы обучения
геологического факультета
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
специализация «Геология нефти и газа»
Ильязова Динара Расимовича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент

Л.А. Коробова

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2025

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная и газовая отрасли промышленности занимают одно из ведущих мест в народном хозяйстве России, в значительной мере способствуя развитию других отраслей и определяя общий уровень научно-технического прогресса, а тем самым и благосостояние страны.

Поставлены большие задачи дальнейшего роста добычи нефти и газа, более полного использования недр, оптимального сочетания усилий, направленных на освоение перспективных районов и на максимальное использование недр в старых нефтедобывающих районах. В решении этих задач значительную роль играет геологическая служба, занимающаяся поисками, разведкой и геологическим обеспечением разработки нефтяных и газовых месторождений.

Одним из объектов, где целесообразно проведение разведки залежей нефти является Сергеевское месторождение – объект изучения дипломной работы.

Сергеевское месторождение в административном отношении входит в Быковский район Волгоградской области.

В результате поискового бурения в 1991 г., скважиной №2 открыто Сергеевское нефтяное месторождение. На месторождении выявлены залежи нефти в алексинских, бобриковских и кизеловских отложениях при опробовании ИПТ. При опробовании в колонне получен приток нефти из бобриковских отложений.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки нижнекаменноугольных отложений в пределах Сергеевского месторождения, значительная часть запасов которой оценена по категории С₂.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- сбор и анализ имеющейся геолого-геофизической информации об изучаемом объекте;
- обоснование недоизученности северного и южного поднятий выявленных залежей в нижнекаменноугольных отложениях;

- предложение рекомендаций по проведению разведочного бурения на Сергеевском месторождении;

Дипломная работа состоит из введения, четырёх глав, заключения и содержит 49 страниц текста, 1 рисунка, 5 таблиц и 7 графических приложений. Список использованных источников включает 16 наименований.

Основное содержание работы

В районе Сергеевского нефтяного месторождения в разные годы проводились различного рода геолого-геофизические исследования.

Гравиметрическими работами, выполненными до 1952 года, установлена Городищенско-Николаевская ступень, отделяющая Воронежскую антеклизу от Прикаспийской впадины. Проведенные в последующем с 1955-1971 гг. магнитометрические, электроразведочные, аэрокосмические и сейсморазведочные работы уточнили положение борта Прикаспийской впадины и послужили основой для выделения Волгоградского разлома.

Сейсморазведочные работы МОВ проводились с 1965 года, а МОГТ – с 1971 года. В этот период они носили площадной и рекогносцировочный характер. По результатам этих работ в общих чертах изучено строение надсолевых и получены схематические представления о строении подсолевых отложений. Детальные на отдельных участках работы МОГТ позволили на некоторых площадях выявить в подсолевых отложениях ряд локальных структур.

Непосредственно на Прибортовой ступени, куда входит Сергеевский участок, в 1980-1987 гг. ПО «Волгограднефтегеофизика» проведены рекогносцировочные и детальные сейсморазведочные работы МОГТ. Сергеевская сейсмическая структура, подготовлена к глубокому бурению в 1987 г. по отражающим горизонтам IX-Д₃fm и VIIIa-C₁t [1,2].

Месторождение открыто в 1991 г скважиной №2 Сергеевской, которая подтвердила наличие поднятия на северной периклинали узкой

меридиональной складки. Промышленный приток нефти получен из алексинских и бобриковских отложений [3].

На Сергеевском месторождении пробурены поисковые скважины: №237-Быковская (1975 г.), №2-Сергеевская (1991 г.) [4].

В скважине №2 при опробовании ИПТ получены притоки нефти из алексинских, бобриковских и кизеловских отложений.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения девонской, каменноугольной, пермской, триасовой, юрской, меловой, палеогеновой, и неоген-четвертичной систем.

Девонская система представлена средним и верхним отделами (представлен терригенными и карбонатными породами). Мощность 1089 м.

Каменноугольная система представлена всеми тремя отделами (сложенная карбонатными породами с прослоями терригенных пород). Мощность 2213 м.

Пермская система представлена всеми тремя отделами (сложенная карбонатными, терригенными и каллоидными породами). Мощность 849-1735 м.

Триасовая система представлена нижним отделом (сложена терригенными породами). Мощность 156 м.

Юрская система представлена средним и верхним отделами (сложена терригенными породами). Мощность 257 м.

Меловая система представлена нижним и верхним отделами (сложена терригенными породами). Мощность 560 м.

Палеогеновая, неогеновая и четвертичная системы также представлены терригенным составом пород. Мощность 1110 м.

Отмечается невыдержанность коллекторских свойств по площади и разрезу. В продуктивных кизеловском и бобриковском горизонтах выделяется по два нефтенасыщенного пласта.

В тектоническом отношении исследуемый участок располагается в зоне сочленения крупнейших тектонических элементов Русской платформы: Воронежской антеклизы и Прикаспийской синеклизы. Граница между

указанными мегаструктурами проводится по верхней кромке бортового верхнепермского тектоно-седиментационного уступа Прикаспийской впадины. Западнее этой границы, до русла Волгоградского водохранилища выделяется Прибортовая ступень, где и находится Сергеевский участок, расположенный в пределах Николаевско-Городищенской тектонической ступени западной (внешней) зоны Прикаспийской синеклизы. Месторождение связано с антиклинальными структурами, осложняющими моноклиальный склон.

В пределах территории выделяются два структурных этажа: нижний - в эйфельско-франское девонское время, где месторождение расположено в Приволжском мегавале Прибортовой и Предбортовой ступени; верхний - от верхнедевонское, верхнекаменноугольное время и по выше лежащим пермское время, расположено в Приволжской моноклинали.

Сергеевская структура в общем плане представляет собой вытянутую антиклиналь северо-восточного простирания, тектоническим нарушением разделенную на два блока. С севера она ограничена литологическим экраном. По кизеловским отложениям структура выделяется только в северном блоке.

Размеры структур:

- по кровле пласта II кизеловского горизонта по изогипсе – 4400 м северного блока 4,3х2,5 км, амплитуда 40 м.

- по кровле пласта I кизеловского горизонта по изогипсе – 4430 м северного блока 8,4х4,8 км, амплитуда 80 м.

- по кровле пласта II бобриковского горизонта по изогипсе – 4335 м северного блока 4,45х1,25 км и амплитуда 5 м, южного блока по изогипсе 4350 м – 4,5 х 2,7 км и амплитуда 10 м.

- по кровле пласта I бобриковского горизонта по изогипсе – 4330 м северного блока 5,4 х 2,0 км и амплитуда 10 м, южного блока по изогипсе 4340 м – 4,75 х 3,1 км и амплитуда 15 м.

- по кровле алексинского горизонта по изогипсе – 4150 м северного блока 3,0 х 1,8 км, южного блока – 3,0 х 5,1 км.

Залежи нефти на Сергеевском месторождении приурочены к пластовым резервуарам, осложненными тектоническими и литологическими экранами.

Сергеевское нефтяное месторождение приурочено к Быковскому нефтегазоносному району Нижневолжскому нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В пределах Сергеевского месторождения выделяются пять залежей. Пластовые, тектонически и литологически экранированные залежи установлены в пластах I-II кизеловского, I-II бобриковского, алексинского горизонтов. Выделенные продуктивные пласты разделены на два пласта гидродинамически не связанных друг с другом (I, II пласты).

В кизеловском горизонте выявлено два продуктивных пласта. Пласты гидродинамически не связаны друг с другом. С юго-запада продуктивные пласты ограничены дизъюнктивным нарушением. Пласты распространены не повсеместно. I пласт вскрыт в скважинах №2 и 238, в скважине №237 коллектор замещается плотными разностями пород. В скважине №2 пласт представлен одним прослоем толщиной 3,6 м, в скважине №238 – двумя прослоями толщиной 2,4 и 3,0 м. Коэффициенты песчанистости и расчлененности равны 1. Продуктивность пласта подтверждена и при опробовании его в открытом стволе методом ИПТ. Залежь нефти, приуроченная к I пласту, пластовая, тектонически и литологически ограниченная. ВНК не вскрыт, условный уровень принят на абс. отметке минус 4421,8 м.

II пласт выделен по ГИС, присутствует только в скважине №2, в скважинах №№237 и 238 происходит замещение коллектора непроницаемыми разностями пород. Залежь нефти также пластовая литологически и тектонически ограниченная. ВНК принят условно на абсолютной отметке минус 4395 м. Размеры залежи в пределах контура нефтеносности составляют 2,5х5,0 км, этаж нефтеносности равен 34,3 м [5,6].

Бобриковский горизонт разделён на два продуктивных пласта – I и II. Пласты гидродинамически не связаны друг с другом. На уровне II пласта

бобриковского горизонта установлено выклинивание пласта. Тектоническое нарушение делит залежь на два блока.

В скважине №2 пласт I представлен одним прослоем толщиной 3,8 м, из которых 2,0 м нефтенасыщенных, 1,8 – водонасыщенных. Продуктивность пласта подтверждена и при опробовании его в открытом стволе и при перфорации эксплуатационной колонны [5,6].

Граница «нефть – вода» вскрыта на абс. отметке минус 4425,1 м.

В скважине №237 пласт I представлен двумя прослоями: верхним нефтенасыщенным (по ГИС) толщиной 1,3 м и нижним водонасыщенным толщиной 4,2 м. Методом ИПТ пласт не опробовался.

Пласт II в скважинах №2 и №237 представлен одним нефтенасыщенным прослоем толщиной 1,0 до 1,4 м. Нефтенасыщенность данного пласта обоснована по данным ГИС.

ВНК не вскрыт, условный уровень принят на абс. отметке минус 4334,8 м.

Залежь алексинского горизонта представляет собой брахиантиклиналь. Юго-западнее скважины №2 примерно в 1 - 1,5 км фиксируется тектоническое нарушение, делящее залежь на два блока.

Продуктивный пласт залегает в кровельной части алексинского горизонта визейского яруса. В скважине №237 пласт представлен непроницаемыми разностями пород, поэтому посередине расстояния между скважинами №2 и №237 проходит линия замещения коллектора.

Общая толщина пласта 5,3 м. Продуктивен пласт в скважине №2 представлен пласт одним прослоем коллектора толщиной 5,3 м. По ГИС пласт нефтенасыщен, нефтенасыщенная толщина составляет 1,5 м. При опробовании методом ИПТ получен приток нефти [5,6].

ВНК вскрыт на абс. отметке минус 4146,8 м.

Залежь нефти пластового типа, сводовая, тектоническим нарушением разделена на два блока, с севера ограничена литологическим замещением.

По данным бурения скважин №№2, 237, 238 оконтуривание выявленных залежей производилось по вскрытому (I пласту бобриковскому) и условно принятым уровням ВНК.

Большая часть выявленных залежей продуктивных пластов в алексинском, бобриковском и кизеловском горизонтах неразведаны и запасы отнесены к категории C_2 .

Для уточнения положения ВНК в северном поднятии и подтверждения продуктивности южного поднятия по всем выявленным залежам с подсчитанными запасами и последующим переводом из категории C_2 в C_1 , рекомендуется заложить две разведочные скважины, одну на южном поднятии и одну в осевой части северного поднятия месторождения.

Разведочную скважину №3-Серг. рекомендуется заложить в южном блоке на расстоянии 4 км в южном направлении от скважины №2, с проектной глубиной - 4400 м и проектным горизонтом – кизеловским.

Разведочную скважину №4-Серг. рекомендуется заложить в северном блоке на расстоянии 1,5 км на юго-восток от скважины №2, с проектной глубиной - 4420 м и проектным горизонтом – черепетским.

На разведочные скважины возлагаются следующие задачи: уточнение геологического строения всех выявленных залежей; уточнение характера изменения мощностей, коллекторских и ФЭС пластов; положения ВНК по залежам, в случае его вскрытия; добычных возможностей месторождения в процессе пробной эксплуатации скважин.

Обоснование подсчетных параметров для пересчета запасов нефти из категории C_2 в C_1 .

При бурении разведочных скважин рекомендуется:

- отбор керна в интервалах залегания продуктивных пласта в количестве, обеспечивающем достаточное освещение коллекторских свойств;
- промыслово-геофизические исследования;
- геолого-технологические и геохимические исследования в процессе бурения;

- опробование и испытание продуктивного горизонта в процессе бурения пластоиспытателем на трубах с отбором проб пластовых флюидов;
- испытание в колонне нефтегазонасного объекта с отбором глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сергеевское нефтяное месторождение открыто в 1991 г. На Сергеевском месторождении выявлены залежи нефти промышленных категорий C_1 и C_2 в отложениях алексинского, бобриковского и кизеловского горизонтов. В алексинском горизонте выявлена одна залежь нефти, в бобриковском и кизеловском горизонтах в результате детальной корреляции, выделенные продуктивные пласты разделены на два пласта гидродинамически не связанных друг с другом (I, II пласты).

Сергеевское месторождение является недоизученным, так как всего 2 скважины вскрыли нефтенасыщенную часть месторождения; большая часть запасов оценены по категории C_2 ; ВНК для основной части залежей не вскрыт.

С целью доразведки рекомендуется заложить две разведочные скважины №3 Серг. с проектной глубиной 4400 м и проектным горизонтом – кизеловским и №4 Серг. с проектной глубиной 4420 м и проектным горизонтом – черепетским.

В процессе бурения проектных скважин рекомендуется провести комплекс геолого-геофизических исследований: отбор керна, шлама, ГИС, ГТИ. опробование, испытание и другие исследования.

В случае получения промышленных притоков в скважина. будут получены дополнительные исходные данные для количественной переоценки запасов из категории C_2 в категорию C_1 , что позволит более обоснованно проводить разработку выявленных залежей в нижнекаменноугольных отложениях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Семенова, Е.Г. Отчет о работах сейсмических партий № 12/80, 12/81, 12/83, 12/85. Выявление и подготовка объектов под поисково-разведочное бурение по отложениям карбона и девона на Прибортовой ступени Волгоградской области. / Е.Г. Семенова и др. ПО «Волгограднефтегеофизика». Волгоград, 1987. – 206 с.
2. Симоненко, И.В. Обработка и интерпретация материалов детализационных сейсморазведочных работ МОГТ в пределах Сергеевского лицензионного участка./ И.В. Симоненко Волгоград, 1987. – 370 с.
3. Медведев, П.В. Отчет о результатах геологоразведочных работ в пределах Сергеевского месторождения / П.В. Медведев. ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть». – Волгоград, 2000. – 230 с.
4. Геологические отчеты за 1977-1985, 1993 гг./ Камышинское управление буровых работ. Волгоград, 1993. – 100 с.
5. Проект пробной эксплуатации Сергеевского месторождения. НТО нефтяников и газовиков; Отчет по договору №660. А.А. Литвинов, Волгоград, 1993. - 81 с.
6. Бочкарев, А.В. Оперативны подсчет запасов нефти Сергиевского месторождения по состоянию на 01.01.2009г. Отчет по договору №38/09./ А.В. Бочкарев, Т.И. Быкадорова и др. ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград, 2009. – 70 с.