

Московский государственный университет  
имени М.В. Ломоносова

Геологический факультет



НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

***ЛОМОНОСОВСКИЕ  
ЧТЕНИЯ***

***СЕКЦИЯ ГЕОЛОГИИ***

***Подсекция  
геологии и геохимии горючих ископаемых***

Руководитель – зав. кафедрой, профессор Ступакова А.В.

СБОРНИК  
ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ

Москва  
2023

## Содержание:

1. Комплексирование геологических данных для решения задач геолого-разведочных работ на нефть и газ  
  
Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Большакова М.А., Сулова А.А., Ситар К.А., Краснова Е.А., Корзун А.В., Калмыков А.Г., Карпушин М.Ю., Воронин М.Е., Мордасова А.В., Богатырева И.Я., Сивкова Е.Д., Лопатин А.Ю., Махнутина М.Л., Жиренко Д.О. . . . . 3
2. Опыт исследования органического вещества нефтематеринских пород. Проблемы и подходы к решению  
  
Пронина Н.В., Калмыков А.Г., Вайтехович А.П. . . . . 5
3. Особенности изучения стратиграфических разрезов Арктики для прогноза нефтегазоносности: методы и результаты  
  
Сулова А.А., Ступакова А.В., Коробова Н.И., Гатовский Ю.А., Гилаев Р.М., Мордасова А.В., Краснова Е.А., Большакова М.А., Калмыков А.Г., Курдина Н.С., Гумеров А.Р., Кувинов И.В., Бакай Е.К., Калмыков Г.А., Фомина М.М., Белохин В.С., Колесникова Т.О. . . . . 7
4. Тектоническое строение доюрского комплекса Восточного Предкавказья – как фактор условий осадконакопления юрских отложений  
  
Воронин М.Е., Сауткин Р.С., Ступакова А.В., Стафеев А.Н., Краснова Е.А., Сулова А.А., Шитова Я.А., Абрамов В.Ю. . . . . 9
5. Палеотектонические реконструкции обстановок седиментации палеозойских коллекторов нефтегазоносных бассейнов Казахстана  
  
К.А. Ситар, Б.В. Георгиевский . . . . . 14
6. Реконструкция палеотечений в Баженовском море  
  
Коточкова Ю.А., Балущкина Н.С., Фомина М.М., Богатырева И.Я., Калмыков Г.А. . . . . 16
7. Моделирование нефтяных систем Камско-Бельского авлакогена северо-восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна  
  
Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Широбокова Ю.В. . . . . 19
8. Микроорганизмы в геологии нефти и газа  
  
Шишина П.Н., Большакова М.А., Бабич Т.Л., Соболева Е.В. . . . . 25
9. Петрофизические и геохимические характеристики юрско-меловых отложений Новоякимовской параметрической скважины  
  
Татанов А.В., Колчев Э.Э., Кравченко Е.М., Петров А.Л., Левченко П.А., Роот Д.В., Асташкин Д.А., Калмыков Г.А. . . . . 27

10.	Региональное моделирование углеводородных систем Баренцево-морского нефтегазоносного бассейна	
	Колесникова Т.О., Мордасова А.В., Гильмуллина А.А., Сулова А.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., Краснова Е.А., Осипов К.О. . . . . .	31
11.	Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности карбонатных отложений верхнеусольской подсвиты в пределах центральной части Непско-Ботубинской антеклизы	
	Егоров И.В., Ступакова А.В., Крылов О.В. . . . . .	34
12.	Доманиковая формация - как источник нефтей ранней генерации на Южно-Татарском своде и прилегающих территориях	
	Орлова А.Ю., Полудеткина Е.Н. . . . . .	36
13.	Палеогеографические условия осадконакопления черных сланцев хадумского горизонта (ранний олигоцен) Предкавказья	
	Шитова Я.А., Сулова А.А., Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Краснова Е.А., Сауткин Р.С., Махнутина М.Л., Воронин М.Е. . . . . .	39
14.	Изменение керогена в окислительных условиях (на примере вендских отложений Восточной Сибири)	
	Деленгов М.Т., Большакова М.А. . . . . .	41
15.	Результаты экспедиции на архипелаг Земля Франца-Иосифа	
	Гумеров А.Р., Кувинов И.В., Ступакова А.В., Сулова А.А., Гилаев Р.М., Мордасова А.В., Краснова Е.А., Большакова М.А., Калмыков Г.А., Калмыков А.Г., Пронина Н.В., Вайтехович А.П., Колесникова Т.О. . . . . .	43
16.	Условия формирования нижнекембрийских карбонатных коллекторов Восточной Сибири	
	Фарзиева А.Н., Жемчугова В.А. . . . . .	45
17.	Анализ влияния разрывной тектоники на нефтегазоносность вендских отложений Непско-Ботубинской антеклизы	
	Гаврин М.В., Жемчугова В.А. . . . . .	48
19.	Методики обоснования коэффициента вытеснения для низкопроницаемых коллекторов с низкой начальной насыщенностью	
	Кротова А.Г., Шпуров И.В., Кузовлев С.С. . . . . .	51
20.	Геологические исследования и разработка месторождения Донхэ в Китае	
	Глебова Л. В., Чи Цинюань . . . . . .	53

## КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

***Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Большакова М.А., Сулова А.А., Ситар К.А., Краснова Е.А., Корзун А.В., Калмыков А.Г., Карпушин М.Ю., Воронин М.Е., Мордасова А.В., Богатырева И.Я., Сивкова Е.Д., Лопатин А.Ю., Махнутина М.Л., Жиренко Д.О.***

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва*

При поиске месторождений нефти и газа исследователь ставит перед собой ряд вопросов и задач, связанных с особенностями геологического строения и нефтегазоносности, таким образом, чтобы проводимые работы определяли свойства и параметры объекта. При этом существуют базовые критерии, которые необходимо определить при изучении нефтегазоносности любого бассейна, свойства и параметры которых должны быть найдены обязательно. Они же определяют и комплекс методов, который должен быть проведен. Не имея свойств базовых критериев, нефтегазоносность района не может быть определена достоверно, что существенно повышает риски перспектив нефтегазоносности и открытия месторождений.

Критерии могут быть базовыми, и дополнительными. К базовым критериям относятся те, без которых невозможна работа углеводородной системы, и как следствие, формирование месторождения. Отсутствие одного из базовых критериев повышает риски поисково-разведочных работ до 100 %. Дополнительные критерии характеризуют свойства базовых критериев качественно и количественно.

При изучении бассейна или зоны нефтегазонакопления (ЗНГН) определяются статические критерии, которые формируют представление о строении УВ системы, наличии и свойствах ее элементов. К статическим базовым критериям, по которым проводят ранжирование и комплексирование геологических данных, относятся нефтегазоматеринская толща, порода-коллектор, ловушка и флюидоупор. Однако УВ система не статична, она постоянно меняется под действием протекающих в ней процессов. В результате, необходимо рассматривать также динамические базовые критерии, которые отражают изменение базового критерия во времени и в пространстве (рис. 1).

Выявление всех базовых критериев необходимо для оценки нефтегазоносности бассейна. Положительный ответ на главный вопрос: «Присутствуют ли в разрезе УВ флюиды?», может быть дан только после выявления наличия всех восьми базовых критериев. Отсутствие одного из базовых критериев, как статических, так и динамических, ставит под сомнение наличие УВ флюидов. При этом ряд динамических критериев выводит на первый план вопрос о времени работы УВ системы и времени формирования залежи: «Когда?».

Накопленный опыт ведения поисково-разведочных работ на нефть и газ сформировал понимание последовательности методов получения информации о критериях нефтегазоносности

осадочного бассейна и их анализа. Большой объем информации требует ее ранжирования, систематизации, создания справочников, классификаций, типизаций и методологий, по которым можно быстро определить критерий нефтегазоносности и его свойства. Информация постоянно обновляется, применяются новые методы исследования, появляются новые параметры, которые должны быть встроены в систему анализа критериев нефтегазоносности. Это требует создания их классификаций по единому принципу. Единые принципы ранжирования информации позволяют автоматизировать систему и быстро принимать решения, оценивая риски.

Систематизированные свойства базовых критериев можно использовать для подбора аналогов поисковым объектам и выбора комплекса методов ведения геолого-разведочных работ на нефть и газ. Система может быть использована для автоматизации выбора количественных параметров при построении моделей разного масштаба.



Рис. 1. Перечень базовых и соответствующих им дополнительных критериев.

# ОПЫТ ИССЛЕДОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД. ПРОБЛЕМЫ И ПОДХОДЫ К РЕШЕНИЮ

*Пронина Н.В., Калмыков А.Г., Вайтехович А.П.*

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва*

Более десяти лет использования современной аппаратуры (спектрофотометр Craic QDI 302 на базе оптического микроскопа Leica 2500P) позволил сотрудникам кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ значительно продвинуться в изучении исходного органического вещества (ОВ), а также продуктов его преобразования в нефтегазоматеринских породах. Этому способствовали возможности получения материалов для исследований из разных нефтегазоносных и угольных бассейнов России благодаря научно-исследовательским работам как сотрудников кафедры, так и ее студентов, магистрантов и аспирантов. Всего за это время проведено более двух тысяч анализов.

Органическая петрология – одно из направлений геологии, широко использующее микроскопические исследования. Подобные методы пережили второе рождение во второй половине XX – начале XXI вв., что было связано с появлением новой аналитической техники, совмещенной с персональными компьютерами, а также с появлением особых объектов исследований. Вторая, сугубо геологическая, причина обусловлена появлением интереса к нетрадиционным источникам энергетических ресурсов, например, сланцевой нефти, что привело к разработке новых методик изучения ОВ нефтематеринских пород.

Традиционно основными методами исследования нефтематеринских пород были геохимические анализы (пиролиз, ГЖХ, биомаркерный и др.), позволяющие оценить элементный, молекулярный состав и генерационный потенциал ОВ, но не отражающие визуальной картины распределения ОВ в породе. Именно поэтому органическая петрология с разнообразным опытом микроскопических исследований уверенно вошла в комплекс геохимического анализа и стала практически обязательной его частью.

Изучая микроскопически органическое вещество пород, можно увидеть на какой стадии преобразования оно находится, вступило ли оно в процесс генерации жидких УВ или уже давно реализовало свой генерационный потенциал. Установлен ряд признаков, которые указывают на состояние ОВ. К ним относятся: изменение цвета мацералов (органических микрокомпонентов) в простом отраженном свете и интенсивности, и цвета люминесценции, возбуждаемой УФ светом. Возникновение вторичной пористости и уменьшение объема исходных мацералов часто сопровождается появлением оторочек битумов – новообразованных подвижных продуктов. Эти признаки отчетливо видны при микроскопических анализах, причем неодновременность их проявления в разных по природе мацералах обнаруживается постоянно.

Если отмеченные признаки – качественные, то измерение показателя отражения мацералов ( $R_m, \%$ ) представляет проверенный, стандартизированный метод оценки степени преобразованности ОВ. В применении данного оптического метода учтены особенности неоднородного состава органической части пород. Разработан ряд математических формул, позволяющих соотносить замеренные по разным мацералам значения  $R_m, \%$  с эталонными значениями  $R_V, \%$  (показатель отражения витринита, мацерала гумусовых углей).

Практически полный комплекс углепетрографических и геохимических исследований ОВ нефтематеринских пород с успехом использован при изучении пород баженовской и тюменской свит Западно-Сибирского НГБ, доманиковых отложений Волго-Уральского и Тимано-Печорского НГБ, а также других регионов России, включая шельфовые бассейны Арктики и Дальнего Востока. На основании результатов исследований даны соответствующие прогнозы распределения ОВ на разных геологических объектах. Эти же данные используются при создании геологических моделей.

В последние годы разные лаборатории мира проводят экспериментальное моделирование увеличения степени зрелости при нагреве образцов при температуре  $350^\circ\text{C}$  и постоянном давлении. Подобные эксперименты были описаны Леваном с соавторами еще в 1979 году [1]. Это уникальный метод, позволяющий искусственно воссоздать геологическую историю, заменив миллионы лет высокими температурами воздействия на образец в автоклаве. Для прослеживания конкретных изменений образцы после температурного воздействия отправляются на пиролиз и углепетрографию и исследуется количество сгенерированных газообразных и жидких продуктов, после этого они сравниваются с исходными. Особенную актуальность данный метод представляет для нетрадиционных формаций, которые находятся непосредственно в главной зоне нефтеобразования.

Эксперименты авторов по гидропиролизу различных пород, содержащих органическое вещество, продемонстрировали все признаки трансформации мацералов, наблюдаемые на естественных геологических объектах, и выявили многие интересные особенности, подчеркивающие неоднородность ОВ, проявляющуюся в неодновременном вступлении в нефтегенерацию различных его составляющих.

### **Список литературы**

1. Lewan M. D. and Winters J. C. (1979) Generation by oil-like pyrolyzates from organic-rich shales. *Science* 203, p. 897-899.

ОСОБЕННОСТИ ИЗУЧЕНИЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ РАЗРЕЗОВ АРКТИКИ  
ДЛЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ: МЕТОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

*Сулова А.А., Ступакова А.В., Коробова Н.И., Гатовский Ю.А., Гиляев Р.М.,  
Мордасова А.В., Краснова Е.А., Большакова М.А., Калмыков А.Г., Курдина Н.С.,  
Гумеров А.Р., Кувинов И.В., Бакай Е.К., Калмыков Г.А.,  
Фомина М.М., Белохин В.С., Колесникова Т.О.*

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва*

Любые исследования Арктики, ее строения, экологии, энергетических ресурсов – это колоссальный шаг вперед в познании и в стратегическом развитии нашей страны. Бурение стратиграфических скважин в Арктических акваториях РФ, которое проводится силами НИС «Бавенит» АО «Росгеолгогии» при инициации и поддержке компании ПАО «НК «Роснефть», имеет неопределимое по важности результатов значение. Во-первых, это и тестирование технических возможностей, и познание геологического строения с целью разведки месторождений полезных ископаемых, и мониторинг труднодоступных территорий и акваторий страны.

Привлечение фундаментальных знаний в производство необходимо для поиска новых решений. В МГУ междисциплинарные команды высококвалифицированных специалистов, которые активно сотрудничают с бизнесом, готовят новые кадры и предлагают новые технологии. В проект вовлечены молодые талантливые исследователи, студенты, аспиранты, профессиональные эксперты и отраслевые специалисты, которые на конкретных материалах, полученных в ходе уникального бурения скважин, имеют возможность отработки методологии поиска месторождений и создания энергетических кластеров в Арктике. Это яркий пример интеграции образования, науки и бизнеса для решения стратегически важной задачи энергетической отрасли и государства.

Первые результаты, полученные в ходе исследований новых стратиграфических скважин, дают возможность поставить новые задачи для решения трудных и неопределенных вопросов строения Арктического региона. С одной стороны, усиливаются наши знания о стратиграфии бассейнов и появляется возможность усовершенствования геологических моделей, а с другой стороны, появляются новые задачи для решения трудных и неопределенных вопросов строения Арктического региона. В целом результаты, полученные различными аналитическими методами, хорошо коррелируются между собой, но в то же время требуют более тщательного осмысления.

При изучении такого огромного региона как Арктика нужно очень аккуратно интерпретировать мелкие детали и грамотно увязывать их с региональными построениями. Большая благодарность всем нашим партнерам, благодаря которым Арктические работы в МГУ могут подкрепляться новыми данными. Конечно, наши знания об Арктических бассейнах



ничтожны, но надо использовать всю доступную информацию для составления целостной картины.

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ВОСТОЧНОГО  
ПРЕДКАВКАЗЬЯ – КАК ФАКТОР УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ  
ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

**Воронин М.Е.<sup>1,2</sup>, Сауткин Р.С.<sup>1</sup>, Ступакова А.В.<sup>1</sup>, Стафеев А.Н.<sup>1</sup>, Краснова Е.А.<sup>1</sup>, Сулова  
А.А.<sup>1</sup> Шитова Я.А.<sup>1</sup>, Абрамов В.Ю.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва,

<sup>2</sup>Российский университет дружбы народов, Москва

Восточное Предкавказье является одним из старейших регионов нефтедобычи России. Регион административно приурочен к Северо-Кавказскому федеральному округу.

Истощенность ресурсов подталкивает к необходимости восполнения сырьевой базы региона за счёт глубокопогруженных горизонтов. Одним из перспективных горизонтов является юрский нефтегазоносный комплекс. В нем открыто ряд месторождений нефти и газа. Юрские отложения отмечаются спорадическим распространением. Наиболее распространены верхнеюрские отложения. Различные условия осадконакопления могли контролироваться достаточно сложным тектоническим строением нижележащих отложений.

Для реконструкции истории развития региона были проанализированы палеореконструкции профилей. В основании разрезов залегают отложения верхнего палеозоя – каменноугольного возраста. На них с размывом и несогласием залегают отложения триаса и нижней юры выполняющие грабенообразные впадины субпараллельного простирания.

В палеозойский период формирующаяся рифтовая система заполнялась терригенными породами, в девонское время происходило формирование складчатости и становление оолитового комплекса. В каменноугольный период накапливались молассовые формации. В основании разреза карбона залегают темно-серые известняки и глинистые сланцы, вверх по разрезу грубозернистость увеличивается в связи с накоплением полимиктовых конгломератов. Согласно традиционным представлениям об осадочных комплексах в рифтах в восточном Предкавказье палеозойский комплекс накапливался в рифтовую стадию развития бассейна [1].

В поздне - пермское - раннетриасовое время происходили интенсивные и кратковременные процессы единого континента Пангеи. Были образованы разломные зоны типа авлакогена, которые расчленили территорию Предкавказья на серию тектонических блоков [2]. Тектоническая активность происходящая способствовала образованию складчатости.

Резко дифференцированный рельеф фундамента вероятно определил условия накопления и распределения мощностей и стратиграфических объемов пермо-триасовых отложений. Унаследованные и наложенные грабенообразные прогибы явились зонами накопления максимальных мощностей и стратиграфических объемов пермо-триасовых отложений.

Вторая стадия развития рифтов (синрифтовая) наглядно просматривается при рассмотрении пермо-триасового комплекса восточного Предкавказья. На выровненном профиле

на начало раннеюрского времени видно, что происходило поступательное заполнение грабенообразной структуры пермо-триасовыми отложениями (рис. 1). Наблюдается поднятие бортов и проседание днища грабена. Осадконакопление в триасовое время имеет прерывистый, некомпенсированный характер. По бортам формируются значительные по мощности грубообломочные породы. Анализ суммарных мощностей пород пермо - триасового комплекса указывает на то, что максимальные их значения в целом соответствуют депрессионным зонам палеозойского фундамента.

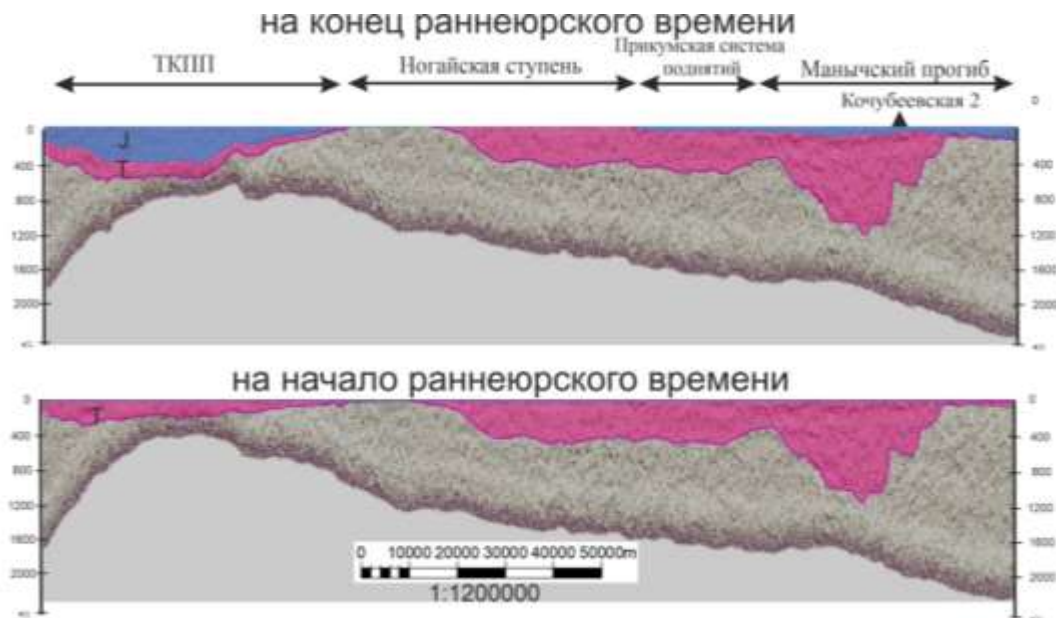


Рис 1. Палеогеографические профили на начало и конец юрского времени.

Анализ имеющихся геолого-геофизических материалов свидетельствует о том, что пермо - триасовый комплекс характеризуется специфическими чертами строения, отличными от подстилающих отложений палеозойского складчатого фундамента и перекрывающих мел - юрских платформенных образований [3]. В то же время в пермо - триасовых отложениях отмечаются формационные признаки, свойственные и для фундамента, и для платформы. С одной стороны, в ней запечатлены черты, свойственные для геосинклинали (накопление молассовых вулканогенно-осадочных и вулканогенных формаций, развитие пликвативно-дизъюнктивных дислокаций), а с другой — для платформы (отсутствие регионального метаморфизма, платформенный тип складчатости, карбонатный характер осадков и др.).

На корреляционном профиле отчетливо наблюдается сменяемость литологических разностей от вулканогенно-осадочных, метаморфизованных пород терригенно-карбонатными породами, накапливавшимися в относительно-глубоководных условиях (Рис 2). Данные факты говорят о том, что рифтовые зоны заполнены пестроцветными терригенными породами нижнего триаса, которые образовались в раннюю стадию рифтообразования. Затем данные отложения сменяются известняками, накапливающимися уже в условиях внутриконтинентального моря.

Все это свидетельствует о переходных условиях (от геосинклинальных к платформенным) тектонического развития региона в пермо - триасовое время, когда происходило накопление количественных изменений, приведших в раннеюрское время к качественно новому платформенному режиму.

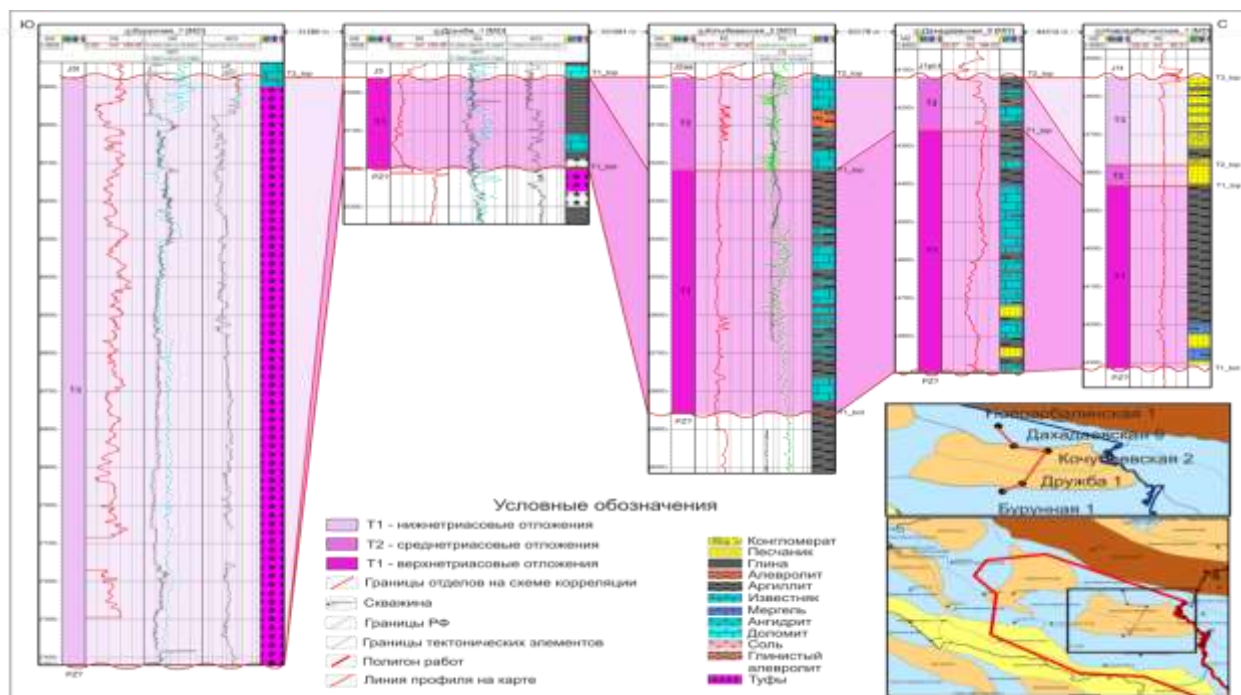


Рис.2. Кореляционный литолого-геофизический профиль пермо-триасовых отложений по линии I-I.

В юрское время продолжилось прогибание территории. В раннеюрское время в бассейне, который располагался на территории Восточного Предкавказья и ТКПП (Полянский, 1980), существовал режим морской трансгрессии, и значительная часть Восточного Предкавказья испытывала опускание и осадки накапливались в морских и прибрежно - морских условиях. Источником сноса для заполнения наиболее прогнутых участков являлась суша, расположенная в пределах современного Ставропольского свода и Восточно-Ставропольской впадине. В межрифтовых частях бассейна (южная часть Прикумской системы поднятий и северный участок Ногайской ступени) наблюдается отсутствие юрского комплекса. Деление Восточного Предкавказья на различные по прогибанию грабенообразные структуры повлияли на различный характер осадконакопления юрского комплекса. На рисунке 3 можно наблюдать практически повсеместное накопление в ТКПП сульфатно-карбонатного осадочного материала, что говорит об образовании надрифтовых впадин и внутриконтинентальных морских бассейнов в ранне - среднеюрское время. Климат в пределах ТКПП сменился с гумидного на аридный, что способствует карбонатному седиментогенезу и галогенезу. В восточной части бассейна в раннеюрское время вероятно был режим трансгрессии моря, с накоплением терригенного песчано - глинистого материала.

Осадконакоплению юрского комплекса было циклично. В разрезе выделяются три цикла 1 порядка. Границы совпадают с трансгрессивно-регрессивным изменением уровня моря. **Тоарский цикл I** на всей исследуемой территории представлен преимущественно глинистыми отложениями с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов. Толщина цикла изменяется от 50 до 80 метров

**Ааленский цикл II** представлен преимущественно переслаиванием песчаников и алевролитов с прослоями аргиллитов. Мощность цикла изменяется от 13 до 40 м.

**Нижне-байосский цикл III** преимущественно сложен переслаиванием песчаников или алевролитов с прослоями аргиллитов. Наибольшая глинизация наблюдается в скважине Камышовая 8 в зоне Манычских прогибов.

2. Верхне-байосский-нижне-батский цикл первого порядка состоит из двух циклов меньшего ранга. Цикл I и II имеют схожее строение, выделяются в средней части байосс-батского цикла, преимущественно сложены глинистыми отложениями с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов. Мощность цикла I изменяется от 55 до 90 м, а цикла II – от 20 до 55 м.

3. Верхне - батский – кимериджский - титонский цикл включает три цикла первого порядка. **Верхне-батский цикл I** преимущественно сложен переслаиванием песчаников или алевролитов с прослоями глин и известняков. Кимеридж – титонский и титонский циклы выделяются не на всей исследуемой территории, приурочены в меньшей степени к зоне Манычских прогибов и в большей к - Прикумской системе поднятий. Их мощность уменьшается в этом же направлении

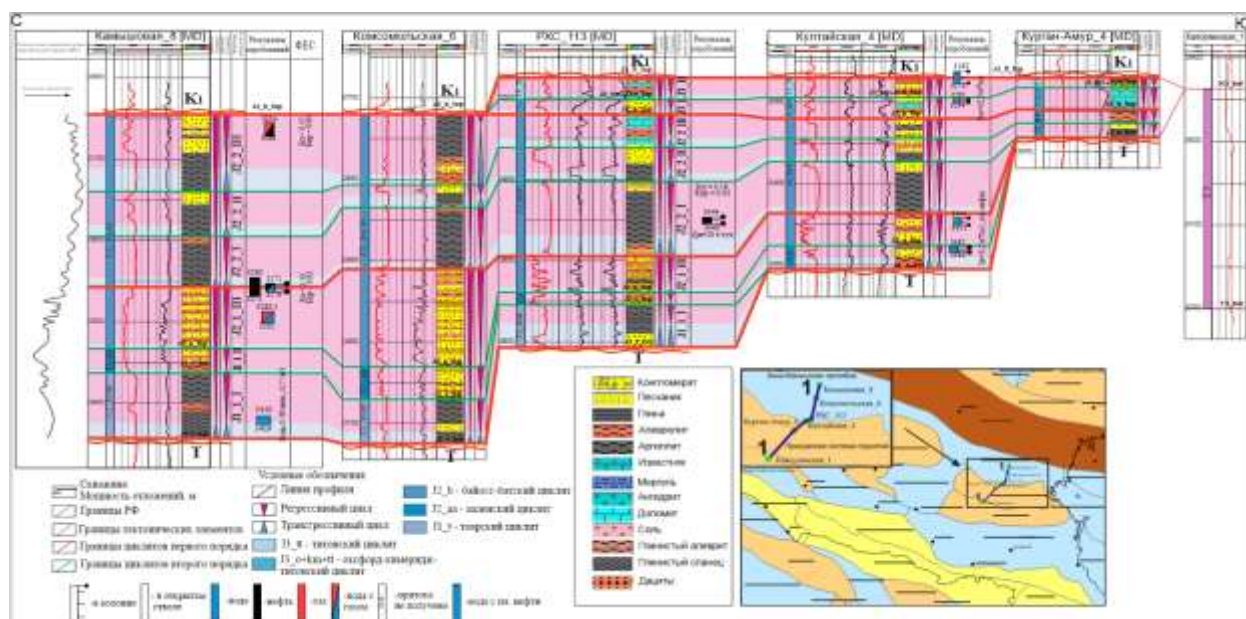


Рис. 3. Корреляционный литолого-геофизический профиль юрских отложений по линии С-Ю.

## Выводы

Структура складчатого фундамента Восточного Предкавказья, вероятнее всего, имеет блоковое строение, обусловленное развитием ортогональной системы разломов, из которых основная роль принадлежит разломам субширотного простирания. Обобщение геолого-геофизических материалов по пермо-триасовым отложениям, с выяснением палеогеографических условий их образования еще раз подтверждает вывод М.Ф.Мирчинка, Н.А.Крылова, А.И.Летавина, Н.Т.Копылова и др. (Копылов, 1978; Летавин, 1978; Мирчинк, Крылов, Летавин, Маловицкий, 1962) о рассмотрении переходного комплекса как самостоятельного структурного этажа молодой Эпигерцинской платформы. Палеозойские отложения, слагающие фундамент Восточного Предкавказья, относятся к каменноугольной системе. Юрские отложения формировались в платформенных условиях и перекрывали складчатые и тафрогенные палеозойский и пермо-триасовый комплексы.

## Список литературы

1. Геология и нефтегазоносность доюрских образований Восточного Предкавказья. Махачкала 1978г, УДК 553.981 /982 : 551.736/761 (470.67)
2. Тектонические особенности и основные черты геологического строения восточного Предкавказья. Алиева С.А. // Norwegian Journal of development of the International Science No 40/2020
3. Тектоника и природные резервуары глубокопогруженных отложений мезозоя и палеозоя центрального и восточного Кавказа и Предкавказья в связи с перспективами нефтегазоносности // дисс. д.г-м.н Ставрополь, 2005 г.
4. Тафрогеосинклинали как объекты поисков скоплений нефти и газа в палеозое восточного предкавказья, К.А.Сабанаев, В.И. Черкашин, Б.К.Магомедова.//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2013 г.



# ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ОБСТАНОВОК СЕДИМЕНТАЦИИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНОВ КАЗАХСТАНА

*К.А. Ситар<sup>1</sup>, Б.В. Георгиевский<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова, Москва, Россия

<sup>2</sup>АО «Зарубежнефть», Москва, Россия

На основе палеотектонических реконструкций Скотизи авторами выполнены реконструкции зон накопления палеозойских коллекторов для всех бассейнов Казахстана. Крупнейшими бассейнами с промышленной нефтегазоносностью палеозойских коллекторов на территории Казахстана являются: Прикаспийский, Тургайский, Чу-Сарысуйский [1]. Бассейны характеризуются принципиально различным геологическим строением, которые проявляются как в структурно-геологическом, так и литолого-стратиграфическом строении. На базе палеотектонических реконструкций, с увязкой с характеристиками литолого-стратиграфического строения осадочных бассейнов Казахстана, охарактеризованы интервалы времени и обстановки накопления палеозойских коллекторов.

На основе палеореконовструкций Скотизи [2] авторами выполнены палеотектонические реконструкции зон седиментации коллекторов палеозойского возраста. Примеры реконструкций приведены на рис. 1-2.

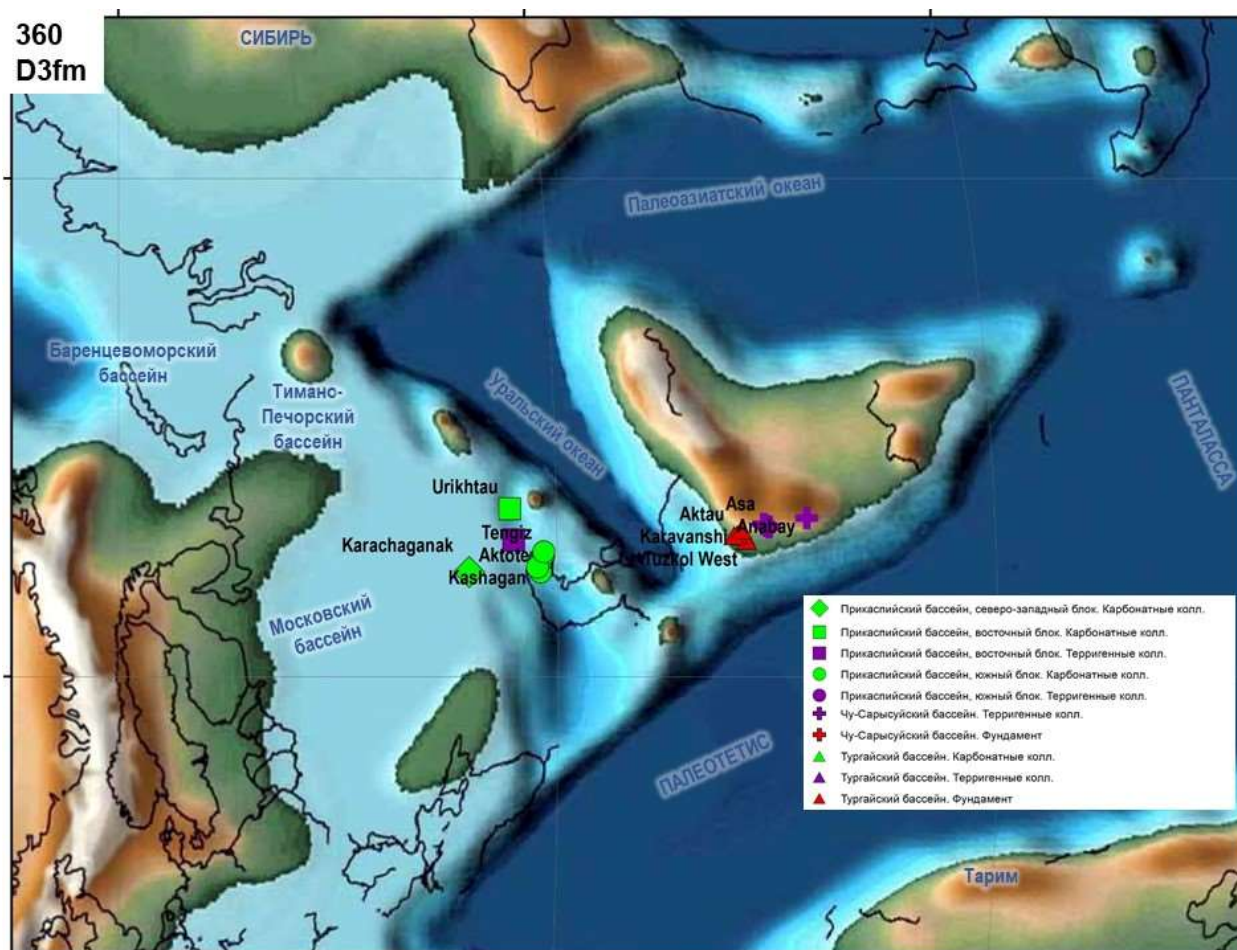


Рис. 1. Реконструкция для фаменского века (360 Ма) позднего девона.

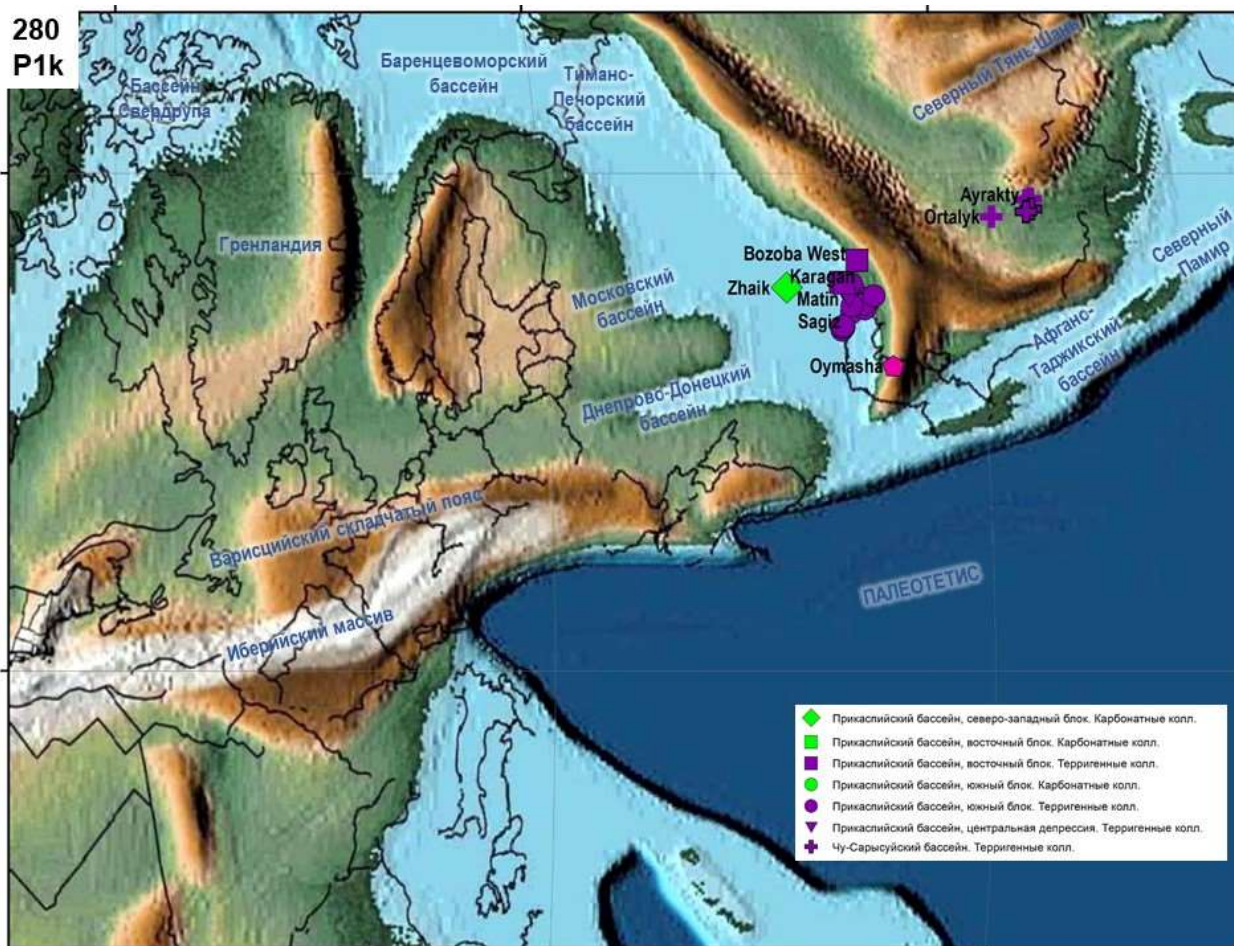


Рис. 2. Реконструкция для кунгурского века (280 Ма) ранней перми.

На основе палеореконовструкций Скотизи авторами были построены палеотектонические реконструкции на палеозойские этапы накопления коллекторов для бассейнов Казахстана. Седиментологические различия, которые характерны для разрезов бассейнов, согласуются с историей геологического развития, проиллюстрированной тектоническими реконструкциями. Таким образом, инструмент палеотектонических реконструкций может быть применен в роли прогнозного метода при решении поисковых и разведочных задач.

### Список литературы

1. Воцалевский Э.С., Даукеев С.Ж., Коломиец В.П., Комаров В.П., Парагульгов Х.Х., Пилифосов В.М., Шлыгин Д.А. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и газ. Том 3. Алматы, 2002 г., 248 стр., ISBN: 9965-13-760-9
2. Scotese, C.R., Wright, N., 2018. PALEOMAP Paleodigital Elevation Models (PaleoDEMS) for the Phaeozoic PALEOMAP Project, <https://www.earthbyte.org/paleodem-resourcescotese-and-wright-2018/>



## РЕКОНСТРУКЦИЯ ПАЛЕОТЕЧЕНИЙ В БАЖЕНОВСКОМ МОРЕ

**Коточкова Ю.А., Балушкина Н.С., Фомина М.М., Богатырева И.Я., Калмыков Г.А.**

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва*

Добыча углеводородов из баженовской свиты (БС) ведется на протяжении более 50 лет. Наиболее известные месторождения с притоками из БС (пласт Ю<sub>0</sub>) Средне-Назымское, Салымское, Правдинское, Приобское [1].

В работах Алексеева А.Д. на примере Верхне-Салымского месторождения [2] показывается, что всего выделяется три коллекторских интервала: в верхней части БС, в средней и на границе с абалакской свитой, делая упор, что продуктивная часть в средней части разреза обладает наилучшими коллекторскими свойствами.

Немова В.Д., изучая Средне-Назымское месторождение, описывает «радиоляритовую» пачку, из которой были получены притоки [3]. В работе отмечено, что коллектор сформирован за счет вторичных процессов интенсивного перераспределения кремнистого и карбонатного веществ. Об этом же сказано в работах Калмыкова Г.А. и Балушкиной Н.С. с соавторами [1, 4]. «Радиоляритовый» интервал прослеживается в средней части разреза как по каротажу, так и по керну.

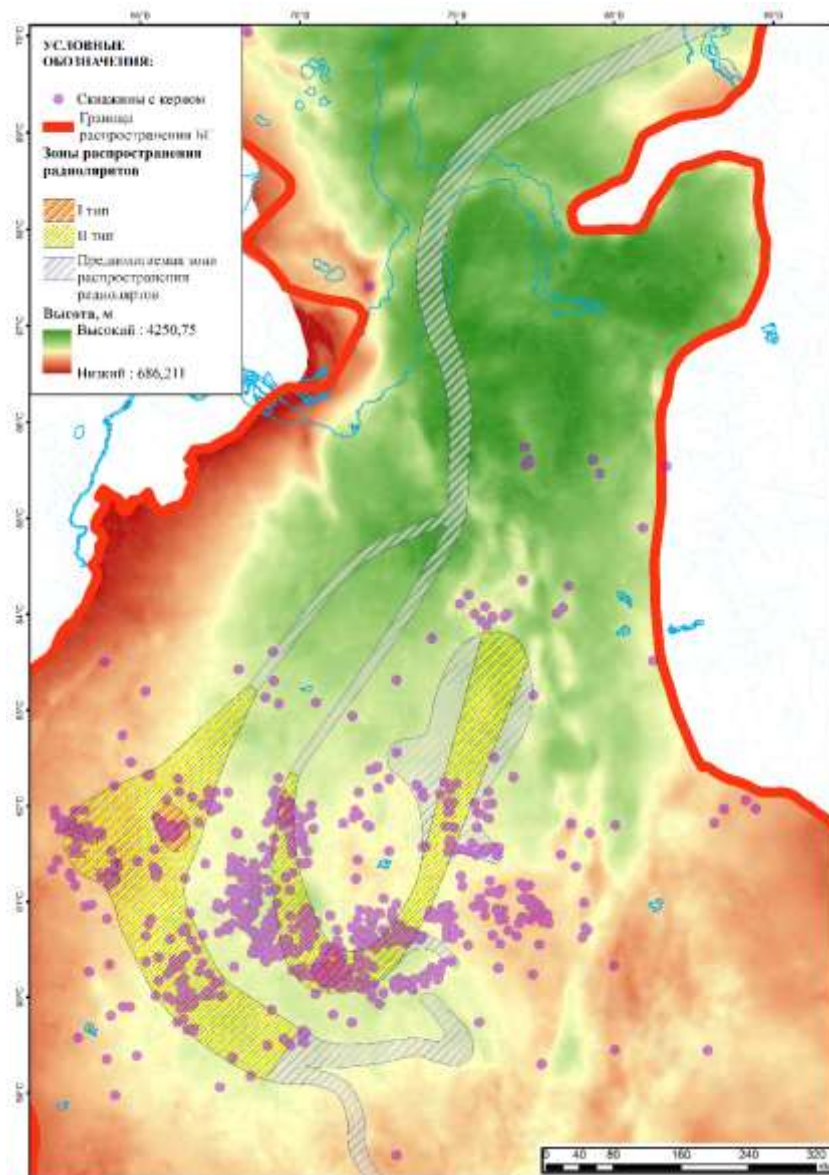
Согласно исследованиям Вишневской [5] коллекторский, «радиоляритовый», интервал в средней части БС соотносится с зоной *Parvicingula jonesi* – *P. excelsa*, что соотносится со средневолжским возрастом.

Чтобы определить наиболее перспективные области необходимо выделить зоны распространения наиболее мощных РС. Поэтому целью исследований было восстановление условий осадконакопления на средневолжское время для возможной локализации наиболее приточных участков как по разрезу, так и по площади.

Если принять во внимание строение РС, их типизацию и историю развития Западно-Сибирского морского бассейна в волжское время, то можно предположить модель формирования радиоляритов. В статье Хотылева О.В. [6] описывается механизм формирования различных типов радиоляритов за счет дифференциации осадка посредством течений. В стрежневых частях течения формируются эрозионные поверхности размыва с накоплением биогенного детрита (остатки рыб, онихитов, радиолярий). Вне пределов влияния течения происходит фоновая седиментация с «рассеянными» радиоляриями.

Существование течений в волжско-берриасское время уже было описано ранее. По одной из версий [7, 8] определяющим было теплое поверхностное течение, шедшее с севера через северный пролив и проходившее вдоль Уральского полуострова. Другая версия была выдвинута Стафеевым с соавторами [9], в которой описано, что главный поток следовал через Хеттский пролив.

По распределению типов радиоляритов и структурному плану территории в средневожское время, можно сделать предположение, что течение брало свое начало в Енисей-Хаттангском проливе и, «подпираясь» Мессояхской грядой поступало в баженовский эпиконтинентальный морской бассейн, продолжаясь вдоль западного борта бассейна. Заканчивало свое действие течение в южной части бассейна.



*Схема распределения разных типов радиоляритов средневожского возраста.  
Подложка – структурная поверхность на ранне-средневожское время.  
БГ – баженовский горизонт.*

### Список литературы

1. Балушкина Н.С. Литофизическая типизация и нефтеносность пород баженовского горизонта в зоне сочленения Сургутского и Красноленинского сводов: Автореф. дисс. ... канд. геол.-мин. Наук. М.: МГУ, 2011, 187 с.

2. Алексеев А.Д. Природные резервуары нефти в отложениях баженовской свиты на западе Широкого Приобья: Дис. ... канд. геол.-минер. наук. М., 2009. – 185 с.
3. Немова В.Д., Панченко И.В. Локализация приточных интервалов баженовской свиты и их емкостное пространство на Средне-Назымском месторождении // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т. 12. № 1. С. 1–24.
4. Калмыков Г.А. Строение баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности. Дисс.на соискание ученой степени кандидата г.-м. н. — М.: МГУ, 2016, 391 с.
5. Вишневская В.С., Амон Э.О., Гатовский Ю.А. Радиолариевая биостратиграфия баженовского горизонта (верхняя юра- нижний мел) Западной Сибири // Стратиграфия. Геологическая корреляция, 2020, т. 28, №6. С. 105-124.
6. Хотылев О.В., Балущкина Н.С., Вишневская В.С., Коробова Н.И., Калмыков Г.А., Рослякова А.С. Модель формирования радиоларитовых слоев в баженовской свите Западной Сибири // Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология, 2019, №1, С. 89-95.
7. Захаров В.А. Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии // Эволюция биосферы и биоразнообразие: к 70-летию А.Ю. Розанова. М.: Товарищ науч. Изданий. К.М.К., 2006, С. 552–568.
8. Палеоланшафты Западной Сибири в юре, мелу и палеогене / Авт.: Гольберт А.В., Маркова Л.Г., Полякова И.Д. и др. – М.: Наука, 1986, 152 с.
9. Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Суслова А.А., Гилаев Р.М. Обстановки осадконакопления и палеогеографическая зональность баженовского горизонта (титон – нижний берриас) Западной Сибири Георесурсы, 2017, спецвыпуск ч.2, С. 134-143.

# МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ КАМСКО-БЕЛЬСКОГО АВЛАКОГЕНА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

*Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Широбокова Ю.В.*

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва*

Моделирование процессов нефтегазообразования, происходивших на территории Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (ВУ НГБ) является важной задачей при проектировании геологоразведочных работ на территории указанного региона. При этом одними из интереснейших и слабоизученных объектов являются рифейские отложения Камско-Бельского авлакогена (КБА), а также перестилающие их комплексы венда-палеозоя.

Камско-Бельский авлакоген представляет собой обширную грабенообразную структуру древнего заложения, формирование которой произошло в начале позднего протерозоя. Заполнение осадками началось в прикамское время раннего рифея, площадь седиментации при этом представляла собой единый бассейн.

Особенности развития Камской и Бельской впадин Камско-Бельского авлакогена заметно отразились на составе стратиграфических комплексов осадочного чехла рифейской части разреза [1]. В северной (Камской) части КБА RF комплекс представлен отложениями кырпинской серии (сарапупльской, прикамской, орбешашской подсериями), тогда как в южной (Бельской) части рифейский разрез дополнен серафимовскими и абдулинскими толщами. В вендское время начинается платформенная стадия развития бассейна, область седиментации значительно расширяется [2,7]. Условия осадконакопления и геологической истории развития бассейна привели к формированию нескольких нефтяных систем, как в протерозойских, так и в палеозойских осадочных отложениях.

Цель работы: показать сходства и различия в работе нефтяных систем Камской и Бельской впадин КБА.

Основными нефтегазоматеринскими толщами, распространенными в пределах исследуемого региона, являются отложения калтасинской свиты нижнего рифея (RF<sub>1kl</sub>), верещагинской (V<sub>2vr</sub>) и старопетровской свит (V<sub>2sp</sub>) верхнего венда, а также породы верхнедевонско-турнейской высокоуглеродистой формации (D<sub>3fr2</sub>-C<sub>1t</sub>). В южной (Бельской) части КБА также были выделены [2,7] НГМТ, отвечающие акбердинскому горизонту ольховской свиты среднего рифея и шиханской свите верхнего рифея. Для НГМТ нижнего рифея в качестве исходных данных были выбраны значения Сорг=1-1,5%, НI=430-900 мгУВ/гТОС, вендские толщи охарактеризованы значениями Сорг – до 5% (V<sub>2sp</sub>), НI=650-710 мгУВ/гТОС. Для нефтематеринских толщ доманика эти показатели заданы в модель равными 15% и 450 мгУВ/гТОС соответственно [1,2,7].

Органическое вещество (ОВ) рифейских нефтематеринских отложений представлено остатками цианобактериальных сообществ и других организмов в условиях мелководного морского бассейна [6,9]. Схожие условия накопления ОВ были характерны и для вендского времени. Среднефранское (доманиковское) время характеризуется условиями некомпенсированного осадконакопления относительно глубоководного позднедевонского морского бассейна.

Основными коллекторами являются терригенные отложения верхнего венда, среднего девона, а также карбонатные толщи среднего-верхнего карбона и нижней перми. Покрышками служат аргиллиты верхнего венда, глинисто-карбонатно-кремнистые толщи верхнего девона-турне, а также карбонатно-эвапоритовые отложения кунгурского яруса нижней перми.

В модели учтены эрозионные события, происходившие на территории Волго-Уральского НГБ в позднем рифее-раннем венде, позднем венде-раннем палеозое, а также в послепермское время. Согласно данным [3,4], на рубеже рифея-венда мощность эродируемых отложений не превышала 1000 метров, при этом максимальная мощность эродированных отложений характерна именно для северных районов. Начало раннего палеозоя также ознаменовалось для восточной окраины Восточно-Европейской платформы значительным эрозионным событием. Предполагается, что в это время было денудировано до 500 метров рифейско-вендских отложений. В конце поздней перми и начале триаса территория вновь испытала восходящие вертикальные движения, за счет чего было «срезано» до 250 метров горных пород.

При моделировании также учитывалось положение открытых месторождений и тип флюида в них: на севере - Дебесское, Кезское, Шарканское, Лиственское, Ельниковское, Чутырско-Киенгопское, Елкинское, Ольховское, Краснокамское; на юге – Татышлинское, Казанчинское, Степановское, Кушкульское, Тавтимановское, Москудьинское, Осинское месторождения и др. По всем имеющимся у авторов параметрам (Т, Ro, Tmax и др.) проводилась калибровка.

Получены, модели, отражающие положение прогнозируемых скоплений углеводородов в разрезе осадочного чехла ВУ НГБ в пределах Камской и Бельской впадин КБА, а также глубинные значения положения главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и главной зоны газообразования (ГЗГ).

Рассмотрим полученные при моделировании результаты.

Температурный градиент в северной (Камской) части КБА  $\approx 2^\circ\text{C}/100$  м, тогда как в южной (Бельской) части этот показатель имеет значения  $\approx 1,8^\circ\text{C}/100$  м. Главная зона ГЗН и ГЗГ расположены в интервале от 1,8-4,6 км в северной части, и 1,4-4,6 в южной. Максимальные градации катагенеза достигаются на глубинах  $>5$  км у Камской и  $>6,6$  км у Бельской впадин Камско-Бельского авлакогена. Разница в температурном режиме связана в первую очередь с

мощностью осадочного чехла, значительные интервалы ГЗН и ГЗГ в пределах Бельской впадины обусловлены близостью Предуральского краевого прогиба.

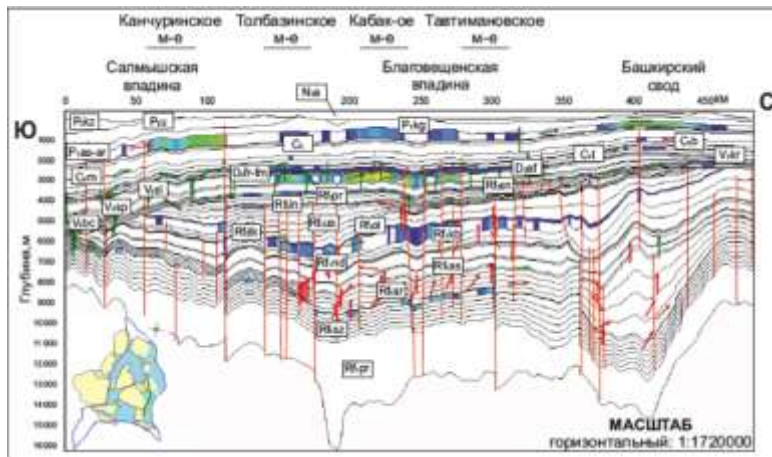
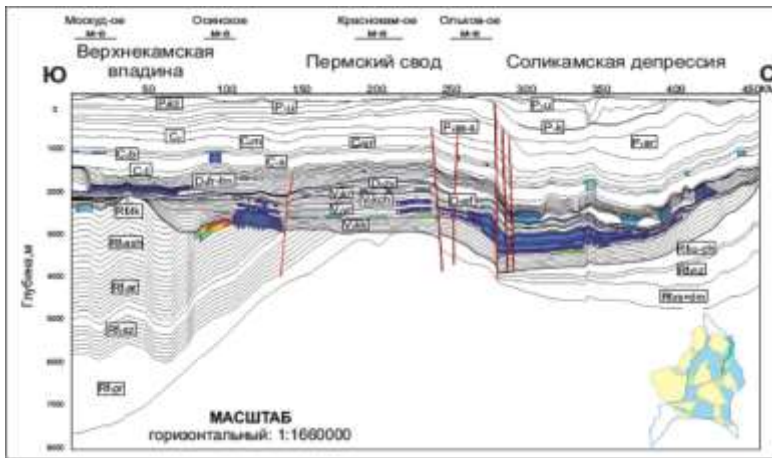
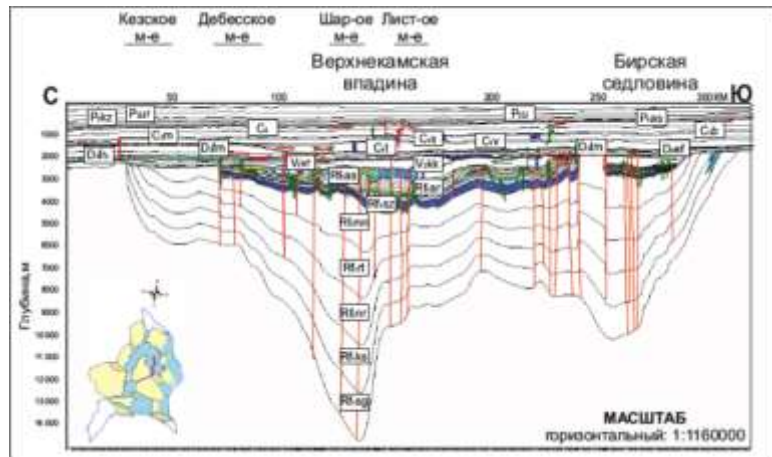
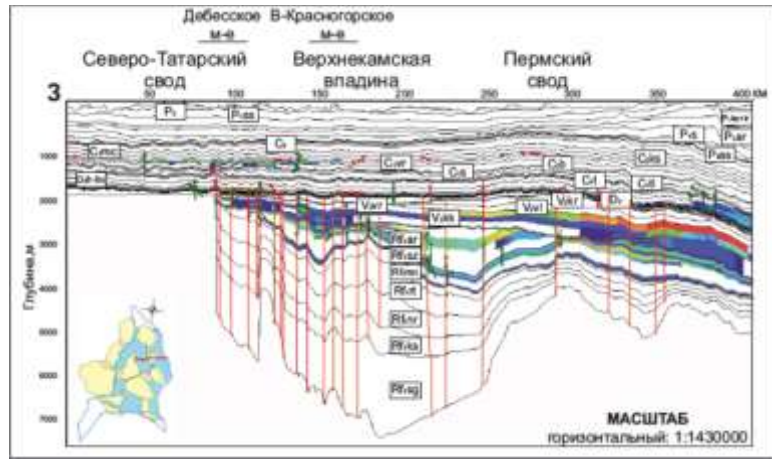
Генерационный потенциал рифейского комплекса практически полностью был исчерпан уже в позднем протерозое. Основная роль в формировании нефтегазоносности осадочного чехла как южной, так и северной частей КБА принадлежит вендским НГМТ. Начало генерации этих толщ приходится на поздний карбон-пермь в Камской впадине, и на ранний карбон в Бельской. При этом генерация продолжается и по настоящее время.

Формирование залежей происходило многоэтапно. В южных районах за счет большей мощности осадочного чехла генерация и заполнение начинались раньше, чем на севере. Основными путями, обеспечивающими миграцию являются тектонические разломы. На это указывает наличие значительного количества нефте- и газопроявлений [1,2].

Зоны аккумуляции УВ, генерированных RF-V НГМТ, приурочены к прибортовым структурам КБА и Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП), что связано, во-первых, с небольшой погруженностью НГМТ RF-V, а также с наличием путей для миграции. Интересно заметить, что в обеих впадинах КБА, начиная от отложений рифея и заканчивая толщами нижнего карбона, выделяется единый этаж нефтегазоносности, в котором в качестве основных НГМТ рассматриваются толщи RF-V, коллектора приурочены к терригенному комплексу среднего девона, а покрывкой служат горные породы верхнего девона-турне (рис.1).

Наличие указанного интервала нефтегазоносности характерно преимущественно для западных и центральных областей развития Камско-Бельского авлакогена и вышележащих комплексов. В восточной части бассейна, в непосредственной близости к Предуральскому краевому прогибу, основными нефтегазоматеринскими толщами являются отложения верхнего девона-турне, что связано с их большей погруженностью и наличием зон, отвечающих ГЗН и ГЗГ.

Моделирование показало, что основными нефтегазопродуктивными отложениями вероятно являются толщи тукаевской, ольховской и усинской свит рифея, байкибашевской, салиховской и карлинской свит венда, а также породы пашийского горизонта среднего девона, бобриковского горизонта нижнего карбона, московского яруса среднего карбона.





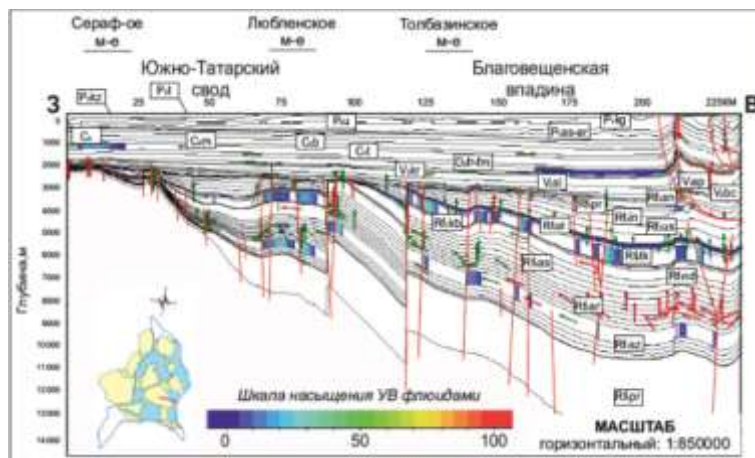


Рис. 1. Моделируемые профили с положением зон рассчитанной аккумуляции УВ.

Для юго-восточных районов исследуемой территории прогнозируются месторождения нефти и газа в карбонатных рифовых постройках нижней перми. Они, вероятно, преимущественно характеризуются как пластово-сводовые, тектонически и литологически экранированные, а также приуроченные к одиночным органогенным постройкам.

По результатам проведенного анализа можно сказать, что нефтегазоматеринские толщи в составе осадочного чехла Бельской части КБА представлены значительно шире, чем в Камской, степень их трансформации значительно выше. Увеличение зоны ГЗГ и ГЗН происходит в юго-восточном направлении.

Нефтегенерационный потенциал НГМТ рифея исчерпан практически полностью, что обусловлено термической историей развития бассейна и большой погруженностью указанных отложений. В северной (Камской) и южной (Бельской) зонах основной генератор жидких и газообразных УВ – венд. Нефтематеринскими толщами, которые еще способны к генерации являются породы доманиковой высокоуглеродистой формации. Однако, предполагается, что породы доманика генерируют УВ лишь в пределах Предуральского краевого прогиба.

Таким образом, в качестве основных НГМТ в разрезе обеих впадин КБА предполагаются породы рифейско-вендского НГК.

### Список литературы

1. Башкова С.Е. Комплексный анализ критериев и показателей прогноза нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Автореф. дис. к. геол.-мин.н. Пермь: Перм. гос. техн. ун-т, 2009. 198 с.
2. Иванов Д.И. Перспективы нефтегазоносности рифейских отложений платформенного Башкортостана на основе изучения нефтидогенерационного потенциала. Дис.Канд.Геол.-мин.Наук. Уфа, 2008. 158 с.



3. Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С. Роль отложений протерозоя в формировании нефтегазоносности севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (по результатам бассейнового моделирования) // Георесурсы, №2(24), 2022. С.113-132.
4. Постников Д.В., Удовиченко Э.М., Анатектиты и метасоматиты в составе отложений докембрия северных районов Русской платформы. - Докл. АН СССР, 1969, т. 184, №3, с. 672-675.
5. Проворов В.М., Неганов В.М., Передреева Г.Л., Медведева Н.В., Ехлаков Ю.А., Соснин Н.Е., Мягкова Л.В., Фрик М.Г., Серкин М.Ф., Ищеева Т.Н. Перспективы нефтегазоносности рифей-вендских отложений Бедряжской площади и сопредельных районов Калтасинского авлакогена // Вестник Пермского Университета. Геология. – 2007. – Т. 4. – №. 9. – С. 32-45.
6. Сергеев В. Н., Сергеева Н. Д., Сперлинг Э. А., Шарма Мукунд, Воробьева Н. Г. Микробиота калтасинской свиты нижнего рифея Волго-Уральской области в свете новой концепции оксигенизации протерозойского океана // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана: сб. науч. ст. Уфа: РИО ИГ УФИЦ РАН, 2018. С. 147-156.;
7. Стенекзай Н.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности вендских отложений платформенного Башкортостана. Дис. Канд. Геол.-мин. Наук. Уфа, 2009. 209 с.
8. Хопта И.С. Формации и изменение седиментации нижнего и среднего рифея северной части Камско-Бельского авлакогена // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ. – 2019. – С. 357-363.
9. Craig J., Biffi U., Galimberti R.F., Ghorri K.A.R., Gorter J.D., Nakhoo N., Le Heron D.P., Thurow J., Vecoli M. The palaeobiology and geochemistry of Precambrian hydrocarbon source rocks // Marine and Petroleum Geolog, №40. 2013. P. 1-47.

## МИКРООРГАНИЗМЫ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

*Шишина П.Н.<sup>1</sup>, Большакова М.А.<sup>1</sup>, Бабич Т.Л.<sup>2</sup>, Соболева Е.В.<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва,

<sup>2</sup>ФИЦ Биотехнологии РАН

Биодеградация нефти – процесс трансформации нефти под воздействием микроорганизмов. Многочисленные бактерии, грибы и, возможно, археи обладают метаболическими путями для потребления насыщенных и ароматических углеводородов. Еще в начале XX века была доказана способность микроорганизмов к окислению нефти или её отдельных компонентов. Первые работы по нефтяной микробиологии, получившие известность, были выполнены одновременно российскими и американскими исследователями в 1926 году. [1,2] (Гинзбург-Карагичева, 1926; Bastin, 1926)

Микробиологическая трансформация органического вещества нефти с образованием нефтевытесняющих соединений в зависимости от микроорганизмов и условий может протекать в присутствии кислорода (аэробно) или в бескислородных условиях (анаэробно).

Скорость данных процессов различается на порядок, однако в основном аэробный и анаэробные процессы протекают не независимо друг от друга, а последовательно.

На первых этапах окисления нефти доминируют углеводородокисляющие бактерии, акцептором электронов для которых служит кислород. Во время аэробного процесса происходит окисление углеводород до кислородных соединений: спиртов, жирных кислот, кетонов, фенолов и т.д.

Далее вступают в процесс анаэробные микроорганизмы: бродильные бактерии, метаногенерирующие, сульфатредуцирующие. Способность микроорганизмов окислять углеводороды нефти используется на различных этапах разведки и добычи нефти и газа:

1) Для поиска месторождений. Микробиологический метод является косвенным в геохимической съемке, основанной на формировании аномальной концентрации соединений УВ соединений за счет миграции углеводородных газов и паров от залежи на дневную поверхность. Миграция через породы обуславливается диффузией и/или фильтрацией.

Основной целью перед нами было протестировать работоспособность биогеохимической съемки в пределах месторождения нефти. По результатам исследования сделан вывод, что применение данного метода возможно только в комплексе с прямыми поверхностными геохимическими методами поиска, при этом качество результатов напрямую зависит от особенностей геологического строения района и качества информации.

2) Для повышения нефти отдачи и рекультивации земель и акваторий. Одна из основных проблем в данном случае - высоковязкие нефти, преимущественно состоящие из

высокомолекулярных УВ, которые более стойки к биодegradации. Целью исследования является изучить изменение состава нефти с высокой плотностью в процессе биодegradации в лабораторных условиях чистыми культурами микроорганизмов.

Для выполнения данной цели были выбраны образцы тяжелой нефти с Черемуховского (932 кг/м<sup>3</sup>) и Русского (937 кг/м<sup>3</sup>) месторождений, а также микроорганизмы, которые показывают рост на отдельных компонентах тяжелой нефти и образуют биосурфактанты необходимые при повышении нефтеотдачи.

В ходе исследования были сделаны выводы:

- Чистые культуры микроорганизмов способны к активному росту на сырой нефти различной плотности.
- Скорость биодegradации различна и зависит от физико-химических факторов среды и метаболических особенностей микроорганизмов.
- Изученные микроорганизмы в процессе метаболизма преимущественно используют ароматические соединения нефти.
- Изученные микроорганизмы могут быть перспективными агентами при разработке биотехнологий повышения нефтеотдачи пластов и очистки природных объектов от загрязнений нефтепродуктами.

В заключении хочу добавить, что соединение микробиологии и нефтяной геохимии позволяет не только применять знания одной для решения практических задач другой, но и осуществлять интересные исследования, направленные на расширение наших представлений о геологической истории Земли, о роли микроорганизмов в формировании земной коры. С такой целью нами были прокультивированы микроорганизмы с образцов керна аргиллитов баженовской свиты, верхнеюрских горючих сланцев, силурийского графита и вендских сланцев.

В настоящий момент исследование состава полученных микробных сообществ продолжается.

#### **Список литературы**

1. Гинзбург-Карагичева Т.Л. Микробиологическое исследование серно-соленых вод Апшерона. Азербайджан / Нефтяное хозяйство, 1926, №6, с.30-35
2. Bastin E.S. The presence of sulfate-reducing bacteria in oil field waters // Science, 1926, V. 63, № 1618, P. 21-24

# ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НОВОЯКИМОВСКОЙ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ

*Татанов А.В.*<sup>1</sup> ([t2a7@yandex.ru](mailto:t2a7@yandex.ru)), *Колчев Э.Э.*<sup>1</sup> ([kolchev@vnigni.ru](mailto:kolchev@vnigni.ru)), *Кравченко Е.М.*<sup>1</sup> ([e.kravchenko@vnigni.ru](mailto:e.kravchenko@vnigni.ru)), *Петров А.Л.*<sup>1</sup> ([a.petrov@vnigni.ru](mailto:a.petrov@vnigni.ru)), *Левченко П.А.*<sup>1</sup> ([levchenko@vnigni.ru](mailto:levchenko@vnigni.ru)), *Роот Д.В.*<sup>1</sup> ([root\\_dv@vnigni.ru](mailto:root_dv@vnigni.ru)), *Асташкин Д.А.*<sup>1</sup> ([astashkin@vnigni.ru](mailto:astashkin@vnigni.ru)), *Калмыков Г.А.*<sup>2</sup> ([gera64@mail.ru](mailto:gera64@mail.ru))

<sup>1</sup>ФГБУ ВНИГНИ,

<sup>2</sup>Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва

## **Аннотация**

В работе рассмотрены полученные комплексные петрофизические, геохимические характеристики вскрытого скважиной разреза меловой, верхнеюрской и среднеюрской частей разреза восточной части Агапского прогиба Енисей-Хатангской НГО.

Изучены фильтрационно-ёмкостные свойства пород, оценен характер насыщения пород-коллекторов, определен характер распределения органического вещества методом пиролиза на приборе Rock-Eval 7.

## **Ключевые слова**

Параметрическая скважина Новоякимовская 1, Агапский прогиб, ёмкостные свойства, Rock-Eval.

## **Актуальность**

В последние годы Енисей-Хатангская НГО представляет особый интерес для нефтяной и газовой индустрии. С целью выявления перспективных территорий и уточнения литолого-стратиграфического разреза проводится бурение параметрических скважин.

**Цель работы** изучение геологического строения и комплекса геолого-геофизических, геохимических параметров юрско-меловых отложений скважины Новоякимовская 1 западной части Енисей - Хатангского прогиба с целью оценки перспектив Агапской потенциально нефтегазоносной зоны.

## **Расположение**

Новоякимовская 1 параметрическая скважина находится в Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе Сибирского ФО. (рис.1)

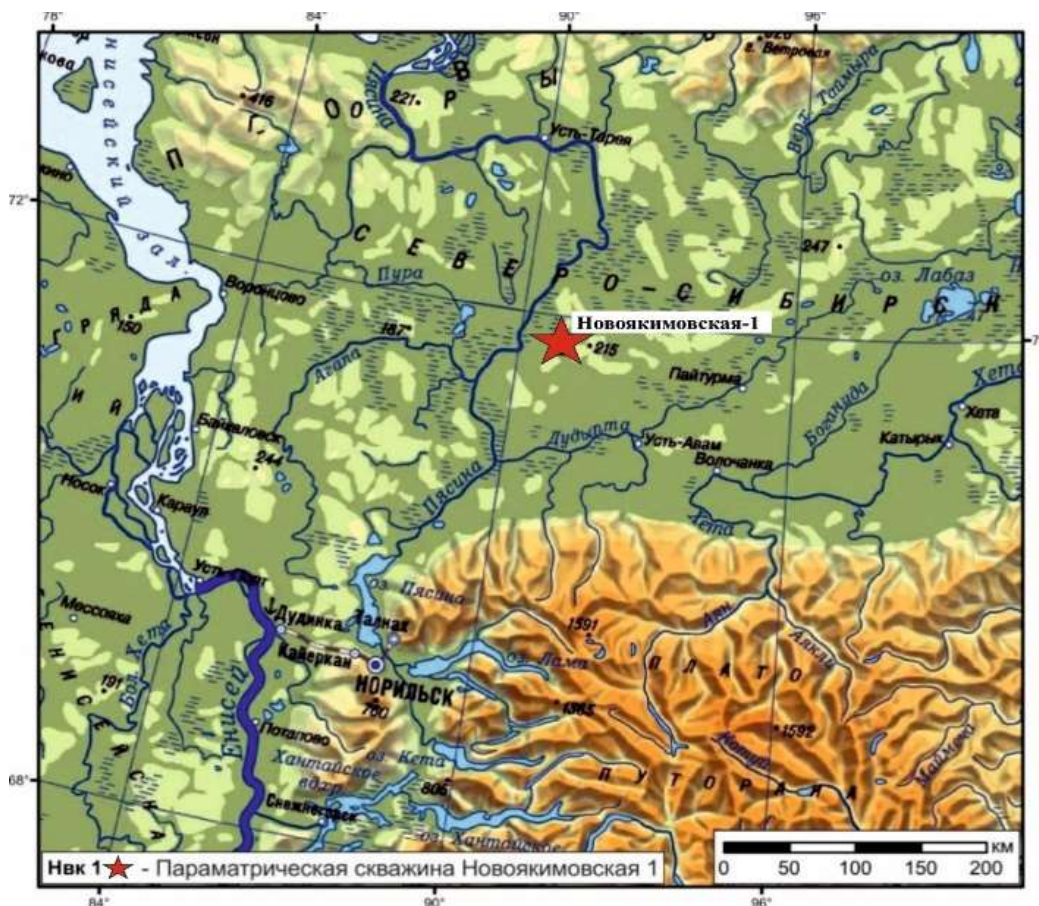


Рис.1. Расположение параметрической скважины Новоякимовская 1.

### Геологический разрез

Разрез представлен терригенными отложениями четвертичной, юрской и меловой систем. Проектный горизонт – малышевская свита средней юры.

### Петрофизические исследования

Петрофизические характеристики керна изучены в интервале 1950.00-5020.00 м, характеризующих отложения меловой и юрской систем. Разрез скважины представлен в основном неколлекторами.

Комплекс петрофизических исследований включает в себя определение фильтрационно-емкостных свойств, а также плотностных, электрических параметров в атмосферных условиях с целью установления зависимостей для интерпретации материалов ГИС.

На основании полученных результатов построены распределения, даны диапазоны изменения  $K_p$ ,  $K_{pr}$ ,  $\sigma_{об}$ ,  $\sigma_{мин}$ , рассмотрены сопоставления  $\sigma_{об.нас}=f(K_p)$ ,  $\sigma_{мин}=f(K_p)$ ,  $K_p=f(K_{pr})$ ,  $R_p=f(K_p)$ .

По результатам массовых исследований были сформированы коллекции для капилляриметрических исследований, с целью получения информации о коллекторских свойствах и основных петрофизических зависимостей -  $K_p$ -Ков,  $K_{pr}$ -Ков,  $R_p$ -Кв.

Выделяются отдельные пропластки с повышенными коллекторскими свойствами в отложениях Яковлевской и Суходудинской.

*В Яковлевской свите* присутствуют породы с повышенными коллекторскими свойствами. Породы представлены песчаниками мелкозернистыми. Величина остаточной водонасыщенности изменяется в следующем диапазоне:  $K_{ов}=16.5...51.9\%$ .

*По полученным данным, создана петрофизическая основа для повышения достоверности интерпретации материалов геофизических исследований скважин и построения петрофизической модели пласта (породы).*

### **Геохимические исследования**

Одним из важнейших критериев оценки перспектив нефтегазоносности исследуемой территории является нефтегазогенерационный потенциал слагающих осадочных пород, обусловленный как количеством, так и качеством содержащегося в породах органического вещества (ОВ). Определение характера распределения органического вещества (концентрация, тип ОВ, уровень катагенетической преобразованности) является основной геологической задачей при проведении геохимических исследований.

Сделан анализ 900 образцов, в интервале глубин 1951-5019 м. Дополнительно был проанализирован 61 образец шлама в интервале глубин 3360-3670 м., где по данным ГИС выделяется пачка пород с повышенными показаниями радиоактивного каротажа, где по данным ГИС выделялась наиболее радиоактивная пачка пород.

Наибольший интерес с точки зрения генерации жидких УВ представляют отложения гольчихинской свиты. По результатам исследования кернового материала отложений свиты (3810-4099 м) выделяется 90-метровая толща темно-серых глинистых алевролитов (3920-4010 м), средневзвешенное содержание органического углерода в которой составляет 1,7 % на породу. По углеводородно-генерационному потенциалу породы данного интервала являются хорошими нефтегазоматеринскими толщами. Средневзвешенные значения водородного индекса (НИ) и остаточного генерационного потенциала (S<sub>2</sub>) составляют 290 мгУВ/г Сор<sub>г</sub> и 4,8 мгУВ/г породы соответственно. Органическое вещество представлено керогенами II-III типов, с существенной долей сапропелевых компонентов. Доля углерода, способного участвовать в образовании УВ составляет 40%. Катагенетическая зрелость ОВ соответствует градации МК<sub>2</sub> (T<sub>max</sub> 445 °C), что говорит о достижении пика главной зоны нефтеобразования данными толщами.

Таким образом, полученные результаты для отложений гольчихинской свиты свидетельствуют о присутствии нефтегазоматеринских пород как с удовлетворительным, так и с относительно высоким генерационным потенциалом, достигших главной зоны нефтеобразования и способных генерировать не только газообразные, но и жидкие углеводороды.

## Выводы

Получены комплексные петрофизическая и геохимическая характеристики вскрытого скважиной разреза меловой, верхнеюрской и среднеюрской частей разреза восточной части Агапского прогиба Енисей-Хатангской НГО. Получены основные петрофизические связи Керн-Керн. Данные связи являются надежной петрофизической основой для интерпретации данных ГИС. Перспективными на поиск УВ по своим петрофизическим параметрам являются Яковлевская и Суходудинская свиты. По результатам геохимических исследований наибольший интерес с точки зрения генерации жидких УВ представляют отложения гольчихинской свиты.

## Список литературы

1. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. Петерсилье В.И., Порокун В.И., Яценко Г.Г. НПЦ Тверьгеофизика, Москва-Тверь, 2003 г;
2. Проектная документация на выполнение работ по объекту: «Бурение параметрической скважины на Новоякимовской площади ХМАО-Югра» Проектная глубина 3000 м;
3. Петров Ал.А., Арефьев О.А. Биомаркеры и геохимия процессов нефтегазообразования (обзор) //Геохимия. – 1990. - №5;
4. Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rocks using programmed pyrolysis // AAPG Bulliten, 1986, v. 70, № 3;

РЕГИОНАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ  
БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

*Колесникова Т.О., Мордасова А.В., Гильмуллина А.А., Сулова А.А., Ступакова А.В.,  
Большакова М.А., Краснова Е.А., Осипов К.О.*

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва*

Изучение нефтегазоносности арктического шельфа России является одной из актуальных задач, стоящих перед исследователями. На шельфе Баренцева моря в настоящее время обнаружены месторождения газа и газоконденсата. Однако невысокая изученность территории бурением не позволяет сполна оценить перспективы данного региона. Целью данной работы было определение возможных перспектив нефтегазоносности региона исследований с помощью метода бассейнового моделирования.

Фактическим материалом для моделирования послужили региональный композитный сейсмический профиль (рис.1), а также многочисленные литературные данные с результатами исследований геологического строения региона, его истории развития, а также свойств нефтегазоматеринских пород (Gómez-Pérez, 2004, Басов, 2008, Ohm et al., 2008, Кирюхина, 2013, Сулова, 2013, Норина, 2014, Мордасова, 2018, Ступакова и др., 2021, Кораго, 2022, npd.no).

По результатам моделирования было выявлено, что областью наибольшей зрелости нефтегазоматеринских пород является Южно-Баренцевская депрессия. Присутствуют небольшие зоны повышения зрелости триасовых толщ, связанные с прогревом интрузивными телами. В других частях профиля зрелыми являются так же палеозойские и триасовые породы.

Наибольшее количество скоплений углеводородов (рис.1) наблюдается в Южно-Баренцевской впадине и на Демидовско-Лудловском валу в отложениях каменноугольной, пермской и триасовой систем. В пределах поднятия Бьярмеланд распространены залежи в антиклинальных структурах в карбонатных отложениях карбона и перми и литологически экранированные в триасовом клиноформенном комплексе. В районе купола Валескари присутствуют ловушки экранированные соляным диапиром, наполнение которых происходит за счет миграции углеводородов как с западной части, так и со стороны Южно-Баренцевской депрессии. В пределах Адмиралтейского вала присутствуют залежи в карбонатных каменноугольных и пермских отложениях.



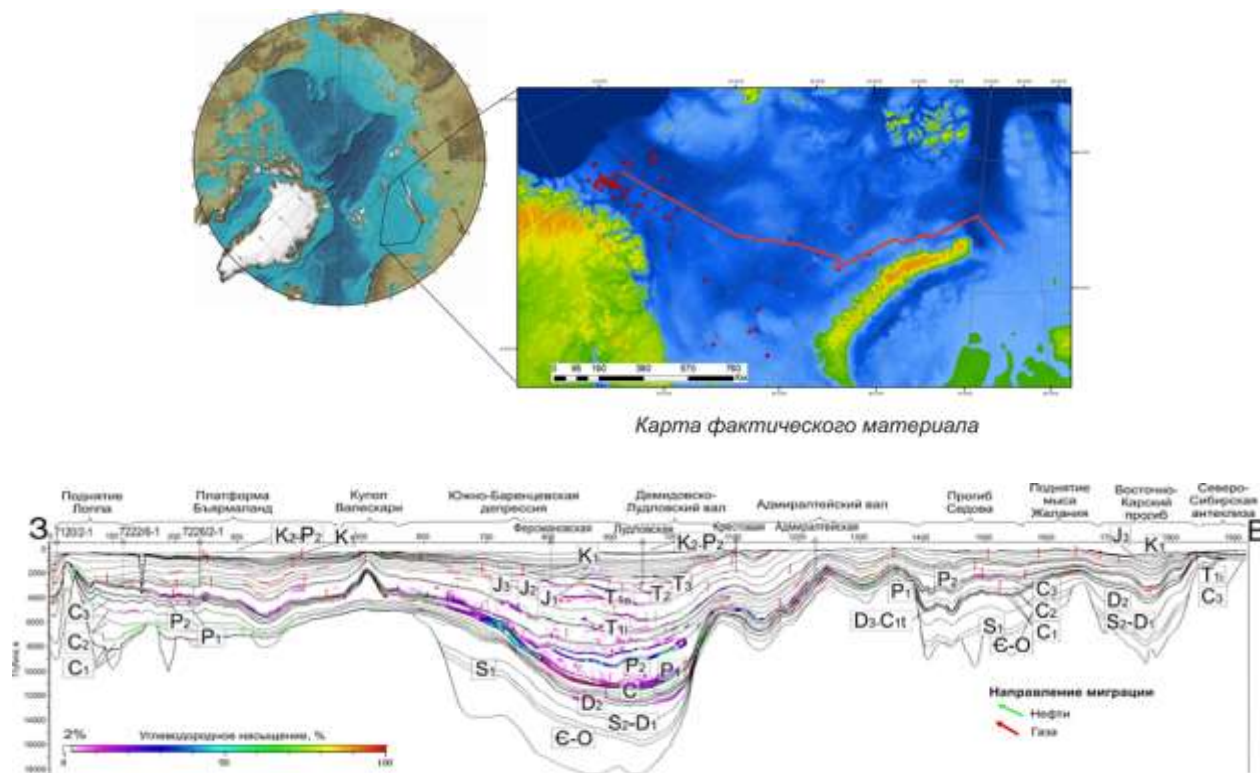


Рис. 1. Углеводородное насыщение осадочного чехла.

### Список литературы

1. Басов В.А., Василенко Л.В., Вискунова К.Г., Кораго Е.А., Корчинская М.В., Куприянова Н.В., Повышева Л.Г., Преображенская Э.Н., Пчелина Т.М., Столбов Н.М., Суворова Е.Б., Супруненко О.И., Сулова В.В., Устинов Н.В., Устрицкий В.И., Фефилова Л.А. Эволюция остановок осадконакопления Баренцево-Северо-Карского палеобассейна в фанерозое // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2009. - Т.4. - No1
2. Кирюхина Н.М. Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений шельфа Баренцева моря. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, М.: МГУ, Геологический факультет, 2013.
3. Кораго Е.А., Ковалева Г.Н., Щеколдин Р.А., Ильин В.Ф., Гусев Е.А., Крылов А.А., Горбунов Д.А. Геологическое строение архипелага Новая Земля (запад российской Арктики) и особенности тектоники евразийской Арктики, Геотектоника, № 2, 2022, с.21-57
4. Мордасова А.В. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности верхнеюрско-нижнемеловых отложений Баренцеоморского шельфа. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, М.: МГУ, Геологический факультет, 2018
5. Норина Д.А. Строение и нефтегазоматеринский потенциал пермско-триасовых терригенных отложений Баренцевоморского шельфа. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, М.: МГУ, Геологический факультет, 2014.

6. Сулова А.А. Условия формирования природных резервуаров юрского нефтегазоносного комплекса Баренцевоморского шельфа. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, М.: МГУ, Геологический факультет, 2013.
7. Ohm S.E., Karlsen D.A., Austin T.J.F. Geochemically driven exploration models in uplifted areas: Examples from the Norwegian Barents Sea // AAPG Bulletin. v. 92, No 9. 2008. pp. 1191–1223.
8. Gómez-Pérez, I. Paleozoic-Early Mesozoic evolution and hydrocarbon systems of the Barents Shelf and Timan Pechora Basin: A 3-D GIS database and paleogeographic reconstructions GIS Database of Arctic Tectonics and Stratigraphy (GOATS) Report Number: CASP.GOATS.3.2, 2004.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ  
КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕУСОЛЬСКОЙ ПОДСВИТЫ В ПРЕДЕЛАХ  
ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

*Егоров И.В., Ступакова А.В., Крылов О.В.*

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва*

Район исследования - центральная часть Непско-Ботубинской антеклизы (НБА). Изучаемый объект – карбонатные отложения нижней части верхнеусольской подсвиты нижнего кембрия. В результате испытаний скважины Знп-119 из данного карбонатного горизонта были получены непромышленные притоки углеводородов. На основании этого горизонт может быть отнесен к возможно продуктивному и ему присвоено название «межсолевой» с соответствующим индексом пласта - А8.

Пласт хорошо выдержан по литорали, мощность в среднем составляет 15-25 м с плавным увеличением в направлении с севера на юг. Иногда встречается резкое увеличение мощности, связанное с удвоением разреза в зоне развития надвиговых структур. Отделяется от нижерасположенного осинского горизонта пластом соли мощностью от 40 до 100 м, перекрывается пластом соли мощностью 20-40 м. По скважинным данным горизонт представляет собой чередование одного-трёх доломитовых пласта мощностью 3-15 м с пропластками солей мощностью 1-5 м.

В результате работ было сделано макроописание первого керна из пласта. Горизонт представляет собой 3 ярко выраженных циклита, заканчивающихся галогенными отложениями вероятно лагунного генезиса. Карбонатная часть отвечает приливно-отливным обстановкам осадконакопления и состоит из чередований микрита, пластовых строматолитовых построек, периодически переходящих в столбчатые формы, и зернистых доломитов. Из всех представленных литотипов, образование первичных высоких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) характерно только для зернистых разностей. Оценка вторичных процессов пока не представляется возможным из-за малого количества кернового материала (1 скважина). Таким образом, на текущий момент седиментологические особенности строения межсолевого горизонта не позволяют утверждать о преобладании литологического фактора в формировании залежей.

Результаты испытаний, интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) и геолого-технических исследований (ГТИ) при бурении указывают на то, что зоны с улучшенными ФЕС тяготеют к зоне развития складок в пласте А8. Данные структуры, вероятнее всего, сформировались в процессе давления со стороны Предпатомского прогиба.

Так как литологических критериев для поиска зон с улучшенными ФЕС не выявлено, было принято решение опираться на структурно-тектонический фактор. Основываясь на этом, была

проведена интерпретация сейсмических данных 2Д и 3Д и выделен ряд перспективных структур. Часть структур сформировалась в результате скучивания солей в зоне контакта с границей резкого изменения мощности пород подстилающего осинского горизонта. Наиболее же крупные и амплитудные структуры сосредоточены на юго-востоке изучаемой области, ближе к Предпатомскому прогибу, где осинский горизонт имеет выдержанную мощность. Причину формирования структур в этой зоне ещё предстоит выяснить.

# ДОМАНИКОВАЯ ФОРМАЦИЯ - КАК ИСТОЧНИК НЕФТЕЙ РАННЕЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ЮЖНО-ТАТАРСКОМ СВОДЕ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЯХ

*Орлова А.Ю., Полудеткина Е.Н.*

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва*

Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – это высокоуглеродистая тонкослоистая формация, способная как производить углеводороды (УВ) собственными нефтегазоматеринскими толщами (НГМТ), так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара. Как известно, массовое образование УВ в породах связано с максимумом генерации нефти, отвечающего градации катагенеза МК2. Вместе с тем, уже на ранних этапах катагенеза (ПК-МК1) в породах доманика Южно-Татарского свода отмечается сильная битуминозность и включения битумов в трещинах, кавернах.

Для воссоздания геолого-геохимической истории развития углеводородного потенциала Южно-Татарского свода и прилегающей территории был использован метод бассейнового моделирования в программном пакете Temis Flow 2016 по профилю, проходящему через восточный склон ЮТС, Благовещенскую впадину и Бельскую депрессию. В результате моделирования условий катагенетического преобразования нефтематеринских пород положение верхней границы главной зоны нефтеобразования (ГЗН) в исследуемом районе проходит на глубине около 1700-3000м. Нефтематеринские отложения верхнего девона находятся в самом начале ГЗН. В то время как каменноугольные НМТ еще недостаточно зрелые. Степень выработанности НМТ верхнего девона в пределах изучаемой территории низкая, что говорит о высоком потенциале этих отложений, в то время как вендские отложения в пределах наиболее погруженной части профиля израсходовали свой потенциал до 90-100%.

Насыщение углеводородами по профилю неравномерно, наиболее перспективной является восточная часть профиля, где НМТ более преобразованы. Насыщение верхнего девона происходит за счет собственных НМТ (в среднем до 10%), а не за счет миграции из нижележащих. НМТ мало преобразованы и количества сгенерированных УВ недостаточно для миграции на ЮТС, но в пределах Благовещенской впадины идет миграция вверх по восстанию из более погруженной части в сторону Бельской депрессии.

По данным пиролиза ОВ везде одинаково и относится к керогену типа II - значения водородного индекса в ОВ достигает 400-600 мг УВ/г ТОС, при содержании ОВ свыше 2% НИ всегда высокое и практически не меняется при изменении его концентрации. Углеводородный состав изученных отложений соответствует типу керогена, установленному пиролитическим методом. Он оказался практически одинаковым для всех изученных образцов, что подтверждается распределением различных алкановых, стерановых и терпановых углеводородных коэффициентов. Состав УВ отвечает морским условиям преимущественно

карбонатной седиментации, геохимический режим в диагенезе восстановительный (от слабо- до резковосстановительных обстановок).

Данные по пиролизу (по замерам  $T_{max}$  после экстракции), значениям показателя отражения витринита, рассчитанного по ароматическим УВ, соответствуют грациям катагенеза ПК- началу МК1. С ними согласуется изопреноидный коэффициент  $K_i$ , значения которого везде больше 1, что свойственно малообразованному ОВ. В то же время, стерановые и гопановые коэффициенты зрелости характеризуются величинами близкими к равновесным, свойственных пику генерации (грация МК2) – это противоречие связано с влиянием карбонатного материала на изомеризацию этих УВ; в карбонатных осадках она начинается рано и уже в мало преобразованных породах они могут достигать равновесных концентраций.

Изотопный состав насыщенных и ароматических УВ отвечает морскому ОВ. Области накопления менялись от относительно глубоководных до мелководных, лагунных, о чем свидетельствуют отношения изоалканов и n-алканов.

Алканы представлены полным рядом от  $C_{12}$  до  $C_{36}$ , максимум приходится на низкомолекулярную область, что типично для морского водорослевого ОВ. Содержание изоалканов высокое. В их составе отмечены изоалканы от  $i_{14}$  до  $i_{20}$ , доминируют пристан и фитан, причем фитана значительно больше  $Pr/Ph$ . По соотношению  $Pr/nC_{17}$  и  $Ph/nC_{18}$  ОВ попадает в область морского бассейна с восстановительным режимом в диагенезе.

Цикланы представлены терпанами и стеранами. В состав терпановых УВ входят трициклановые и гопановые УВ. Гопановые УВ преобладают  $t_{23}/H_{30} < 1$ , что, как и доминирование  $t_{23}$  среди трицикланов, говорит о мелководности бассейна и карбонатном составе осадков. Существование морского бассейна повышенной солености подтверждается высоким значением отношения гомогопанов  $C_{35}/C_{34} > 1$  и присутствием гаммацера. В группе гопанов преобладает гопан  $H_{30}$ , гомогопаны представлены полным рядом  $C_{31}-C_{35}$ , S-конфигурации преобладают над R-конфигурациями. Отношение адиантана и гопана  $H_{29}/H_{30} < 1$ , что подтверждает карбонатный состав осадков. Этот вывод подтверждается также и преобладанием трисноргопана  $T_m$ , что также говорит и о невысокой зрелости пород.

Распределение стерановых УВ  $C_{27}:C_{28}:C_{29}$  отвечает мелководно-морским (лагунным) обстановкам, а преобладание  $C_{29}$  – о примеси наземного органического материала. Примесь глинистого материала способствует образованию диастеранов: отношение диа- и регулярных стеранов довольно низкие. Для уточнения фациального состава осадков и окислительно-восстановительного режима, в котором накапливалось исходное для нефти ОВ, используется соотношение диастеранов и алкановых УВ. Это соотношение характеризует аноксичные обстановки в морских карбонатных осадках. Об обогащенности материнских пород, вмещающих

исходное органическое вещество, карбонатным материалом свидетельствуют параметры DIA/REG и Ts/Tm.

Ароматические УВ представлены моно- и триароматическими стероидами, фенантrenom с изомерами и бензтиофенами. Среди моноароматических стероидов преобладает МА28, МА27 и МА29 находятся примерно в равных концентрациях с небольшим преобладанием МА29. Такое распределение характерно для морских преимущественно глинистых осадков, хотя по содержанию серосодержащих ароматических УВ они тяготеют к области морских. Соотношение 4-метилбензтиофенового гомолога и фенантрена (4-MDBT/P) указывает на примесь кремнистого материала, хотя в количественном отношении она невелика (не более 10%).

Триароматические стероиды представлены УВ ТАС20-ТАС28, в которых доминирует ТА28.

Изученные нефти из данково-лебедянского, мендым-доманикового и доманикового горизонтов некоторых месторождений (Ромашкинское, Центрально-Азнакаевское и др.) также оказались весьма близкими по своим свойствам. По составу и распределению алкановых УВ, генетическим коэффициентам они похожи между собой и сопоставимы с аналогичными коэффициентами ОВ, что предполагает считать доманиковое ОВ источником этих нефтей. Углеводородный состав битумных включений, выделенных из пород, такой же, как и в нефтях; отличаются они только отсутствием низкомолекулярных УВ.

ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ЧЕРНЫХ СЛАНЦЕВ  
ХАДУМСКОГО ГОРИЗОНТА (РАННИЙ ОЛИГОЦЕН) ПРЕДКАВКАЗЬЯ

*Шитова Я.А.<sup>1</sup>, Сулова А.А.<sup>1</sup>, Стафеев А.Н.<sup>1</sup>, Ступакова А.В.<sup>1</sup>, Краснова Е.А.<sup>1,2</sup>, Сауткин Р.С.<sup>1</sup>, Махнутина М.Л.<sup>1</sup>, Воронин М.Е.<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва*

<sup>2</sup>*Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН, Москва*

В целях поддержания добычи нефти и газа в будущем неизбежно привлечение нетрадиционных источников углеводородов (УВ), для промышленного освоения которых в России и мире требуется создание и внедрение необходимых методик прогнозирования и поиска УВ. В данном ключе значительный интерес представляют хадумские отложения в связи с их распространением на значительной территории Юга России и сопредельных стран.

Отложения хадумского горизонта (ранний олигоцен) имеют повышенные концентрации ОВ (0,26-8,35%, [1]); их литологическая характеристика не однородна и изменчива, на большей части Предкавказья породы представлены темно-серыми глинами с примесью алевритового материала с прослоями и линзами алевролитов (иногда песчаников) и мергелей.

Для выявления генерационного потенциала разнофациальных толщ и локализации участков с наибольшими концентрациями ОВ разных типов, была проведена комплексная обработка и интерпретация данных ГИС, МОВ ОГТ, литологического состава горных пород и опубликованных литолого-фациальных карт [2, 3], что позволило воссоздать палеогеографические условия осадконакопления хадумского горизонта Предкавказья (рис.1).

Для отложений хадумского горизонта характерны протяженные песчано-алевритовые тела донных течений. Сток осадочного материала по каналам и ложбинам обеспечивался постоянными, а также нагонно-сгонными (штормовыми или цунамигенными) течениями из Волго-Донского бассейна в Предкавказский – в направлениях Западно- и Восточно-Предкавказской котловин. Постоянный сток между этими бассейнами инициировал контурные течения, которые могли участвовать в транспортировке тонкого материала и биофильных элементов (химических элементов, постоянно входящих в состав живых организмов) на уровне термоклина (резкого изменения вертикального градиента температуры). Следует отметить, что Предкавказский бассейн через Волго-Донской имел связи с Норвежско-Гренландским и Арктическим бассейнами [5].

В Предкавказье залежи нефти и газа пространственно приурочены к зонам выклинивания термоклина котловин хадумского палеобассейна, к предполагаемым зонам цунамигенного апвеллинга и высокой биопродуктивности над палеоподнятиями, а также к Сарпинско-Армавирской зоне главного транзита материала, где усиливающийся сток приносил террагенное ОВ, ослабевающий – биофильные элементы, обеспечивающие цветение планктона. Ширина зоны выклинивания



термоклина определялась колебанием уровней последнего, которые устанавливаются по минералогическим, геохимическим и экологическим признакам.

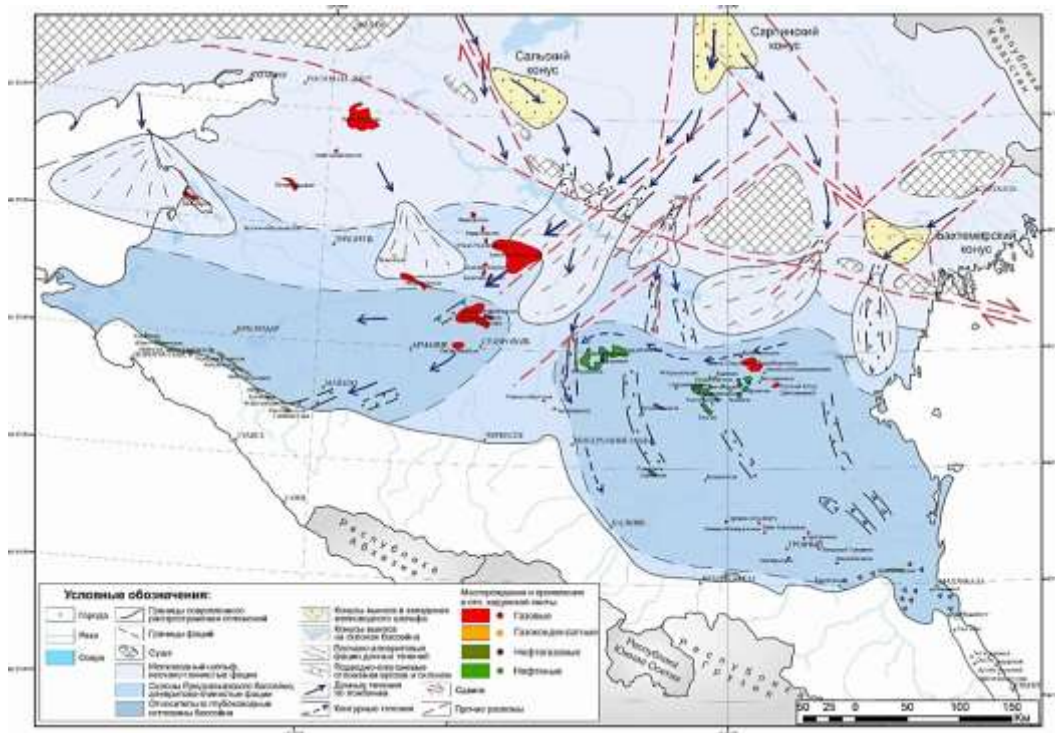


Рис. 1. Структурно-фациальная схема нижнего олигоцена Предкавказья (с использованием материалов [1, 2, 3, 4, 5]).

Опыт палеогеографического анализа ансамблей проточных бассейнов открывает новые возможности в интерпретации межбассейновых формационных переходов, реконструкции и прогнозе черносланцевых условий и обстановок осадконакопления.

### Список литературы

1. Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В. 2017. Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья – как потенциального источника «сланцевых» углеводородов. Георесурсы, Спецвыпуск, ч. 2, с. 208-226. DOI: 10.18599/grs.19.21
2. Столяров А.С. Палеогеография Предкавказья, Волго-Дона и Южного Мангышлака в позднем эоцене и раннем олигоцене // Бюл. МОИП. Отд. геол. 1991. Т. 66. Вып. 4. С.64-79.
3. Столяров А.С. Соленовские отложения нижнего олигоцена Предкавказья, Волго-Дона и Мангышлака // Литология и полез. ископаемые. 1999. № 4. С.420-431.
4. Столяров А.С., Ивлева Е.И. Верхнеолигоценные отложения Предкавказья, Волго-Дона и Мангышлака в позднем эоцене и раннем олигоцене // Литология и полез. ископаемые. 2004. № 3. С.359-368.
5. Попов С.В., Ахметьев М.А., Запорожец Н.И., Воронина А.А., Столяров А.С. История Восточного Паратетиса в позднем эоцене-раннем миоцене // Стратиграфия. Геол. корреляция. 1993. Т. 1. № 6. С.10-39.

ИЗМЕНЕНИЕ КЕРОГЕНА В ОКИСЛИТЕЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ  
(НА ПРИМЕРЕ ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ)

*Деленгов М.Т., Большакова М.А.*

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва*

Одним из основным экзогенным процессом, влияющим на органическое вещество (ОВ), является окисление. В результате происходит деградация органического вещества и ухудшение его нефтегазогенерирующих свойств.

Цель данной работы - установить направление и характер вторичных изменений нерастворимой части органического вещества при взаимодействии с воздухом (и другими факторами выветривания). Среди основных задач: провести аналитические исследования образцов керогена из собственной коллекции; определить изменения, произошедшие с керогеном во время хранения; сопоставили полученные результаты с опубликованной информацией.

Объектом исследования являются образцы керогена (6 штук) докембрийского возраста Лено-Тунгусского НГБ. Кероген выделялся в 1970-80-х гг, проводился элементный анализ. В течение 40 лет кероген хранился в закрытых бюксах в атмосферных условиях. Мы предполагаем, что негерметичные условия хранения привели к взаимодействию керогена с атмосферным кислородом и изменению его состава и структуры. Для решения задач, мы повторили элементный анализ, провели хроматомасс-спектрометрические (ХМС) исследования экстрактов из керогена и пиро-ХМС для образцов керогена.

Результаты элементного анализа показывают увеличение атомного отношения О/С минимум на 17 %, максимум на 70 %, при этом отношение Н/С существенно не изменяется. Для установления степени окисленности/восстановленности был рассчитан коэффициент сО, предложенный В.С. Веселовским. Согласно результатам, старых данных коэффициент имеет отрицательные значения, что свидетельствует о восстановленном характере органического вещества. Значения коэффициента сО по результатам современных исследований показывают увеличение окисленности с течением времени во всех образцах. В трёх образцах наблюдается смена знака данного параметра, что свидетельствует о сильной степени воздействия атмосферного кислорода на эти образцы.

По характеру изменения их состава образцы можно разделить на две группы. Для первой характерно одновременное увеличение доли кислорода и уменьшение доли водорода относительно углерода в составе; для второй содержание водорода остается почти постоянным, а кислорода значительно увеличивается. Результаты собственных исследований показывают сходство в направленности трансформации органического вещества с изменением состава керогена описанными в литературе по обнажениям, что говорит о правильности нашего

предположения об аналогичности процессов окисления в природных условиях и при хранении в лаборатории.

Проведённые хроматомасс-спектрометрические исследования показывают различия в УВ составе из экстрактов из керогена и при проведении пиро-ХМС керогена. Максимальные концентрации н-алканов в образцах керогена соответствуют низкомолекулярной части, а экстрактах – средне-высокомолекулярной. Вероятно, в пиро-ячейке происходит деструкция керогена при достаточно низкой температуре (300 °С). Стерановые и гопановые УВ не детектируются.

Таким образом, сравнение результатов элементного анализа керогена разных годов показывает, что: концентрация углерода в ОВ осталась почти той же, а содержание кислорода увеличилось; изменения атомных отношений Н/С и О/С, согласуются с преобразованием ОВ в природных условиях при выветривании; накопление кислородных соединений за период хранения образцов керогена приводит к увеличению отношения О/С. Результаты ХМС показывают различия в УВ составе: в экстрактах из керогена доминируют н-алканы C<sub>20</sub>-C<sub>32</sub>; при пиро-ХМС из керогена выделяются алкановые УВ состава C<sub>10</sub>-C<sub>20</sub> различия в составе обусловлены деструкцией высокомолекулярных соединений при проведении пиро-ХМС.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕДИЦИИ НА АРХИПЕЛАГ ЗЕМЛЯ ФРАНЦА-ИОСИФА

*Гумеров А.Р., Кувинов И.В., Ступакова А.В., Сулова А.А., Гилаев Р.М., Мордасова А.В., Краснова Е.А., Большакова М.А., Калмыков Г.А., Калмыков А.Г., Пронина Н.В., Вайтехович А.П., Колесникова Т.О.*

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва*

Архипелаг Земля Франца-Иосифа (ЗФИ) находится в бассейне Северного Ледовитого океана. В тектоническом отношении арх. ЗФИ с прилегающим к нему шельфом является частью Шпицбергенской антеклизы.

В августе 2022 года на архипелаг Земля Франца-Иосифа была произведена геологическая экспедиция. Целью экспедиции являлось изучение нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) и природных битумов (ПБ) для дальнейшего прогноза нефтегазоносности региона.

Определение районов полевых исследований геологических обнажений с ПБ на арх. ЗФИ основывается на комплексной работе с ретроспективными данными [1, 2, 3], из чего следует, что наибольшее количество проявлений ПБ пришлось на долериты и базальты покровного типа. Чаще всего данные битумопроявления связаны с гидротермальными жилами, нарушающими магматические тела. Особенно много таких проявлений на о-вах Грэм-Белл, Земля Вильчека, Алджер и Хейса.

В результате экспедиции в период с 9 августа по 11 августа 2022 года было отработано шесть геологических маршрутов на четырех островах архипелага (о. Грэм-Белл, о. Хейса, о. Алджер, о. Земля Вильчека) и отобрано 77 образцов каменного материала (Рис. 1).



*Рис. 1. Спутниковый снимок арх. Земля Франца-Иосифа с отмеченными точками отбора образцов.*

Для проведения микроскопического исследования отобранных образцов были изготовлены шлифы. Жильные образования в основном представлены кварцем и кальцитом; наличие битумов характерно главным образом для жил кальцитового состава; осадочные породы представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

Битумопроявления на арх. Земля Франца-Иосифа связаны с брекчированными и гидротермально-измененными дайками и силлами. В ЮЗ части о. Земля Вильчека отобраны образцы с жидкими природными битумами.

Углепетрографические исследования были проведены по трем образцам углей, отобранных в верхнетриасовых отложениях. Скорее всего, условия, в которых происходило накопление торфа и последующее углеобразование характеризовалось достаточно спокойным тектоническим режимом с застойными водами.

#### Список литературы

1. Бро Е. Г., Дибнер В. Д. Нефтегазоносность архипелага Земля Франца-Иосифа // Геологическое строение и нефтегазоносность Арктических морей России / Грамберг И. С. – СПб: ВНИИОкеангеология, 1994. – С. 30-38.
2. Клубов Б. А., Острой А. С. О первых находках природных битумов на Земле Франца-Иосифа // Доклады Академии наук. – 1995. – Т. 342, № 6. – С. 785-788.
3. Клубов, Б. А., Рогозина, Е. А., Безруков, В. М. 1995. Прогноз перспектив нефтегазоносности Земли Франца Иосифа на основе геохимико-битуминологических исследований осадочно-вулканогенного комплекса этого архипелага. Объект 01423435.571: 149 л., 128 р., 142/142 гр., 141 кн. СПб: ВНИГРИ.

# УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

*Фарзиева А.Н., Жемчугова В.А.*

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва*

В настоящее время Восточно-Сибирский регион является одним из первоочередных для освоения, потому как с ним связывают серьезные перспективы нефтегазоносности в масштабе всей Российской Федерации. Среди открытых (около 70) нефтегазовых месторождений у 16-ти извлекаемые запасы превышают 100 млн тонн, у 4-х из них – 1 млрд. тонн УВ (по данным СНИИГИМС, 2017 г.). Нефти Восточной Сибири отличаются высоким качеством и пригодны для переработки на действующих нефтеперерабатывающих заводах, природные газы бессернистые, а также содержат в промышленных концентрациях гелий, который является ценным минеральным сырьем.

Одним из перспективных для Непско-Ботуобинской НГО Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна считается венд-нижнекембрийский нефтегазоносный комплекс, а именно его карбонатные отложения, изучение строения которых представляет большой практический интерес, так как до сих пор прогноз коллекторов в карбонатных отложениях остается трудной задачей, потому как именно эти породы в большей степени подвержены постседиментационным изменениям. Вендский терригенный нефтегазоносный комплекс представляет чуть меньший интерес, так как он в значительной мере опоискован.

Среди карбонатных отложений этого комплекса выделяют осинский Б1 (нижний отдел кембрийской системы), усть-кутский – Б4 и Б5 и преображенский – Б12 (даниловский стратиграфический горизонт верхнего отдела вендской-нижнего отдела кембрийской системы) продуктивные горизонты. Именно с ними связана подавляющая часть проявлений углеводородов в карбонатном комплексе на Непско-Ботуобинской антеклизе – на данный момент самой хорошо изученной структуре Сибирской платформы, где найдено наибольшее количество месторождений.

Для того чтобы полностью объяснить критерии, контролирующие наличие коллекторов, в настоящий момент не совсем достаточно существующих представлений. Как говорилось ранее, причиной этого служит, с одной стороны, широкое распространение постседиментационных процессов (доломитизация, сульфатизация, окремнение, кавернообразование, засоление) как по площади, так и в разрезе, которые, в большей степени, отрицательно влияют на фильтрационно-емкостные свойства этих пород. На первый взгляд, неоднородным кажется и фациальное строение. Не совсем понятно, какие процессы больше влияли на наличие коллекторов: седиментационные или постседиментационные.

Таким образом, цель планируемой работы – найти критерии, обеспечивающие наличие коллекторов.

По керну изученных скважин выделены литотипы, дана их характеристика (литология, условия формирования, комплексы органических остатков и, прежде всего, каркасообразующих организмов, особенности строения пустотного пространства);

Выполнена реконструкция истории осадконакопления в раннекембрийское время.

1) Отложения формировались в условиях мелководной сублиторали, литорали и супралиторали

2) В условиях растущего ОУМ развиваются первые строматолитовые постройки;

3) При дальнейшем повышении ОУМ происходит рост мелких органогенных построек и образование отмелей – на этой стадии формируется слабо расчлененный рельеф;

4) Далее формировались биостромы, основными каркасостроителями которых являлись дендролитовидные микробиально-водорослевые сообщества; здесь выделяются литотипы: ОП с микритовым межскелетным заполнением, ОП с кристаллическим межскелетным заполнением, зернистые доломиты и известняки, микритовые доломиты и известняки

5) Далее формировались биогермы, образованные бактериально-губковыми сообществами; здесь выделяются каркасы с преобладанием кристаллических цементов и микробиальных, пространство между биогермами занято водорослевыми «фенестровыми» доломитами;

6) На севере изучаемой территории по минеральному составу отмечается преобладание доломита в разрезах скважин;

7) Перспективными литотипами дендролитовидных микробиально-водорослевых построек являются: зернистые доломиты и толстокустистые формы микробиалитов с зернистым межскелетным заполнением; тонковетвистые формы являются плотными и практически непроницаемыми породами;

8) Перспективными фациями бактериально-губковых биогермов являются участки с наиболее интенсивной проработкой бактериальными процессами;

9) Основная продуктивность приурочена к верхней части, здесь встречаются все типы пустот – микропоры, поры, каверны и трещины. Это связано с длительностью и интенсивностью вторичных преобразований;

10) Умеренная и интенсивная галитизация губительна для коллектора вне зависимости от фации и литологии;

11) Породы перекрыты мощной пачкой каменных солей, являющейся региональным флюидоупором.

Основные результаты данной работы сводятся к следующему: выявлены условия формирования карбонатных пород раннекембрийского времени и установлена их связь с коллекторскими свойствами отложений. Данные критерии, однако, никак не объясняют закономерности распространения засоления. Следовательно, для выявления причин разного засоления необходимо определить источник соли, пути её миграции и препятствующие факторы. Для этого необходимо проследить как меняется степень засоления по разрезу и по площади. Также в работе Шубина и Рыжкова (2013) было показано, что засоление конкретной породы может зависеть от её строения и свойств, определяющих гидрофильные и гидрофобные характеристики поверхностей пор. Для этого необходимо выполнить детальное определение смачиваемости на разных по степени засоления породах, а также изучить строение пород внутри пор под растровым электронным микроскопом.

Таким образом, было выяснено, что в коллекторах прослеживается взаимосвязь наличия коллекторов как с условиями накопления карбонатного осадочного материала, так и с постседиментационными процессами.



# АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ РАЗРЫВНОЙ ТЕКТониКИ НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

*Гаврин М.В., Жемчугова В.А.*

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва*

На сегодняшний день район Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) является ключевой областью нефтегазоносности в Республике Саха (Якутия) и Иркутской области. Район характеризуется большим объемом геологоразведочных работ, в том числе активно проводится 3D-сейсморазведка. Как следствие переинтерпретации сейсмического материала прошлых лет и интерпретации новых данных меняется представление о структурно-тектоническом строении месторождений углеводородов. Поиск особенностей влияния разрывной тектоники на нефтегазоносность позволит совершенствовать методику проектирования разработки месторождений и определить оптимальные места заложения проектируемых добывающих скважин.

Целью исследования являлось проведение краткого обзора влияния разрывной тектоники на нефтегазоносность вендских отложений НБА.

Задачи решались методами анализа фактической и литературной информации. Объектом исследования являлись терригенные вендские отложения НБА.

Проанализировав работы [1], [3], [5], сделаны следующие выводы по типизации основных крупных залежей НБА, представляющих промышленный интерес (рисунок 1):

- по типу ловушки большинство залежей углеводородов (УВ) являются неантиклинальными (около 60%);
- по типу резервуара большинство залежей УВ являются пластовыми (>85%);
- большинство залежей (>55%) характеризуется блоковым строением;
- для залежей, границы которых определяются литологическим фактором распространено тектоническое экранирование (>50%).

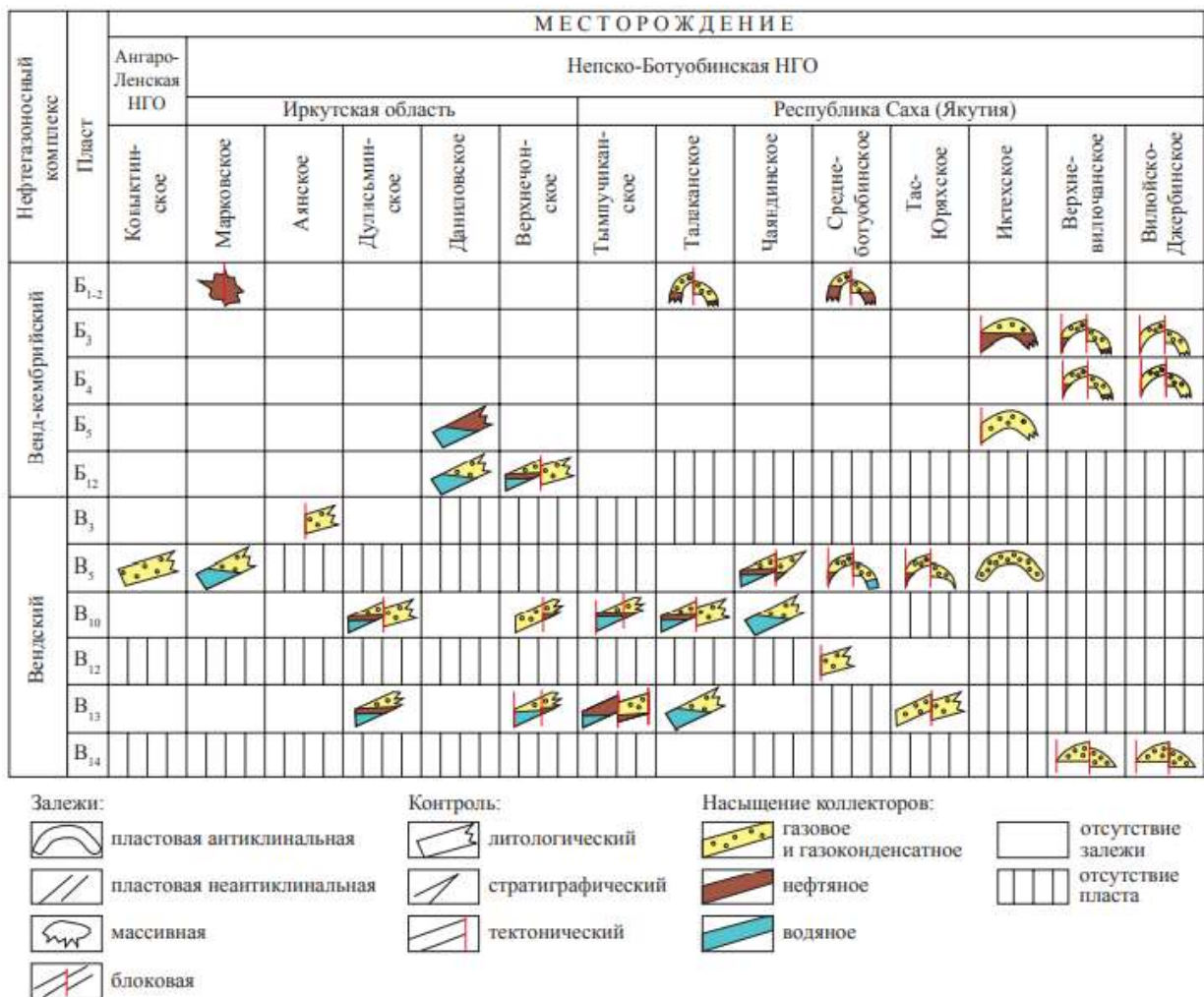


Рис. 2. Типы залежей НБА.

Согласно работам [3], [4], [5] по влиянию дизъюнктивной тектоники НБА на нефтегазоносность, следует отметить:

- разломы характеризуются отсутствием крупных вертикальных перемещений блоков фундамента;
- большая часть дизъюнктивных нарушений несет следы горизонтальных движений;
- по времени формирования разломы разделяются на 2 основные группы – доплатформенные и платформенные;
- структурные ловушки в терригенных породах венда характеризуются субмеридиональным простиранием. Это дает основание предположить, что структурными планами залежей наследуется простирание различных активированных разломных систем. Такую особенность пространственного размещения стратиграфически разноуровневых залежей, выступающую как тектоническая закономерность, подтверждают результаты анализа структурных построений и гидродинамических испытаний скважин по продуктивным горизонтам, хорошо изученным глубоким бурением, на уникальном и крупном Чаяндинском нефтегазоконденсатном и Талаканском газонефтяном месторождениях [5].

Таким образом, тектоника оказывает значительное влияние на генерацию и аккумуляцию углеводородов. Существенная часть месторождений УВ приурочена к разломным антиклинальным структурам различного порядка. Особое значение для района исследования тектонический фактор приобретает благодаря сложному строению осадочного чехла – присутствию линейной складчатости, обилию разрывных нарушений.

### Список литературы

1. Арчegov В.Б. Блоковая делимость и нефтегазоносность Сибирской платформы / В.Б. Арчegov, Э.А. Базанов и др. // Нефтегазовая геология на рубеже веков. Т. 1: Фундаментальные основы нефтяной геологии. – СПб. 1999 – С. 156–162.
2. Берзин А.Г. Особенности формирования многопластовых залежей углеводородов месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы / А.Г. Берзин, И.В. Рудых, С.А. Берзин // Геология нефти и газа. – 2006. – № 5. – С. 14–20.
3. Ивченко О.В. Влияние разрывной тектоники на нефтегазоносность вендско-нижнекембрийских отложений южных районов Сибирской платформы/Вести газовой науки. 2016 – С. 40–62.
4. Сафронов А.Ф. Зоны нефтегазонакопления на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы / А.Ф. Сафронов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2006. – № 7. – С. 18–24.
5. Топешко В.А. Типы залежей нефти и газа юга Сибирской платформы / В.А. Топешко, Л.В. Рябкова // Геология и геофизика. – 2000. – Т. 41. – № 6. – С. 896–904.
6. Шемин Г.Г. Тектонические предпосылки перспектив нефтегазоносности Непско-Ботуобинской антеклизы / Г.Г. Шемин // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – С. 40–47.

МЕТОДИКИ ОБОСНОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ  
ДЛЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ  
С НИЗКОЙ НАЧАЛЬНОЙ НАСЫЩЕННОСТЬЮ

*Кротова А.Г.<sup>1</sup>, Шпуров И.В.<sup>1</sup>, Кузовлев С.С.<sup>2</sup>*

<sup>1</sup> *Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва*

<sup>2</sup> *ООО «Проектирование и анализ разработки нефтяных и газовых месторождений» (ООО «РАНГ-проект»)*

Коэффициент вытеснения нефти – отношение количества нефти, вытесненной при длительной интенсивной промывке порового пространства, куда проник рабочий агент, в основном - вода, к начальному количеству нефти в том же объеме.

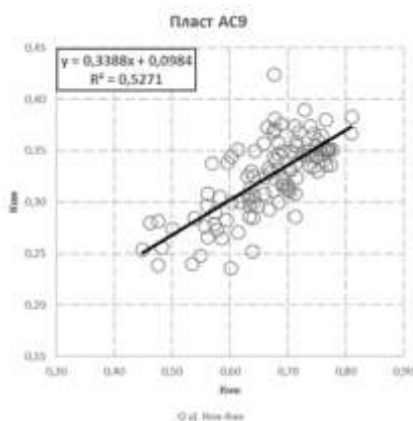
Процесс вытеснения нефти зависит от многих факторов: структуры и характеристики коллектора, неоднородности, свойств, насыщающей его нефти, системы размещения скважин, а также сетки скважин.

Необходимость определения коэффициента вытеснения заключается в том, что он непосредственно связан с нефтенасыщенностью и имеет большое значение для оценки продуктивности пласта и определения коэффициента нефтеизвлечения.

Целью работы являлось продемонстрировать методику определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности, принимаемого для проектирования нефтяных месторождений.

Задачи решались методами математической статистики. Объектом исследования являлся пласт АС<sub>9</sub> вартовской свиты нижнемелового возраста (K<sub>1g</sub>-br), характеризующийся низкой начальной нефтенасыщенностью – 0,48.

Стандартный метод определения коэффициента вытеснения предусматривает определение полноты извлечения нефти из образца породы-коллектора за счет фильтрации через него воды до практически полной обводненности продукции.



*Рис. 1. Установленная РД,  
функциональная зависимость  
 $K_{он}-K_{ни}$*

По установленным правилам коэффициенты вытеснения для пластов обосновываются на основе зависимостей [3]:

1. остаточной нефтенасыщенности от начальной нефтенасыщенности (рис. 1);
2. коэффициента вытеснения от проницаемости;
3. коэффициента вытеснения от начальной нефтенасыщенности;
4. коэффициента вытеснения от остаточной нефтенасыщенности.

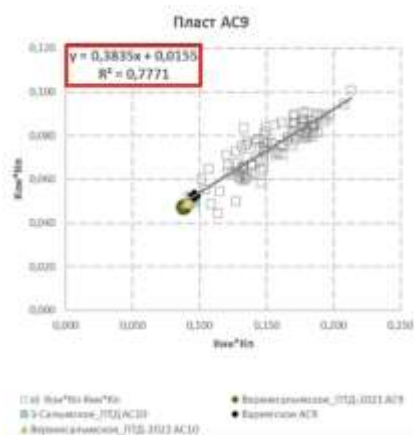


Рис. 2. Линейная корреляционная связь вида:

$$K_{он} * K_{п} - K_{он} * K_{п}$$

Использование приема умножения осей абсциссы и ординаты на коэффициент пористости позволило значительно улучшить корреляционную зависимость – 0,77.

Дополнительно были рассчитаны коэффициенты вытеснения по другим стандартным видам функциональных зависимостей в сравнении их поведения с линейной. Было установлено, что рассчитанные  $K_{выт}$  сильно занижены, либо сильно завышены.

Зависимость параметров построена по результатам 108 опытов специальных исследований ядра пластов АС<sub>9</sub> Варейгского и Лянторского месторождений ( $K_{он} * K_{п} = 0,3835 * K_{пн} * K_{п} + 0,0155$ ). Установлено, что 95% (103 образца) расчетных и фактических значений  $K_{он}$  оказались в границах отклонений менее  $\pm 15\%$ .

Установлено, что для низкопроницаемых коллекторов с низкой начальной насыщенностью параметры расчетных коэффициентов описываются линейной функциональной зависимостью.

#### Выводы:

1. Были рассмотрены различные виды зависимостей, определен вид зависимости ( $K_{он} - K_{пн}$ ) для низких значений  $K_{пн}$ ;
2. Установлено, что объемный подход в определении коэффициента вытеснения для коллекторов с низкой начальной насыщенностью является корректным и применимым для обоснования остаточной нефтенасыщенности;
3. Параметры коэффициентов начальной насыщенности, пористости и остаточной насыщенности описываются линейной зависимостью с высокими коэффициентами корреляции без ограничения области решения уравнения;
4. Для пласта АС<sub>9</sub> по результатам 108 определений предложена функциональная зависимость линейного вида:  $K_{он} * K_{п} = 0,3835 * K_{пн} * K_{п} + 0,0155$  ( $R^2 = 0,777$ ,  $R = 0,88$ ).

#### Список литературы

1. «Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, приказ от 20 сентября 2019 года N 639).

## ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДОНХЭ В КИТАЕ

*Глебова Л. В., Чи Цинюань*

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва*

Таримский бассейн является основным нефтегазодобывающим регионом, продукция которого является частью национального проекта «Транспортировка газа Запад-Восток». Разведка и разработка нефти и газа в Таримском бассейне является основным проектом стратегии «Западное развитие Китая».

Нефтяное месторождение Донхэ разрабатывается более 20 лет и находится на поздней стадии разработки. Результаты исследования геологического состояния месторождения являются информативными и дают возможность понять дальнейшую перспективу нефтяного месторождения Донхэ, оставшиеся запасы нефти, распределение остаточной нефти, оптимальные методы для повышения нефтеотдачи.

В результате изученности геологического состояния нефтяного месторождения Донхэ получены данные о больших запасах нефти и перспективах дальнейшей разработки. Выводы следующие:

Таримский бассейн, расположенный на северо-западе Китая, представляет собой сверхглубокий бассейн со сложным геологическим строением. Нефтяное месторождение Донхэ Таримского бассейна приурочено к тектонической зоне разломов Донхэтанга и купольной части поднятия Табей. В настоящее время на нефтяном месторождении Донхэ открыто 5 нефтесодержащих структур. Основными нефтесодержащими коллекторами являются объекты юрского периода JIII, JIV и пласты каменноугольного возраста. В 1992 году на начальном этапе разработки месторождения Донхэ геологические запасы нефти составляли 23,98 млн тонн, при этом нефтеносная площадь структурной ловушки имеет размеры 8,2 км. В настоящее время геологические запасы нефти на месторождении пересчитаны и составляют 24,75 млн тонн.