

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 постановки поискового бурения  
на Новой структуре (Саратовская область)»**

АВТОРЕФЕРАТ

студента 6 курса, 611 группы заочной формы обучения  
геологического факультета  
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»  
специализация «Геология нефти и газа»  
Сарсенгалиева Адилета Рамазановича

Научный руководитель

ассистент кафедры

А.В. Чуваев

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин.наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2021

## Введение

Саратовская область – является одним из старейших нефтедобывающих регионов Европейской части России с добычей около 1,6 млн тонн нефти и 542 млн м<sup>3</sup> природного газа за 2008 год, ведущейся, в основном, из старых месторождений расположенных в Правобережье и Ближнем Заволжье (Нижеволжская нефтегазоносная область Волго-Уральской провинции). А часть Прикаспийского нефтегазоносного бассейна, расположенная в Саратовской области, в пределах которой и расположен наш объект изучения, представляет собой основной полигон для наращивания базы разведанных запасов, концентрируя около 60% перспективных и прогнозных ресурсов области. Открытие крупных месторождений в хорошо изученных районах Волго-Уральской провинции вряд ли возможно. Поэтому в настоящее время при нефтегазопроисковых работах на этих территориях основной упор делается на открытие мелких и средних месторождений нефти и газа.

Одной из перспективных площадей является Новая структура, расположенная в пределах Карпенского лицензионного участка (ЛУ).

В административном отношении Новая структура расположена в Фёдоровском районе Саратовской области.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование поискового бурения на Новой структуре.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- сбор геолого-геофизических материалов, характеризующих геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Новой структуры;
- анализ имеющегося материала и оценка перспектив нефтегазоносности исследуемой структуры;
- обоснование рекомендаций на проведение поисково-оценочного бурения на Новой структуре.

Дипломная работа состоит из 4 глав, введения, заключения и содержит 45 страницы текста, 1 рисунок, 3 таблицы, и 5 графических приложений. Список использованных источников включает 16 наименований.

## Основное содержание работы

Новая структура находится в южной части Саратовского Заволжья. Первые сведения о геологическом строении получены в результате геолого-съемочных работ в 1935-1940 гг.

На рассматриваемой территории региональные геофизические работы начаты в 1949-1959 гг. Эти работы позволили спрогнозировать наличие солянокупольных структур и наметить границы Прикаспийской впадины. Последующие годы выполнены электроразведочные работы (ДЭЗ, БЭЗ, ЗС) 1952-1970 гг., структурное бурение (1956-1966 гг.) и сейсморазведка КМПВ-МПОВ (1963-1968 гг.), гравиметрическая съемка (1971-1972 гг.), сейсморазведка МОВ (1955-1974 гг.), аэромагнитная съемка (1973-1991 гг.).

Сейсморазведочные работы в пределах изучаемого участка начали проводить с 1982 г. и выполняли с перерывами до 2007 г.

С 1982 г. Саратовской геофизической экспедицией (НВНИИГГ) на исследуемой территории были проведены опытно-методические работы МОГТ. В результате были построены карты по горизонтам N, nK, nP<sub>2</sub>t, nPtk, nC<sub>2</sub>ks, nC<sub>2</sub>mk, nD<sub>3</sub>sr, ПЗ.

С 1989 года СГЭ НВНИИГГ проводились региональные геофизические работы комплексом сейсморазведки МОГТ, электроразведки ЗСБ и МТЗ в пределах северной части Прикаспийской впадины с целью изучения геоструктуры подсолевых и надсолевых комплексов пород.

В 2003 г. проведен анализ и обобщение результатов геологоразведочных работ, выполненных в 1999-2003 гг. по геологическому изучению Карпенского ЛУ и сейсмические работы ОГТ с целью изучения геологического строения Карпенского лицензионного участка.

С целью уточнения геологического строения на Южно-Мокроусовской площади в 2006-2007 гг. были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ - 3D, проведена комплексная интерпретация геолого-геофизических данных по Южно-Мокроусовскому блоку в 2009 г. По результатам этих работ была выявлена и подготовленная к бурению Новая структура по отражающим

горизонтам [1-3]: nJ – подошва байосского яруса средней юры, nK – подошва воланжинского и готеривского ярусов нижнего мела, nKZ – подошва палеогена.

Переинтерпретация геолого-геофизических материалов прошлых лет с учетом новых данных, полученных по результатам сейсморазведочных работ МОГТ-3D, приведенных на территории исследования, позволили построить новую геологическую модель Новой структуры.

Проектный геологический разрез по исследуемой и прилегающей территории описывается по материалам сейсмических исследований, бурения скважин соседних месторождений, расположенных в непосредственной близости от исследуемого участка.

На территории исследуемого участка осадочный чехол представлен отложениями триасовой, юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем [3].

Мезозойская эратема сложена отложениями триасовой системы, которая включает нижний отдел, юрской системы, которая включает средний и верхний отдел, а также меловой системы, которая представлена нижним отделом. Мезозойская эратема сложена преимущественно глинистыми отложениями.

Кайнозойская эратема представлена отложениями палеогеновой системы, неогеновой системы и квартал (четвертичной) системы. Кайнозойская эратема сложена песчано-глинистыми отложениями.

Общая мощность разреза около 910 метров.

Мезозойско-кайнозойский осадочный комплекс пород характеризуется наличием локальных и региональных перерывов осадконакопления, обусловленных стратиграфическими несогласиями и выпадениями из разреза ярусов, отделов и даже систем [1,2].

В процессе геологического развития изучаемой территории периодически складывались благоприятные условия для формирования пород-коллекторов в байосских, титонских, аптских и альбских отложениях и флюидоупоров аргиллитов, известняков, что определило формирование природных резервуаров.

Рассматриваемая территория в тектоническом плане расположена в северо-западной части Прикаспийской впадины в области развития солянокупольной тектоники, где основными структурными элементами тектонического строения надсолевой части разреза являются мульдовые зоны, разделяющие соляные гряды, купола и седловины между ними. К области развития погруженных куполов и приурочена рассматриваемая структура [4].

Геологическое строение территории исследования охарактеризовано структурными картами по сейсмическим отражающим горизонтам nJ, пК.

По ОГnJ в центральной части структуры выделяется брахиантиклинальная структура, экранируемая на северо-востоке стенкой соли и разделенная на северный погруженный и южный приподнятый блоки тектонической ступенью, которая трассируется над гребнем северной соляной гряды и экранирует оба блока. Южный блок структуры Новая, экранируемый на севере тектоническим нарушением и стенкой соли на северо-востоке, по изогипсе минус 830м имеет размеры 7,8км x 0,5км-1,3км при амплитуде 145м и осложнен по периферии субмеридиональными тектоническими нарушениями с амплитудами 10-30м. Северный блок, экранируемый на юге тектоническим нарушением и стенкой соли на северо-востоке, по изогипсе минус 930м имеет размеры 4км x 0,5км при амплитуде порядка 70м [3].

Северо-западнее структуры породы моноклиально погружаются на север от абсолютной отметки минус 980м до минус 1470м. На востоке площади картируется мульда с погружением пород от минус 1000м до минус 1320м.

На юге площади за южной соляной грядой отмечается приподнятая зона с перепадом глубин от абсолютной отметки минус 530м до минус 930м, осложненная двумя небольшими поднятиями примыкающими к стенке соли. На юго-востоке картируется моноклиальное погружение данной поверхности в юго-восточном направлении от абсолютной отметки минус 650м до минус 1280м, примыкающее к стенке соли.

Морфология отражающего горизонта пК идентична поверхности горизонта nJ. Размеры южного блока структуры по замкнутой изогипсе минус

600м, 7,5км x 0,4-1,2км при амплитуде порядка 155м. Северный опущенный блок структуры по изогипсе минус 740м имеет размеры 5км x 0,3-0,6км при амплитуде порядка 80 м [3].

Севернее структуры горизонт моноклинально погружается от абсолютной отметки минус 760м до минус 1250м на крайнем северо-востоке. На востоке территории в пределах мульды поверхность погружается от абсолютной отметки минус 700м до минус 1040м. Структурная зона за южной соляной грядой осложнена поднятиями с абсолютными отметками в апикальной части минус 390м и минус 470м. Глубина залегания горизонта пК на юго-западе достигает минус 700м, а на юго- востоке минус 900м.

Структура Новая сформировалась в период основных фаз соляного тектогенеза: предъюрской, предмеловой, предкайнозойской и более молодой предъакчагыльской.

Новая структура расположена в пределах КарпенскогоЛУ в северо-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции и входит в состав Северо-Прикаспийской нефтегазоносной области. В пределах Прикаспийской НГП выделяются два нефтегазоносных мегакомплекса - подсолевой и надсолевой, разделенные региональной соленосной экранирующей толщей кунгурского возраста [5].

Перспективы обнаружения УВ на территории исследуемого участка связаны с надсолевым нефтегазоносным мегакомплексом в который входит терригенный юрско-меловой комплексы.

В терригенно-карбонатных юрский и меловой комплексы преобладают песчано-глинистые породы с прослоями известняков и мергелей. Перспективы связаны с байосским и титонским ярусами средней и верхней юры, аптским и альбским ярусами нижнего мела.

Промышленная нефтегазоносность в среднеюрских отложениях установлена на соляных куполах и на локальных поднятиях Астраханско-Заволжского свода.

Залежи газа на Старшиновском, Таловском и Спортивном месторождениях

приурочены к песчаным пластам волжского яруса верхней юры. Из верхнеюрских песчаников кимериджского яруса получен приток газа в скважине №12 на Лукашовской площади. На Бешкульском месторождении в байосских отложениях открыты две залежи нефти. Промышленный приток нефти был получен в скважине №17, на Верблюжем месторождении в скважине №3.

Из байосских песчаников в скважине №4 на Таловском месторождении получен приток пластовой воды с газом и незначительным количеством нефти. В пласте верхневолжского горизонта вскрыт на месторождении всеми пробуренными скважинами. Коллекторами являются песчаники с прослоями алевролитов и песков. Общая мощность пласта изменяется от 9 до 17,8 м, эффективная – от 5 до 13,2 м. Средневзвешенная газонасыщенная мощность равна 10,4 м. Средняя пористость песчаных коллекторов составляет 25,9 %, по геофизике 25,3 %.

На Спортивном месторождении в байосских песчаниках в скважине №5 получен приток газа с водой. На Узеньской площади из скважины №22 поднят байосский песчаник, пропитанный нефтью.

В песчаных коллекторах титонского яруса (волжского горизонта) прогнозируется нефтяное насыщение коллекторов. Нефтегазопроявления наблюдались на Узеньской, Камытовской, Малоузенской и Петропавловской площадях.

В меловом комплексе нефтяная залежь в базальном песчаном пласте аптского яруса ( $K_1a$ ) выявлена в скважинах №№3,4 Узеньских. Эффективные нефтенасыщенные толщины составляют 9,1м и 11,7м.

Промышленные притоки нефти из нижнемеловых отложений в песчаном пласте нижнеальбского яруса ( $K_1a_1$ ) получены в скважинах №№3,4 Узеньских. Эффективные нефтенасыщенные толщины 9,1м и 8,4м. Средние значения коэффициентов песчаности и расчлененности составляют 0,723 и 1,5.

Продуктивность нижнеальбских отложений установлена в пределах южного блока Узеньской площади.

Прогнозируемые нефтяные залежи в отложениях альбского, аптского ярусов нижнего мела, байосского яруса средней юры и волжского горизонта верхней юры по типу природного резервуара относятся к пластовым сводовым, тектонически экранированным.

Суммарные перспективные геологические и извлекаемые ресурсы нефти и растворенного газа категории  $D_0$  Новой структуры составляют: нефти 6132/2417 тыс. тонн, растворенного газа 406/145 млн.м<sup>3</sup> [3].

Перспективы выявления залежей УВ на Новой структуре в отложениях нижнего мела, средней и верхней юры прогнозируются по аналогии с регионально 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 явились:

- наличие ловушек УВ – как замкнутых антиклинальных перегибов слоёв, подготовленных по отражающим горизонтам nJи nK;

- наличие в разрезе юрских и меловых отложений с благоприятными коллекторскими и флюидоупорными свойствами;

- структурные построения Новой структуры, полученные в 2010 году по результатам обработки и интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ-3D на Южно-Мокроусовской площади и методические рекомендации по выбору систем размещения поисково-оценочных скважин.

Объектами поисков в пределах структуры Новая являются альбские, аптские, титонские и байосские отложения.

С целью подтверждения наличия Новой структуры, открытие залежей УВ в нижнемеловых и средне- верхнеюрских отложениях и оценка промышленной значимости выявленных залежей по категориям  $C_1$  и  $C_2$ , рекомендуется пробурить трипоисково-оценочных скважин Новая-1, Новая 2 и Новая-3.

Поисково-оценочная скважина Новая-1 рекомендуется к заложению в присводовой части южного блока структуры, с проектной глубиной 830м, с

проектным горизонтом – нижний триас. Целью поисково-оценочного бурения является получение промышленных притоков нефти и газа из перспективных отложений в пределах Новой структуры.

Поисково-оценочная скважина Новая-2 рекомендуется к заложению в присводовой части северного блока структуры, с проектной глубиной 1010 м, с проектным горизонтом – нижний триас. Целью поисково-оценочного бурения является получение промышленных притоков нефти и газа из перспективных отложений в пределах Новой структуры.

Зависимая от результатов бурения скважины Новая-1 – поисково-оценочная скважина Новая-3 закладывается на крыле структуры южного блока, с проектной глубиной 880 м, с проектным горизонтом – нижний триас. Целью поисково-оценочного бурения является получение промышленных притоков нефти и газа из перспективных отложений в пределах Новой структуры и прослеживание границ распространения открытых залежей.

В процессе поискового бурения решаются следующие задачи [6]:

- изучение геологического и тектонического строения разреза палеозойских отложений (литолого-стратиграфическое расчленение разреза, уточнение структурных построений и геологической модели поисковых объектов);

- выявление в разрезе нефтегазоносных и перспективных горизонтов, коллекторов и покрышек и определение их геолого-геофизических свойств (параметров);

- выделение, опробование и испытание нефтегазоперспективных пластов и горизонтов, получение промышленных притоков нефти и газа и определение свойств флюидов и фильтрационно-ёмкостных характеристик;

- изучение физико-химических свойств нефтей, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях;

- установление коэффициентов продуктивности скважин и оценка их добывных возможностей;

- предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям

$C_2$  и  $C_1$ ;

-выбор объектов для проведения разведочных работ.

В процессе бурения скважины предполагается проведение комплекса геолого-геофизических исследований, включающих отбор керна и шлама, геофизические и геохимические исследования, опробование и испытание перспективных горизонтов, лабораторные исследования.

1. Отбор керна в рекомендуемых поисково-оценочных скважинах планируется произвести из перспективных нижнемеловых, верхне- и среднеюрских отложениях, с целью получения сведений о литологическом составе отложений и предварительной информации о фильтрационно-емкостных свойствах пород, а также с забоя каждой скважины для подтверждения вскрытия проектного горизонта. При отсутствии прямых признаков УВ в возможно перспективных интервалах, отбор керна сокращается или осуществляется выборочно.

Отбор шлама производится с целью уточнения литологии и стратиграфического расчленения разреза, в диапазоне залегания перспективных отложений предусматривается с частотой отбора через 1-2 м.

2. Проектируемый комплекс ГИС определяется необходимостью решения задач по литологическому расчленению разреза, выделению коллекторов, определению их емкостных свойств и насыщения, построению геологической модели месторождения, подсчету запасов УВ и оценки технического состояния скважин в процессе их строительства [7]. В комплекс ГИС включены основные методы, обязательные для применения во всех поисково-оценочных скважинах.

С целью литолого-стратиграфического расчленения разреза, выделения коллекторов и оценки их свойств, выявления нефтегазоносных пластов и предварительной оценки их продуктивности предупреждения аварий и осложнений в процессе бурения, оптимизации режимных параметров бурения и отработки долот, расчёта давлений в скважине, определения пластовых и поровых давлений и др. выполняются геолого-технологические исследования скважин.

3. В процессе бурения при подтверждении продуктивности вскрытых отложений керновым материалом, шламом, геолого-технологическими исследованиями, производится опробование испытателем пластов на трубах. Опробование производится «сверху-вниз» в открытом стволе предполагаемых продуктивных горизонтов с целью предварительной оценки их нефтеносности, а также выявления пластов-коллекторов и их параметров.

С целью оценки продуктивности перспективных интервалов разреза рекомендуется проведение в процессе бурения скважины планируется испытание предполагаемых продуктивных пластов в открытом стволе в процессе бурения испытателем пластов на бурильных трубах и в эксплуатационной колонне [8].

Испытание в эксплуатационной колонне проводится «снизу-вверх».

В процессе бурения будут проводиться гидрогеологические и гидродинамические исследования, с целью получения данных о степени неоднородности нефтегазоконденсатного пласта, что имеет важное значение при подсчете запасов и составлении проекта пробной эксплуатации [9].

Для решения вопросов стратиграфии, литологии, физических свойств коллекторов, содержащих углеводороды, физико-химических свойств газа и пластовых вод, которые будут получены в процессе бурения и испытания скважин, предусмотрен отбор проб и образцов с последующим их анализом.

В результате проведения рекомендованного поисково-оценочного бурения, и в случае получения промышленных притоков УВ из перспективных горизонтов, будут оценены запасы категорий  $C_1$  и  $C_2$  и определена необходимость дальнейших разведочных работ.

## Заключение

По результатам анализа геологических и геофизических материалов, полученных в результате бурения и исследования скважин по соседним площадям, можно прогнозировать схожие условия залегания терригенных пород-коллекторов в альбских, аптских, байосских и волжских отложениях на Новой структуре, где прогнозируемые нефтяные залежи по типу природного резервуара относятся к пластовым сводовым, тектонически экранированным.

Исходя из анализа разреза на исследуемой территории и результатов, проведенных в последние годы сейсмических работ, в качестве объекта для постановки поискового бурения рекомендуется Новая структура, с подготовленными геологическими и извлекаемыми ресурсами нефти и растворенного газа категории D<sub>0</sub>.

С целью выявления прогнозируемых залежей, оценки их запасов по категориям C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub> рекомендуется бурение трех поисково-оценочных скважин №№1,2,3-Новая с проектными глубинами соответственно 830 м, 1010 м, 880 м, проектным горизонтом – нижний триас. Для решения поставленных задач в скважинах необходимо провести отбор керна и шлама, геофизические и геолого-технологические исследования, опробование и испытание и др.

Открытие залежей УВ обеспечит прирост запасов по категориям C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub>, определит типы выявленных залежей, их промышленную значимость и создаст предпосылки для дальнейшего развития поисково-разведочных работ в этом районе.

Саратовское Заволжье — старый нефтедобывающий район с развитой инфраструктурой, при открытии промышленных залежей возможно оперативное обустройство месторождения и прирост добычи нефти.

### Список использованных источников

1. Лаптев Я. Отчет по обработке данных съемки 3D 2007г. Площадь Южно-Мокроусовская 3D, Саратовская область / Я. Лаптев. - Москва, 2008- 150 с.
2. Бланк А. Отчет по теме: Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных по Южно-Мокроусовскому блоку / А. Бланк. - Москва, 2009– 170 с.
3. Саввин В.А., Ячменева Л.В., Гумбатова Л.А. и др. Паспорт на структуру Новая, подготовленную к глубокому бурению / В.А. Саввин. - Саратов, 2010– 56 с.
4. Шебалдин В.П. Тектоника Саратовской области. Фонды ОАО «Саратовнефтегеофизика» / В.П. Шебалдин. -Саратов, 2008– 44 с.
5. Колотухин А.Т., Орешкин И.В., Астаркин С.В., Логинова М.П. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция: Учебное пособие / А.Т. Колотухин. – Саратов: ООО Издательский центр «Наука», 2014– 165 с.
6. Методические указания по составлению геологических проектов глубокого бурения при геологоразведочных работах на нефть и газ. Москва, 1996– 27 с.
7. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. РД 153-39.0-072-01. Москва, 2002– 44 с.
8. Правила проведения испытаний и опробований в нефтяных и газовых скважинах. М.: ГЕРС, 1999– 40 с.
9. Методическое указания выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01 Москва, 2002– 55 с.