

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 Андреевского месторождения  
(Саратовская область)**

**АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студента 6 курса, 611 группы заочной формы отделения  
геологического факультета  
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»  
специализация «Геология нефти и газа»  
Доминова Наиля Анваровича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент

М.П. Логинова

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2022

## **Введение**

Жигулевско-Пугачевский нефтегазоносный район, куда территориально входит Саратовская область, характеризуется снижением добычи УВ сырья. Восполнить уровень падающей добычи можно не только за счет открытия новых месторождений (большинство которых относится к мелким и очень мелким), но и, в первую очередь, за счет доразведки уже открытых, расположенных в зонах обустроенной инфраструктуры, месторождений. Примером такого объекта является Андреевское месторождение.

Андреевское месторождение открыто в 2015 году поисково-оценочной скважиной №1. В скважине №1 выявлены залежи нефти в башкирском ярусе, бобриковском и упинском горизонтах.

По состоянию на 01.01.2019 г. на Андреевском месторождении пробурена всего одна поисково-оценочная скважина.

Промышленная эксплуатация месторождения не велась. Запасы Андреевского месторождения подсчитаны по категориям С1 и С2.

Административно Андреевское месторождение расположено в Духовницком районе Саратовской области (Богородский лицензионный участок).

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки Андреевского месторождения.

Дипломная работа состоит из введения, 4 глав, заключения и содержит 45 страниц текста, 3 рисунка, 4 таблицы, 6 графических приложений. Список использованных источников включает 21 наименование.

## **Основное содержание работы**

Сейсморазведка МОГТ на Богородском лицензионном участке проводилась с 1991 по 2014 гг.

В 2013 году на основании договора № 8/01-13 ОАО «Волгограднефтегеофизика» были проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3D в объеме 50,05 км<sup>2</sup> в пределах Никольского месторождения.

Сейсморазведочные исследования МОГТ-3Д выполнены сейсморазведочной партией № 1/2013 ОАО «Волгограднефтегеофизика» в 2013 г. с применением для возбуждения упругих колебаний сейсмических вибраторов NOMAD-65 и регистрации телеметрическими многоканальными сейсмостанциями Sercel 428XL с полным динамическим диапазоном 140 дБ, что позволяло фиксировать волновое поле без искажений во всем диапазоне удалений.

По результатам выполненных работ уточнено строение Никольского месторождения. Выявлено, что в структурном отношении оно приурочено к антиклинальной складке северо-западного простирания, осложненной по нижнекаменноугольным отложениям двумя вершинами. В отложениях среднего карбона ей соответствует антиклинальная складка простого строения. Для геометризации ловушек, выявленных залежей в упинских и бобриковских отложениях, были построены структурные карты кровли продуктивных горизонтов. Кроме того, в пределах исследуемой территории намечены перспективные объекты – Овражная, Широкая, Ближняя, Андреевская и Кисловская структуры.

В 2014 г. Андреевская структура определена как первоочередной перспективный объект, на нее составлен паспорт. Андреевская структура подготовлена отражающим горизонтам:  $nC_{1up}$ ,  $nC_{1bb}$ ,  $nC_{2mk}$ .

В 2015 году Андреевское месторождение было открыто поисково-оценочной скважиной №1, по результатам интерпретации ГИС, керна, испытаний в открытом стволе и в колонне. Всего было испытано 3 объекта, в которых установлены залежи в башкирских, бобриковских и упинских пластах.

В геологическом строении осадочного чехла месторождения принимают участие породы девонской, каменноугольной, неогеновой и четвертичной систем.

Самые древние вскрытые отложения – заволжский надгоризонт верхнего девона.

Девонская система представлена фаменским ярусом верхнего отдела.

В каменноугольной системе выделяют все три отдела: нижний, средний и верхний. В нижний отдел входят турнейский, визейский и серпуховский ярусы. В средний отдел входят башкирский и московский ярусы. В верхний отдел входят касимовский и гжельский ярусы.

Кайнозойская эратема представлена неогеновой и четвертичной системами.

Осадочный чехол исследуемой территории представлен карбонатными и терригенными разностями. В разрезе отмечаются перерывы в осадконакоплении, отмечается выпадение из разреза пермских, триасовых, юрских, меловых и палеогеновых отложений.

В разрезе складывались благоприятные условия для формирования пород-коллекторов и флюидоупоров. Продуктивными коллекторами являются терригенные бобриковские, карбонатные башкирские (черемшано-прикамские) и упинские отложения. Покрышками являются одновозрастные и более молодые плотные карбонатные и терригенные разности пород.

В тектоническом отношении Андреевская структура приурочена к южному склону Жигулевского свода Волго-Уральской антеклизы. На юго-востоке Жигулевский свод граничит с Бузулукской впадиной, на юге - с Иргизским прогибом, который отделяет его от Пугачевского свода [1].

На структурной карте по кровле упинского горизонта локальная Андреевская структура оконтуривается изогипсой минус 1230 м и имеет размеры 1,25х0,75км, амплитуда 20м.

По кровле бобриковского горизонта в контуре изогипсы -1190 м размеры структуры 1,3х0,85 км и амплитуда 20 м. На севере структура осложнена переклиналью.

На структурной карте по кровле башкирских отложений структура выполаживается и по замкнутой изогипсе минус 740 м имеет размеры 0,2х0,8 км и амплитуду 15 м.

Исходя из анализа структурных планов Андреевской структуры, в ее пределах в ниже- и среднекаменноугольных отложениях ожидаются ловушки структурного типа.

В нефтегазоносном отношении Андреевское месторождение расположено в пределах Жигулевско-Пугачевского НГР Средневожской НГО Волго-Уральской НГП [2].

Залежи на Андреевском месторождении установлены в башкирских известняках среднего карбона, бобриковских песчаниках и упинских известняках нижнего карбона. По сложности геологического строения Андреевское месторождение относится к категории простых. По величине запасов к очень мелким.

Залежь нефти упинского горизонта пластового сводового типа, размеры 1,25 x 0,7 км, высота – 15,8 м. Положение ВНК залежи упинского горизонта по данным испытания скважин и материалам ГИС не определено.

Залежь нефти бобриковского горизонта пластового сводового типа, залежь имеет размеры 1,15 x 0,6 км, высота – 14,6 м. Положение ВНК бобриковской залежи по данным испытания скважин и ГИС не определено.

Залежь нефти башкирского яруса также пластового сводового типа, имеет размеры 0,8 x 0,7 км, высота – 5,0 м. ВНК принят по результатам интерпретации ГИС по подошве нефтенасыщенного коллектора на абсолютной отметке -730 м.

Запасы нефти Андреевского месторождения составляют геологические/извлекаемые: по категории  $C_1$  – 496/259 тыс т,  $C_2$  – 140/77 тыс т.

Запасы растворенного газа составили геологические/извлекаемы:  $C_1$  – 28/15 млн м<sup>3</sup>,  $C_2$  – 2/1 млн м<sup>3</sup>.

Таким образом, на Андреевском месторождении залежи установлены в башкирских, бобриковских и упинских отложениях, что подтверждено данными ГИС и результатами испытания. ВНК всех залежей приняты условно.

Залежи недостаточно изучены, подсчетные параметры приняты по ГИС и по аналогии с ближайшими месторождениями. По соотношению запасов

залежей по категориям  $C_1$  и  $C_2$ , которое составляет составляет 70/30% месторождение относится к недоизученным.

Решение задач по доразведке месторождения предусматривается осуществить за счет бурения одной разведочной скважины №2.

Цель бурения скважины №2 - уточнение строения месторождения.

Основными задачами разведочного бурения скважины являются [3-6]:

- определение границ распространения коллекторов башкирского, бобриковского и упинского возраста;
- уточнение положения ВНК и размеров залежей;
- определение дебита нефти и растворенного газа;
- уточнение емкостно-фильтрационных характеристик коллекторов;
- уточнение физико-химических свойств пластовых флюидов;
- уточнение подсчетных параметров залежей;
- перевод запасов залежей в категорию  $C_1$ .

Разведочную скважину №2 рекомендуется заложить северо-восточнее скважины №1 на расстоянии 0,5 км с проектной глубиной - 1350 м и проектным горизонтом - заволжским.

В процессе бурения скважины предполагается проведение комплекса геолого-геофизических исследований:

1. Отбор керна, который предусматривается только в продуктивных интервалах, с учетом изучения перекрывающих и подстилающих пород (3 м над кровлей проницаемой части пласта и 5 м ниже последнего проницаемого пропластка).

Рекомендуемый интервал отбора керна приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Рекомендуемый интервал отбора керна в скважине №2

Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора керна
802-812	10	башкирские	средняя
1235-1245	10	бобриковские	средняя
1282-1292	10	упинские	средняя

Отбор шлама в процессе бурения рекомендуется проводить через 5 метров проходки, а в интервалах отбора керна - через 1 метр.

2. Общие скважинные геофизические исследования (по всему разрезу скважины) в открытом стволе для изучения строения разреза, литологии коллекторов выполняются следующие методы ГИС: (2КС+ПС), термометрия (Терм.), резистивиметрия (Рез), акустический каротаж (АК), радиоактивный каротаж (ГК, НК).

3. Станция ГТИ в интервале 614 – 1350 м. Цель геолого-технологических, геолого-геохимических исследований и газового каротажа заключается в оперативном изучении геологического строения разреза проектируемых разведочных скважин, выявлении и оценке продуктивных пластов, предотвращении аварий, повышении качества бурения и сокращении цикла строительства скважин.

4. Опробование предполагаемых продуктивных горизонтов производится «сверху-вниз» в открытом стволе с целью выявления пластов-коллекторов, определения их параметров и предварительной оценки их нефтегазоносности.

5. Испытание в эксплуатационной колонне проводится «снизу-вверх». Интервалы испытания в эксплуатационной колонне приводятся в таблице 2.

Таблица 2 – Рекомендуемые интервалы испытания в эксплуатационной колонне скважины №2

№№ объекта	Интервалы объектов испытания, м	Геологический возраст, литология	Ожидаемый вид флюида: газ, нефть, конденсат
1	2	3	4
2	802-812	башкирский	нефть+растворенный газ
2	1235-1245	бобриковские	нефть+растворенный газ
3	1282-1292	упинские	нефть+растворенный газ

При получении притоков пластовых флюидов производятся гидродинамические исследовательские работы: замеры дебитов, пластового и забойного давлений, температуры, газового фактора, динамических и

статических уровней, снятие кривых восстановления давления (КВД), отбор поверхностных и глубинных проб и др.

6. Лабораторные исследования отобранного керна, шлама, флюидов. Для решения вопросов стратиграфии, литологии, физических свойств коллекторов, содержащих углеводороды, физико-химических свойств нефти, пластовых вод, которые получены в процессе бурения и испытания скважины, предусматривается проведение анализов образцов и проб в специализированных лабораториях.



## **Заключение**

На Андреевском месторождении продуктивны башкирские, бобриковские и упинские отложения.

Запасы каменноугольных залежей оценены по категориям  $C_1$  и  $C_2$  в соотношении 70%/30%, ВНК залежей приняты условно, что свидетельствует о недоизученности залежей и месторождения в целом.

Для получения новой и уточнения уже имеющейся геолого-геофизической информации рекомендуется заложить разведочную скважину №2 с проектной глубиной - 1350 м и проектным горизонтом - заволжским. Для решения поставленных задач в скважине необходимо провести: отбор керна, ГИС, ГТИ, испытание, опробование, гидродинамические и лабораторные исследования.

Результаты разведочного бурения, позволят прирастить запасы промышленной категории и подготовить Андреевское месторождение к разработке.

### **Список использованных источников**

1. Шебалдин, В.П. и др. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Саратовской области. / В.П. Шебалдин, Ю.И. Никитин, И.Б. Пахомов и др. Саратов, Фонды ОАО «Саратовнефтегеофизика»; 1993 г. – 44 с.
2. Островский, М.И. Геология и перспективы нефтегазоносности центральных областей Русской платформы / М.И. Островский, И.П. Зубов. – М: ВНИГНИ, 2015 – 203с.
3. Методические указания по составлению геологических проектов глубокого бурения при геологоразведочных работах на нефть и газ. Москва, 1996. – 27 с.
4. Лукьянов, Э.Е. Информационно-измерительные системы геолого-технологических и геофизических исследований в процессе бурения. / Э.Е. Лукьянов. Новосибирск, 2010. – 325с.
5. Правила проведения испытаний и опробований в нефтяных и газовых скважинах. М.: ГЕРС, 1999. – 40 с.
6. Методическое указания выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01 Москва, 2002. – 67с.