

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 поисково-оценочного бурения
на Григорьевской площади
(Саратовская 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»
Калинина Фомы Сергеевича

Научный руководитель
старший преподаватель

А.В. Чуваев

Заведующий кафедрой
доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2025

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых
Саратовского государственного университета

Научный руководитель – старший преподаватель А.В. Чуваев

Выпускающая организация – геологический факультет ФГБОУ ВО
«Саратовский национальный исследовательский государственный университет
имени Н.Г. Чернышевского»

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Григорьевской перспективная площадь расположена в Новоузенском районе Саратовской области. По отражающим горизонтам nJ и nK она закартирована над солянокупольным поднятием, в виде диапировой антиклинали северо-восточного простирания, в ядре нарушенной по длинной оси сбросами и соляным куполом.

Перспективы выявления залежей углеводородов на Григорьевской площади в отложениях нижнего мела, средней юры и триаса прогнозируются по аналогии с региональными нефтегазоносными комплексами, развитыми в пределах месторождений Узеньского, Спортивного, Таловского, Старшиновского (Саратовская обл.), Верблюжьего (Астраханская обл.) и других сопредельных территориях.

Обоснованием постановки поискового бурения на площади явилась высокая оценка перспектив нефтегазоносности района работ.

Цель поискового бурения - открытие залежей углеводородов в нижнемеловых, среднеюрских, триасовых отложениях и оценка промышленной значимости открытых залежей.

Район работ расположен в южной части Саратовского Заволжья. Первые сведения о геологическом строении получены в результате маршрутных наблюдений в 1935-1940 гг. Позднее в 1940-1950 гг. были проведены первые геолого-съёмочные и гидрогеологические работы с составлением геологических карт среднего масштаба. Съёмки сопровождалась бурением мелких картировочных скважин, геоморфологическими исследованиями.

В 1947-48 гг. на всей территории Саратовского Заволжья была проведена гравиметрическая съёмка и построена карта изаномал силы тяжести масштаба 1:200000. В начале 50-х годов во внешней части бортовой зоны впадины начинают проводиться электроразведочные, а затем и сейсморазведочные работы МОВ, в результате которых по мезозойским горизонтам были выделены незначительные по размеру локальные поднятия, осложнённые дизъюнктивными нарушениями.

В 1955 году Никонова Н.А., на основании обобщения имеющихся к тому

времени геологических и геофизических материалов бортовой зоны Саратовского и Волгоградского Поволжья, выделила следующие тектонические элементы: зону приподнятого залегания палеозойских отложений, бортовой уступ Прикаспийской впадины, полосу развития соляных антиклиналей, ориентированных параллельно бортовому уступу и область развития соляных куполов.

В 1963 году рассматриваемый участок был охвачен электроразведочными работами методом ТТ, по результатам которых была построена карта средней напряженности поля ТТ (Е) в масштабе 1:200000. В 1967 г. в пределах северной части Прикаспийского лицензионного участка были проведены детальные гравиметрические исследования (Александров В.И., Щепотьев В.Н.). Аналогичные работы в южной части участка, за исключением площади Дьяковского соснового бора, были выполнены в 1983 г. (Семенычев В.В., Лукьянов В.П.). По результатам гравиметрических работ были построены карты аномалий силы тяжести в редукции Буге масштаба 1:50000 и карты остаточных аномалий силы тяжести с различными радиусами осреднения.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Литолого-стратиграфическое описание приводится в целом по всему соседнему Узеньскому месторождению, на котором надсолевая часть разреза представлена отложениями нижнепермской, триасовой, юрской, меловой, палеоген-неогеновой и четвертичной систем. Месторождение имеет блоковое строение и расположено в зоне развития солянокупольной тектоники в виду чего некоторые стратиграфические единицы выпадают из фактического разреза. Сводный геолого-геофизический разрез приводится по пробуренным скважинам в разведочном блоке на Южно-Узеньском поднятии.

Начиная с момента зарождения куполов, кровля соляных штоков находилась вблизи поверхности, лишь в отдельные эпохи опускалась до 1 км. Подсолевое ложе впадины, судя по суммарной мощности надсолевых пород (иногда более 5 км), за это время опустилось также на 5 км (с 4 до 9 км). Отсюда видно, что, несмотря на относительно непрерывный рост соляных ядер куполов, их кровля не претерпевала резких гипсометрических колебаний. Следовательно, скорость роста куполов примерно равнялась скорости опускания подсолевого ложа впадины, и вся соль, выжатая из межкупольных зон, наращивала соляные ядра снизу, как бы компенсируя опускание впадины.

Судя по различию в мощностях и характере залегания надсолевых отложений, данным о внутренней структуре соляных ядер и положению окружающих их прогибов, купола развивались по-разному. Но при всем многообразии этих процессов у соляных структур Прикаспийской впадины отмечаются эпохи относительно ускоренного развития. На всей площади впадины достаточно уверенно устанавливаются этапы усиленного роста куполов – в конце поздней перми и в предакчагыльскую эпоху, во время которых соль в большинстве куполов выходила на небольшую глубину, в зону активной динамики подземных вод, где интенсивно растворялась и размывалась. В последний геологический период продолжался рост соляных куполов впадины. Это устанавливается как по изгибу речных русел, подъему речных террас и рельефа местности, так и по сокращению мощности четвертичных отложений. В среднем скорость

современного роста куполов составляет доли миллиметра в год.

Геологическое строение территории охарактеризовано структурной картой по сейсмическому отражающему горизонту I_p .

По отражающему горизонту I_p в центральной части площади проектируемых работ в направлении с юго-запада на северо-восток картируется соляная гряда с оконтуривающей изогипсой минус 1750 м и осложненная двумя соляными поднятиями с амплитудами, в пределах оконтуривающих изогипс минус 1700 м и минус 1400 м, от 500 м до 1250 м. Размеры протяженного центрального купола по оконтуривающей изогипсе минус 1700 м составляют 12,2 км x 2,7 км. Северо-западный и юго-восточный склоны этого протяженного соляного поднятия переходят в мульды глубиной, соответственно, минус 2950 м и минус 3300 м. Северо-западный склон передовой соляной мульды моноклинально воздымается до минус 1050 м в пределах борта Прикаспийской впадины с пластовым залеганием соленосных отложений кунгурского яруса. В юго-восточной части площади работ картируется соляной купол с оконтуривающей изогипсой минус 2050 м и высотой 1500 м.

Таким образом, по отражающим горизонтам nJ и nK закартирована Григорьевской площади над солянокупольным поднятием, в виде диапировой антиклинали северо-восточного простирания, в ядре нарушенной по длинной оси сбросами и соляным куполом. Северо-западное крыло гипсометрически опущено по сравнению с юго-восточным крылом.

В пределах юго-восточного крыла Григорьевской площади выделены перспективные объекты для ополскавания отложений аптского яруса нижнего мела, байосского яруса средней юры, как показано на приложении Д.

Григорьевская площадь находится в пределах Прикаспийской нефтегазоносной провинции (Северо-Прикаспийская НГО), где перспективы надсолевой части разреза связаны с карбонатно-терригенными и терригенными комплексами перми, триаса, юры и мела.

Промышленная нефтегазоносность в толще триаса установлена в северной, центральной и юго-западных частях Прикаспия.

Прямые признаки нефтегазоносности песчаных образований индского яруса нижнего триаса встречены на Куриловской площади Саратовской области.

Повсеместными газонефтепроявлениями характеризуется глинисто - карбонатная толща ершовской серии, сложенная известняками и глинами с многочисленными прослоями алевроитов и песчаников. Газонефтепроявления отмечены в виде выбросов и разгазирования глинистого раствора, пропитанности и примазок нефти в керне и повышенных газопоказаний при проведении газового каротажа. Такого типа газопроявления были отмечены на соляных куполах Прикаспийской впадины в Саратовской области: на Лукашевской площади, Куриловском, Узеньском и Спортивном месторождениях. Приток газа из песчаников нижнего триаса получен в скважине №5 (1765-1773 м) на Спортивном месторождении.

На Куриловском месторождении в структуре облекания соляного карниза приток нефти и газа из нижнетриасового песчаного пласта получен в скважине №4 (2071-2084 м). Дебит нефти через 4 мм штуцер составлял 28,6 м³/сут., дебит газа – 6,0 тыс. м³/сут.

Район работ расположен в зоне, где нефтегазоносность мезозойских отложений имеет широкое пространственное распространение. Основные промышленные горизонты района работ связаны с триасовыми, среднеюрскими и нижнемеловыми отложениями, причём сингенетичные нефтегазоносные свиты приурочены к байос-батскому, аптскому горизонтам.

Обоснованием постановки поисково-оценочного бурения на площади явились:

- высокая оценка перспектив нефтегазоносности района работ;
- наличие паспорта на Григорьевскую площадь, подготовленную к глубокому бурению ОАО «Саратовнефтегеофизика» по результатам детальных сейсморазведочных работ, выполненных с/п 04/05. Проектируемая структура подтверждена по отражающим горизонтам J_{2b} (подошвы байосских отложений) и K_{1a} (подошвы аптских отложений).

Объектами поисков и оценки на проектируемой площади являются аптские

и байосские отложения, продуктивность которых проектируется в соответствии с паспортом на эту структуру.

Цели и задачи поисково-оценочных работ определены «Временным положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» 2011 г. В процессе поиска месторождений (залежей) решается задача установления факта наличия или отсутствия промышленных запасов нефти и газа. В случае открытия месторождения (залежи) подтверждающие геолого-геофизические материалы в установленном порядке представляются на Государственную экспертизу запасов и по её результатам ставятся на Государственный баланс.

В процессе оценки решаются следующие вопросы:\

- установление фазового состояния углеводородов и характеристика пластовых углеводородных систем;
- изучение физико-химических свойств нефти, газов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств;
- изучение фильтрационно-ёмкостных характеристик коллекторов;
- определение эффективных толщин, значений пористости, нефтенасыщенности;
- установление коэффициентов продуктивности скважин и добывных возможностей;
- предварительная геометризация залежей и подсчёт запасов по категориям C2 и C1;
- обоснование необходимости проведения разведочного этапа.

Для решения поставленных геологических задач в процессе бурения поисково-оценочной скважины предусматривается следующий комплекс геолого-геофизических исследований:

- отбор керна, шлама, проб нефти, газа, воды и их лабораторное изучение;
- геофизические исследования скважины и их качественная и количественная интерпретация;
- геохимические, гидродинамические, гидрогеологические и другие виды исследований скважины в процессе бурения, опробования и испытания.

Данное проектное местоположение поисково-оценочной скважины в присводовой части тектонически экранированной ловушки позволит вскрыть продуктивные отложения в наиболее оптимальных условиях и получить достаточный набор геолого-геофизических данных для завершения поисково-оценочного этапа.

В пределах подготовленной Григорьевской площади с целью оценки перспектив нефтегазоносности меловых, юрских и триасовых отложений и получения прироста запасов углеводородов рекомендуется бурение одной поисковой скважины № 1, проектной глубиной 1220 м. Скважина рекомендуется к бурению на юго-восточной части Григорьевской площади. Местоположение скважины № 1 намечается к бурению на сейсмическом профиле 0901098 - ПК 126³⁵, альтитуда земли +54,6 м. Местоположение закладки зависимых скважин будет уточнено после обработки данных ГИС.

Местоположение проектной скважины намечено по результатам комплексной интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ-2Д с данными ГИС и анализа геолого-промысловой изученности выявленных залежей нефти и газа на близлежащих территориях.

Скважина заложена в наиболее оптимальных условиях, что позволит однозначно судить о наличии или отсутствии в пределах структуры залежей углеводородов, получить максимум информации о размерах, продуктивности, литологии и коллекторских свойствах вмещающих пород и оптимизировать систему размещения последующих скважин.

Геолого-технологические исследования (ГТИ) проводятся непосредственно в процессе бурения скважины. Они решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Проводимые в процессе проводки скважин геолого-технологические исследования включают регистрацию параметров бурового раствора и режимов бурения, отбор и изучение литологии и вещественного состава образцов шлама.

Геолого-технический контроль бурения разведочных скважин включает совокупность лабораторных методов и средств, применяемых на буровой с целью получения точного представления о строении разреза.

Отбор шлама осуществляют для оперативного получения информации о свойствах разбуриваемых пород и изучения геологического строения разреза, вскрываемого скважиной.

Пробы шлама рекомендуется отбирать из интервалов, бурения от 5 м (при исследовании скважин по всему разрезу) до 1-2 м (в интервалах продуктивных пластов). Объем отбираемого шлама должен обеспечивать представительность пробы и быть достаточным для проведения комплекса оперативных исследований и получения контрольной пробы.

С этой целью предусмотрен следующий перечень мероприятий и лабораторных исследований:

- отбор и исследование обломков выбуренной породы – шлама;
- отбор проб бурового раствора;
- литохимический анализ и определение процентного содержания пород согласно их литологической принадлежности;
- карбонатометрия;
- обнаружение и анализ признаков УВ в шламе путем проведения люминисцентного анализа;
- пиролиз;
- систематический отбор шлама для анализа его в петрофизической лаборатории;
- обнаружение и непрерывный хроматографический или масспектрометрический анализ газа, содержащегося в буровом растворе: углеводородов, сероводорода, углекислого газа, водорода, кислорода, азота и др. газов;

- контроль за концентрацией, в целях обеспечения безопасности работы персонала, газов, содержащихся в окружающем воздухе – углеводородов и сероводорода.

Для решения вопросов стратиграфии, литологии, физических свойств коллекторов, содержащих углеводороды, физико-химических свойств нефти и пластовых вод, которые получены в процессе бурения и испытания скважин, предусмотрены следующие анализы образцов и проб, представленных в таблице 6

Таблица 6 - Лабораторные исследования керна и пластовых флюидов

Вид анализа	Единица измерения	Объём работ
петрографический	анализ	100
гранулометрический	_*-	100
палеонтологический	_*-	100
определение карбонатности	_*-	400
определение глинистости	_*-	400
определение пористости	_*-	400
определение проницаемости	_*-	400
определение нефтенасыщенности	_*-	400
Химические анализы:		
нефти пластовой	проба	9
нефти сепарированной	_*-	9
воды пластовой	_*-	9
Гидродинамические исследования	комплекс	9

На все виды исследований пробы нефти, газа и пластовой воды отбираются специалистами в соответствии с требованиями действующих инструкций.

В процессе исследования отобранных проб нефти, газа и конденсата должны быть определены:

— для нефти, приведенной к стандартным условиям методы дифференциального разгазирования – фракционный и группой состав, а в пластовых условиях – компонентный состав, содержание (в процентах по массе) силикагелевых смол, масел, асфальтенов, парафинов, серы, металлов, вязкость и плотность, величина давления насыщения нефти газом, растворимость газа в

нефти, газосодержание, изменение объема, плотности и вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях, температура застывания и начала кипения, коэффициенты упругости нефти; исследование нефти производится по глубинным пробам, а при невозможности их отбора – по рекомбинированным пробам пластовой нефти; для изучения товарных свойств нефти необходимо отбирать и исследовать специальные пробы;

- для газа (свободного и растворённого в нефти) – плотность по воздуху, содержание (в мольных процентах) метана, этана, пропана, бутанов, а также гелия, сероводорода, углекислого газа и азота; состав растворенного в нефти газа определяется при дифференцированном разгазировании глубинных проб нефти до стандартных условий;

- для конденсата (стабильного) – фракционный и групповой состав, содержание парафина и серы, плотность и вязкость при стандартных условиях, давление начала конденсации.

При оценке промышленного значения содержания в нефти и газе компонентов (этана, пропанов, бутанов, серы, гелия, металлов) должны соблюдаться «Требования к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов».

При изучении состава нефти и газа необходимо определить наличие и содержание в них компонентов, оказывающих вредное влияние при добыче, транспортировке и переработке нефти и газа (коррозионная агрессивность к металлу и цементу, выпадение парафина, серы, солей, механических примесей и др.).

При получении из скважины притоков подземных вод должны быть определены химический состав подошвенных и краевых подземных вод, содержащихся в них йода, брома, бора, магния, калия, лития, рубидия, цезия, стронция и др., а так же состав растворённого в воде газа, дебит воды, температура, давление и коэффициент упругости вод, газосодержание и другие показатели для обоснования проведения специальных геологоразведочных работ с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности использования их для

извлечения полезных компонентов или для теплоэнергетических, бальнеологических и иных нужд.

Количество, виды анализов и исследований могут меняться в соответствии с данными, полученными в результате поисково-оценочного бурения.

Подсчёт ожидаемых ресурсов нефти и растворённого газа произведён объёмным методом в соответствии с инструкцией по применению Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов.

Залежи нефти на Григорьевской площади, согласно паспорта на Григорьевскую площадь, ожидаются в Аптских и Байосских отложениях.

При подготовке Григорьевской площади составлены структурные карты по целевым отражающим горизонтам, приуроченным к геологическим границам, характеризующим строение нижеследующих ожидаемых залежей:

- аптская залежь – структурная карта по ОГ «K_{1a}» - подошвы аптского горизонта;
- байосская залежь – структурная карта по ОГ «J_{2b}» ГО - подошвы байосских отложений;

Основанием для оценки перспективных ресурсов нефти и растворенного газа по подготовленной Григорьевской площади явилось также наличие выявленных эталонных залежей нефти в отложениях аптского яруса на Узеньском месторождении, байосского яруса на месторождении Верблюжье, в Астраханской области, ладинского и индского ярусов среднего и нижнего триаса на Узеньском и Куриловском месторождениях. Перспективная площадь по прогнозируемой аптской залежи нефти (K_{1a}) в пределах юго-восточного крыла оценивалась по принятой оконтуривающей изогипсе по отражающему горизонту nK, а по байосской залежи нефти (J₂) в пределах оконтуривающей изогипсы по горизонту nJ.

По эталонному Узеньскому месторождению основные запасы нефти по аптской залежи (K_{1a}) сосредоточены в пределах западного блока. Нефтяная залежь K_{1a}, приурочена к небольшому по площади восточному блоку, отличается

аномально высоким газосодержанием и низким значением пересчетного коэффициента, исходя из чего, значения подсчетных параметров приняты по аналогии с западным блоком, а эффективная нефтенасыщенная толщина оценена, как среднее значение по западному и восточному блокам.

По эталонному месторождению Верблюжье при оценке перспективных ресурсов нефти по залежи J_{2b} некоторую условность носят такие подсчетные параметры как средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, газосодержание и пересчетный коэффициент. Первый параметр условно принят равным 5 м. Остальные два параметра, исходя из близости термобарических условий, оценены по аналогии с Куриловским месторождением, равным соответственно 101 м³/т и 0,81.