

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования  
**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н. Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

**«ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД ВЕРХНЕГО ДЕВОНА  
ВАХИТОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (КИЧКАССКИЙ  
ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК ОРЕНБУРГСКАЯ ОБЛАСТЬ) С ЦЕЛЮ  
ОЦЕНКИ ИХ НЕФТЕМАТЕРИНСКОГО ПОТЕНЦИАЛА»**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 551 группы очной формы обучения  
геологического факультета  
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»,  
специализация «Геология нефти и газа»  
Еналеева Ильдара Рустамовича

Научный руководитель

доктор геол. – мин. наук, профессор

\_\_\_\_\_ О.К. Навроцкий

Зав. кафедрой

доктор геол. – мин. наук, профессор

\_\_\_\_\_ А.Д. Коробов

Саратов 2023

## Введение

Настоящая работа посвящена геохимической оценке нефтематеринских свойств пород верхнего девона в пределах Кичкасского лицензионного участка Оренбургской области (Вахитовское нефтяное месторождение).

Материал для работы получен во время прохождения практики в АО НВНИИГГ. Были изучены фондовые работы [1,2,3], из коллекции института отобраны для исследования образцы пород, дано макроописание. Образцы керна (26 обр.) были размолоты, исследованы их пиролитические (RockEval и Литотерм 1000) и битуминологические характеристики (экстракты хлороформных битумоидов).

Объектом данного исследования является Вахитовское месторождение, расположенное в пределах Кичкасского лицензионного участка (ЛУ), на территории Переволоцкого и Александровского районов Оренбургской области.

Целью дипломной работы, как отмечалось, является, оценка нефтематеринского потенциала пород верхнего девона Вахитовского нефтяного месторождения на основе геохимической характеристики исследуемых пород.

Для достижения данной цели поставлены следующие задачи:

- отбор и анализ фактических геолого-геофизических и геолого-геохимических данных по геологическому строению и нефтегазоносности Вахитовского нефтяного месторождения;
- оценка степени изученности объекта исследования;
- проведение аналитических исследований керна материала методами RockEval и Литотерм 1000 и экстрагированием образцов хлороформом с последующим анализом;

Также, особое внимание было уделено результатам фотографирования керна непосредственно в кернах ящиках под люминесцентным свечением.

Работа основана на сборе, анализе и обобщении фактического материала, опубликованных и фондовых источников [1, 2, 3, 4, 5], в которых

рассматриваются вопросы геологического строения и нефтегазоносности Кичкасского лицензионного участка, а также на основе проведенных нами геохимических исследований.

Дипломная работа состоит из введения, 6 глав и заключения и содержит 50 страниц текста, 22 рисунка, 8 графических приложений и 5 таблиц. Список использованных источников состоит из 15 наименований.

### **Основное содержание работы**

Вахитовское месторождение открыто в 1994 году. В состав месторождения входят Вахитовское, Клубниковское, Кубанское, Южно-Кубанское и Новомилашкинское поднятия.

Начало систематического исследования площади работ и смежных с ней территорий было заложено в 1948 году работами Барышева Н.В. и к концу 50-х годов этот район был полностью покрыт геологической съемкой в масштабе 1:50 000 (Кручинин К.В., Карев Е.Д., Кайдалов В.И. и др.). Эти работы послужили основой для дальнейшего обоснованного и целенаправленного изучения территории буровыми и геофизическими методами [1].

Следующим этапом геологического изучения территории стало проведение структурно-параметрического бурения в 1952-1956 гг. на Андреевской (Карев Е.Д.) и Судьбодаровской, Сеннинской, Новомихайловский (Кулаков А.И.) площадях.

Грави- и магниторазведочными работами территория исследования изучена с 1952 по 1972 гг. Первые электроразведочные работы методом ВЭЗ на территории исследования были проведены в 1952-1954 гг. (Беликов Н.И., Асатрян Р.Г.).

Непосредственно в пределах площади сейсморазведочные изыскания МОВ начались в 1969-1970 гг. Начиная с 1996 года, в пределах участка работ проводятся сейсморазведочные работы МОГТ- 3D[1].

С 2003 года по настоящий момент на месторождении ведется эксплуатационное бурение. На данный момент в 17 скважинах выполнены исследования методами ВСП[1].

На территории Вахитовского месторождения установлены верхнепротерозойские, палеозойские и кайнозойские осадочные образования [3]. Подстилающие их метаморфические и магматические породы кристаллического фундамента архей – раннепротерозойского возраста на площади не вскрыты. Самыми древними образованиями, вскрытыми поисково-разведочным бурением на глубине 3750 м, на описываемой территории, являются верхневендские отложения (скв. 251). По данным электроразведки поверхность кристаллического фундамента залегает на абсолютных отметках от -4,0 до -4,5 км и погружается на юг и юго-восток [1].

Основным предметом исследования являются верхнедевонские отложения, которые исследованы геохимическими методами и к которым в том числе приурочены залежи месторождения.

Девонские отложения представлены нижним, средним и верхним отделами. Все три отдела установлены в разном стратиграфическом объеме. Залегают со стратиграфическим несогласием, с размывом на вендских отложениях.

Отложения тиманского горизонта выражены преимущественно карбонатно-глинистой фацией, в подошве и кровле сложен известняками. Толщина отложений горизонта – 26-44 м. Кровля этого горизонта принята за отражающий горизонт по которому построена структурная карта.

Евлановский и ливенский горизонты характеризуются клиноформным строением. Керн представлен песчаниками серыми, светло-серыми, кварцевыми, мелко-, средне-, крупнозернистыми. Толщина отложений составляет 139 м. Кровля этого горизонта принята за отражающий горизонт по которому построена структурная карта [1].

Преобладающими породами, по составу, в пределах Кичкасского ЛУ являются карбонатные отложения, с подчиненным значением терригенных

образований. По возрасту преобладают палеозойские отложения, в большей степени карбонатные.

Вахитовское месторождение Оренбургской области относится к юго-восточной части Русской (Восточно-Европейской) докембрийской платформы, ограниченной с востока Уральским складчатым поясом, и располагается в пределах ее одной из крупных надпорядковых структур – Волго-Уральской антеклизы [4].

Волго-Уральская антеклиза в пределах изучаемой территории представлена крупной структурой первого порядка – Восточно-Оренбургским Валообразным Поднятием (ВОВП) субмеридионального простирания. ВОВП протягивается с севера на юг до 400 км, осложняя восточный борт Бузулукской впадины.

Кристаллический фундамент сложен архейскими метаморфическими и магматическими породами, прорванными нижнепротерозойскими интрузиями, и расчленен грабенами на выступы (массивы). По поверхности архейско-нижнепротерозойского кристаллического фундамента месторождение расположено в южной части Калтасинского авлакогена (Урало-Бавлинская синеклиза).

По отложениям палеозоя исследуемый участок располагается в юго-западной части Восточно-Оренбургского валообразного поднятия, представляющее собой в современном плане по отложениям девона и карбона обширный структурный нос, с падением слоев в юго-западном и юго-восточном направлениях.

Территория исследований, согласно нефтегазогеологическому районированию, относится к Восточно-Оренбургскому нефтеносному району Оренбургской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Месторождение расположено в юго-западной части Восточно-Оренбургского Валообразного Поднятия (ВОВП) [5].

Всего на месторождении насчитывается девять продуктивных пластов (в пределах месторождения пробурено 23 поисково-разведочных скважин, из них в 16 получены промышленные притоки нефти) и 17 залежей нефти [1].

Нефтеносность района связана с отложениями среднего и верхнего девона: эйфельско-франского НГК и франско-турнейского НГК [1].

**Эйфельско-франский нефтегазоносный комплекс** включает пласты Д6, Д5-2, Д5-1, Д1-2, Д1-1, Дтм. Эти пласты сложены отложениями бийского, клинцовско-мосоловского, пашийского, тиманского горизонтов.

**Франско-турнейский нефтегазоносный комплекс** включает пласты Дфр1, Дкт1, Т1. Эти пласты сложены отложениями донского надгоризонта и турнейского яруса.

Подсчитанные начальные геологические запасы нефти Вахитовского нефтяного месторождения составили: по категории В – 29 700 тыс. т, по категории С1 – 14 608 тыс. т, по категории С2 – 824 тыс. т. Запасы растворенного газа по категории В составили 3223 млн м<sup>3</sup>, по категории С1 – 2024 млн м<sup>3</sup> и по категории С2 – 106 млн м<sup>3</sup> [1].

При анализе материалов возник вопрос о причинах «тонкой» нефтенасыщенности пластов при высоких «изоляционных свойствах» окружающих пород. По данным [6] дискретный горизонтально слоистый характер нефтенасыщения наблюдается на Оренбургском НГКМ.

В нашем случае мы столкнулись с толщинами нефтеносных пластов 0,5 - 0,8 - 1,0 - 9,9 м - 12,6 - 13,3 м. Кроме того, как это будет показано ниже, в пределах изучаемой нефтегазосборной площади отмечены многочисленные образцы пород без каких-либо признаков нефтеносности.

Следуя [7,8,9,10,11,12] рассмотрен под таким же углом зрения характер распределения месторождений в пределах Восточно-Оренбургского валообразного поднятия.

В последней работе [11] делается вывод о ступенчатом характере формирования залежей на примере месторождений Пачелмского прогиба, северо-западного обрамления Прикаспийской впадины.

Анализ других нефтегазоносных бассейнов показал аналогичный характер распределения месторождений. Создается впечатление о региональной картине этого явления.

В настоящей работе использованы методы, дающие наибольшее представление о нефтематеринском потенциале пород и его реализации: пиролитический метод, химико-битуминологический (используемые в практике НВНИИГГ) и люминесцентно-битуминологический, широко применяемый при бурении глубоких скважин.

Сложность работы заключалась в обширной геохимической информации по Кичкасской площади: пиролитические исследования выполнены на «Литотерм 1000» - аналог Rock-Eval, но с более детальной расшифровкой пиков по фракциям битумоидов – метановым, нафтеновым и ароматическим УВ, а подобранная керновая коллекция по Оренбургскому НГКМ выполнена на установке Rock-Eval. Однако оценка нефтематеринских свойств пород изучаемой площади оказалась возможной по  $S_2$  по классификации Эспиталье [13,14,15].

Автором были подобраны образцы из коллекции аналитического центра НВНИИГГ (руководитель В.А.Мусатов), сами анализы выполнены в лаборатории геохимии (Е.В.Глухова). Непосредственно автором работы были описаны образцы, растерты и залиты хлороформом (под руководством Е.Федоровой).

В ходе исследований были получены данные о пиролитическом анализе 26 образцов отобранного кернового материала. Результат исследования показал, что характеристика исследуемых пород с этих позиций выглядит следующим образом:

1. К породам с бедным нефтематеринским потенциалом отнесены образцы (скв/обр): 250/1; 250/2; 251/1; 251/2; 251/4; 253/2; 255/2; 258/1; 258/2; 258/4; 258/5; 259/2; 259/3; 260/2.
2. Удовлетворительным нефтематеринским потенциалом обладают обр. (скв/обр): 251/5; 253/4; 253/5; 255/1; 260/1; 260/3
3. Богатый потенциал отмечен в обр. (скв/обр): 251/3; 253/1; 255/3; 258/3; 259/4; 260/4

Хлороформные экстракты показали неутешительную картину: практически все отобранные образцы оказались «вне зоны» влияния залежей нефти.

Вполне очевиден вывод, что «миграционные» потоки, которые якобы формировали месторождения на исследуемой территории, не затронули исследуемые образцы. Очевидно, что, в нашем случае, миграция УВ при формировании залежей нефти либо сверхсложная, либо отсутствует.

Особенность информации о результатах исследования керна под ультрафиолетовым свечением заключается в том, что люминесцентная картина дана не по одному образцу породы, а в целом для всего интервала долбления. Керна представляет собой не люминесцирующую (практически черного цвета) породу. Если и есть проявления генерации УВ или нефтенасыщения, эти зоны носят дискретный, слоистый характер, без каких-либо «перемещений» вниз или вверх по вертикали.

Редкий материал по пиролизу, выполненный на установке «Литотерм - 1000» позволил выявить некоторые особенности в распределении метановых, нефтяных и ароматических характеристик битумоидов. Ступенчатый характер распределения всех выше названных параметров, дает возможность высказать предположение о том, что подобный характер распределения месторождений является результатом реализации нефтематеринских свойств ОБ вмещающих пород.

## Заключение

Таким образом, выполненные работы дают возможность сделать следующие выводы:

1 В пределах Кичкасской площади породы верхнего девона обладали нефтематеринским потенциалом по классификации Эспиталье по S2. По степени битуминизации органического вещества (коэффициент  $\beta$ ) нефтематеринский потенциал реализован в различных участках от 5 до 90%.

2 Ступенчатый характер в распределении месторождений в пределах Восточно-Оренбургского Валообразного Поднятия подтвердил намеченную закономерность ступенчатого характера в распределении месторождений в пределах нефтегазоносных областей, подчёркивая дискретность процесса нефтеобразования и его автоклавность [9, 12].

3 Впервые ступенчатый характер отмечен в геохимических параметрах, генерируемых УВ и степени преобразования органического вещества – по метановым, нафтеновым, ароматическим УВ и по коэффициенту « $\beta$ », что дало основание предположить, что «ступеньки» - это отражение генерации УВ и проявление «автоклавного» характера формирования залежей УВ.

4 Приведённый фактический материал позволил нам сделать предположение о том, что характер проявления степени битуминизации  $\beta$ , химические свойства генерируемых углеводородов (метановых, нафтеновых и ароматических) отражают фрагмент главной фазы нефтеобразования, из чего сделан вывод о том, что главная фаза нефтегазообразования должна иметь ступенчатый характер.

5 Выявленное распределение месторождений в пределах Восточно-Оренбургского Валообразного Поднятия имеет практический вывод: выявленные глубины ступеней дают возможность ориентировать результаты сейсморазведочного профилирования на поиск благоприятных в

нефтепоисковом плане структур и рекомендовать бурение глубоких поисковых скважин.

### **Список использованных источников**

- 1 Отчет по теме «Пересчёт запасов нефти, растворённого газа и ТЭО КИН по продуктивным пластам Вахитовского нефтяного месторождения Оренбургской области» в 13 т. / Фонды ОАО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»; отв. Исполн. Багаева Е.В.– Тюмень, 2013. – 447 с.
- 2 Отчет по теме «Геохимический анализ кернa по скважинам Оренбургской области» / Фонды «НВ НИИГГ»; отв. Исполн. Навроцкий О.К. – Саратов, 2006. – 90 с.
- 3 Отчет по теме «Проведение биостратиграфического и литолого-фациального анализа кернового материала из поисковых и разведочных скважин Оренбургской области» в 4 т. / Фонды «НВ НИИГГ»; отв. Исполн. Щеглов В.Б. – Саратов, 2005. – 286 с.
- 4 Шебалдин, В.П. Тектоника Саратовской области / В.П. Шебалдин. – Саратов: ОАО «Саратов -нефтегеофизика», 2008. – 40 с.
- 5 Колотухин, А.Т. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция / А.Т. Колотухин, И.В. Орешкин, С.В. Астаркин, М.П. Логинова. – Саратов: Наука, 2014. – 172 с.
- 6 Навроцкий О.К. О необходимости пересмотра представлений о миграции углеводородов при формировании залежей . Сборник трудов РАН Институт проблем нефти и газа. Всероссийская научная конференция с международным участием «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности», посвященная 35-летию ИПНР РАН, г.Москва, 17–19 октября 2022

- 7 Навроцкий, О.К. Особенности преобразования нерастворимого органического вещества в процессе катагенеза / О.К. Навроцкий // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2000. - Вып. 29. - С. 48-51.
- 8 Навроцкий О.К., Тимофеев Г.И., Навроцкий А.О. Об импульсном характере процессов нефтегазообразования и формирование залежей углеводородов/ О.К. Навроцкий, Г.И. Тимофеев, А.О. Навроцкий // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2008. - № 55. - С. 21-24.
- 9 Пат. 2743114 Российская Федерация. Способ обнаружения нефтяных и газовых залежей / О.К. Навроцкий, И.А. Зинченко, А.Н. Зотов. - Заявка №2020128225 от 25.08.2020; опубл. 15.02.2021.
- 10 Навроцкий О.К, Зинченко И.А, Меркулов О.И, Зотов А.Н, Прочухан К.Ю. Отражение экзотермических реакций образования углеводородов в геотермическом поле/ О.К. Навроцкий, И.А. Зинченко, О.И. Меркулов, А.Н. Зотов, К.Ю. Прочухан // Геология, география и глобальная энергия. – 2021. - №1. – С. 38-47.
- 11 Волож Ю.А, Абукова Л.А. Углеводородные системы автоклавного типа Прикаспийской нефтегазоносной провинции: условия формирования на больших глубинах / Ю.А Волож, Л.А. Абукова // Геотектоника. - 2022. - №6. - С. 59-77
- 12 О.К.Навроцкий, О.И.Меркулов, А.Н.Зотов Способ оптимизации нефтепоисковых работ. Заявка на изобретение N 2022123864/03(051379) Решение о выдаче патента по заявке на изобретение N 2022123864/03(051379)
- 13 Эспиталье Дж, Дроует С, Маркуис Ф. Оценка нефтеносности с помощью прибора Rock-Eval с компьютером/ Дж. Эспиталье, С. Дроует, Ф. Маркуис// Геология нефти и газа. – 1994.
- 14 Espitalie J, Marguis F, Barsony J. Geochemical logging by the oil show analyser / J. Espitalie, F. Marguis, J. Barsony //. - 1984. - L.: Butterworth, 29p

15 Espitalie J, Deroo G, Marquis F. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications.  
Première partie/ J. Espitalie, G.Deroo, F. Marquis // Oil & Gas Science and  
Technology. – 1985.