

Московский государственный университет
имени М.В. Ломоносова

Геологический факультет



НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

***ЛОМОНОСОВСКИЕ
ЧТЕНИЯ***

СЕКЦИЯ ГЕОЛОГИИ

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

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

СБОРНИК
ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ

Москва
2021

Содержание:

1.	Исследование механизма генерации сероводорода в газоконденсатном месторождении бассейна Дехрам (Юго-запад Ирана) Х. Голизаде, Н.П. Фадеева, Е.А. Краснова	2
2.	Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности бассейна Восточно-Сибирского моря Д.К. Ершова, А.И. Конюхов	3
3.	Геохимия нефтей и органического вещества мезозойских отложений юго-западной части Западно – Сибирского НГБ И.К. Комков, М.В. Дахнова, Т.П. Жеглова	5
4.	Трехмерное моделирование как основа прогноза качества угольных пластов Е.В. Кузеванова, Е.Ю. Макарова, Н.Н. Игнатъев, Т.Р. Жамалетдинов, Н.Д. Эппель	11
5.	Условия формирования и нефтегазоносность нижнедевонских отложений северо-востока Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна Е.Е. Маслова, В.А. Жемчугова	14
6.	Реконструкция палеогеографических условий накопления клиноформенных толщ и прогноз природных резервуаров А.В. Мордасова, А.А. Сулова, А.В. Ступакова, Е.О. Бабина, Р.С. Сауткин, А.А. Гильмуллина, М.Е. Воронин, М.А. Величко	15
7.	Анализ различий ОВ нефтегазоматеринских толщ и нефтей Красноленинского свода методами машинного обучения К.О. Осипов, А.В. Ступакова, Р.С. Сауткин, М.А. Большакова	22
8.	Влияние тектоники и магматизма Сибирской платформы на геологическое строение коллекторов и разработку месторождений нефти и газа В.В. Шелепов, А.Ю. Попков	24
9.	Анализ генерационного потенциала древних низкоуглеродистых формаций Лено-Тунгусского НГБ Е.Д. Сивкова, А.В. Ступакова	26
10.	Прогноз фазового состава углеводородов в Большехетской впадине Западно-Сибирского НГБ Е.С. Шелков, А.В. Ступакова, Р.М. Гиляев	29
11.	Новое открытие перспектив углеводородов в миоценно-четвертичных отложениях в Западноморской глубоководной зоне дельты Нил (Египет) М. Эльшех, А.И. Конюхов	30
12.	Пермские нефтегазоматеринские породы восточной части впадины Фукан (Джунгарский нефтегазоносный бассейн) Ян Хоуцян, Е.В. Соболева	32
13.	Коллекторские свойства песчаников в базальных отложениях нижнего эоцена юго-восточной части впадины Цзиян, Бохайвань, КНР Ян Я, А.И. Конюхов	34

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЗМА ГЕНЕРАЦИИ СЕРОВОДОРОДА
В ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ БАССЕЙНА ДЕХРАМ
(ЮГО-ЗАПАД ИРАНА)

Х. Голизаде, Н.П. Фадеева, Е.А. Краснова

Геологический Факультет, Московский Государственный Университет им. М.В.Ломоносова

H.Gholizadeh@mail.ru

E.Krasnoca@oilmsu.ru

Fadeeva_Nataly@mail.ru

Бассейн Дехрам - один из основных газоносных бассейнов в юго-западной части Ирана, где в последние годы наблюдается повышение концентрации сероводорода, что в свою очередь экономически влияет отрицательно на последующие этапы разработки в данном бассейне. Таким образом, необходимо провести тщательное исследование, чтобы определить происхождение генерации H₂S в исследуемой области. Происхождение H₂S известно и обсуждалось многими авторами. Тремя основными источниками H₂S в коллекторах углеводородов являются:

- (1) Сульфатвосстанавливающие бактерии (BSR).
- (2) Термохимическое восстановление сульфата (TSR).
- (3) Термическое разложение органических веществ (нефти, битума и керогена).

Хотя термохимическое сульфатное восстановление (TSR) было предложено некоторыми авторами в качестве основного механизма этого явления в данном регионе, в этом исследовании была предпринята попытка привести аргументы, чтобы пренебречь влиянием этого механизма. Несовместимость карты распределения концентрации H₂S и карт содержания ангидрита как основного поставщика сульфат-иона отрицает возможность возникновения TSR. Содержание ангидрита было изучено и рассчитано с помощью анализа каротажных данных. Кроме того, были проведены изотопные анализы для определения источника увеличения сероводорода в этом бассейне. Для проведения изотопного анализа серы ($\delta^{34}\text{S}$) сера из газообразного H₂S была осаждена сразу во время отбора проб с подкисленным ацетатом кадмия в форму CdS. Затем в лаборатории осажденный сульфид кадмия отделяли фильтрованием и сушили, чтобы избежать вторичной реакции окисления, которая могла бы изменить изотопный состав. Количество изотопа серы колеблется от -5 до -8 ‰. Значения изотопов серы в образцах горных пород варьируются от + 8,3% до + 34,9% в зависимости от возраста пласта. Эта разница в значениях изотопов серы, в дополнение к температуре коллектора (90-110 °C), указывает на то, что другие механизмы, кроме TSR, должны быть ответственны за наблюдаемый сероводород в этом месторождении, так как TSR обычно происходит в температурах более 120°C. Относительно высокая пластовая температура также не учитывает возможность возникновения BSR. Анализ температура была сделана программой *Petromod*. Таким образом предполагается, что причиной данного явления является термохимическое разложение органического вещества.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БАСЕЙНА ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО МОРЯ

Д.К. Ершова, А.И. Конюхов

Геологический Факультет, Московский Государственный Университет им. М.В.Ломоносова

Районом исследования является бассейн Восточно-Сибирского моря, расположенный в восточной части Арктики.

В регионе отсутствует глубокое бурение, поэтому основным методом изучения геологического строения акватории является интерпретация сейсмических данных. Для их привязки используются результаты исследований континентального обрамления моря и близлежащих островов, а также результаты бурения скважин на о. Айон, скв. АСЕХ на хребте Ломоносова и в американском секторе Чукотского моря.

Сейсмические данные и данные бурения на сопредельных территориях позволили предположить докайнозойский (меловой) возраст отложений нижней части осадочного чехла в южной части акватории (Попова и др., 2018). Также предполагается, что осадочный чехол представлен преимущественно терригенными отложениями, мощность которых в самых погруженных частях достигает 9 км. Однако такая стратификация поддерживается не всеми учеными, занимающимися исследованием Арктики, поэтому этот вопрос до сих пор остается дискуссионным.

В тектоническом отношении Восточно-Сибирский шельф входит в состав пассивной континентальной окраины Северного Ледовитого океана. В акватории выделены основные структурные элементы (по Ступаковой и др., 2017): поднятие Де-Лонга, Новосибирский прогиб, Барановское поднятие, Дремхедский прогиб, Шелагское поднятие, Врангелевское поднятие.

Предполагается, что возраст акустического фундамента – доаптский, что подтверждается складчато-надвиговыми деформациями, выявленными на основе анализа сейсмической волновой картины (Драчев и др., 2001). Такое предположение подтверждается результатами изотопного датирования постскладчатых интрузивных гранитоидных тел на Новосибирских островах и континентальной Чукотке (Попова и др., 2018).

Промышленная нефтегазоносность Восточно-Сибирского моря на сегодняшний день не доказана. Однако в акватории были зафиксированы нефте- и газопроявления, более того бассейны-аналоги имеют доказанный углеводородный потенциал.

Основные предполагаемые перспективы нефтегазоносности связывают с кайнозойскими отложениями, распространенными на всей площади бассейна и представленными песчано-глинистыми породами. В нижней части разреза предполагается распространение глинистой

нефтегазоматеринской толщи, формирование которой связано с глобальным потеплением (PETM), затронувшим всю Восточную Арктику. Коллекторами в этом комплексе могут выступать прибрежно-морские и дельтовые песчаники, имеющие широкое распространение в районе исследований и доказанную нефтегазоносность в бассейне Боффорта-Маккензи, который является аналогом бассейна Восточно-Сибирского моря. Роль покрышек могут выполнять глинистые толщи, установленные в разрезе по сейсмическим данным. Прогнозные залежи УВ могут быть связаны с антиклинальными ловушками сводового или экранированного типа.

Таким, образом, бассейн Восточно-Сибирского моря имеет сложное геологическое строение и низкую степень изученности. Однако открытые крупные месторождения углеводородов в нефтегазоносных бассейнах американского сектора Арктики, которые рассматриваются как аналоги для бассейна Восточно-Сибирского моря, позволяют предполагать его высокий нефтегазоносный потенциал.

Благодаря новым данным, полученным за последние несколько лет, стало возможным уточнение тектонического строения бассейна Восточно-Сибирского моря, а также более детальное расчленение осадочного чехла и выполнение более точной стратиграфической привязки. Новые данные позволили выполнить оценку нефтегазоносного потенциала региона.

ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ И ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО – СИБИРСКОГО НГБ

И.К. Комков, М.В. Дахнова², Т.П. Жеглова²

¹МГУ имени М.В. Ломоносова

²ФГБУ “ВНИГНИ”

На данный момент времени многими исследователями собран большой фактический материал по генетическим характеристикам нефтей и битумоидов Западно-Сибирского бассейна [1,2]. В тоже время одна из перспективных территорий Карабашская зона, практически не изучена в этом направлении. На её территории открыты лишь единичные месторождения нефти и газа, хотя прилегающие территории - это богатейшие нефтегазоносные районы, такие как Красноленинский, Шаимский, Приобский, где открыто множество месторождений углеводородов.

Целью изучения геохимических характеристик нефтей и их сравнения с аналогичными характеристиками битумоидов нефтематеринских пород было определение участия (или неучастия) различных нефтематеринских толщ в образовании скоплений УВ. Эти исследования позволяют также проследить направление миграции УВ от очагов их генерации. Всего изучено 29 проб нефтей из разновозрастных пород Карабашской зоны и прилегающих районов (рис. 1).

Как показал анализ общих характеристик нефтей, они сильно различаются по плотности – от особо легких (плотностью менее 830 кг/м³) и легких (плотностью менее 850 кг/м³) до тяжелых и битуминозных, плотность которых превышает 895 кг/м³. Содержание серы в нефтях также варьирует в широких пределах (от 0,07 до 2,45%). Обычно особо легкие и легкие нефти – малосернистые и содержат меньше смол и асфальтенов, а тяжелые по плотности нефти – сернистые и высокосернистые с большим содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов.

Наиболее тяжелые нефти с повышенным содержанием серы и смолисто-асфальтеновых компонентов приурочены к продуктивным горизонтам мела. В верхнеюрских отложениях, кроме пласта Ю0 Галяновского месторождения, а также в отложениях средней юры и в палеозое присутствуют легкие и особо легкие нефти с невысоким содержанием смол и асфальтенов. Баженовские нефти пласта Ю0 Галяновского месторождения содержат сернистые нефти средней плотности.

№	Месторождение, площадь	№ скв.	Возраст	Пласт
1	Приобское	4270 (163)	K ₁	АС ₁₀
11	Приразломное	7458 (286)	K ₁	БС _{4,5}
10	Приразломное	5333 (5)	K ₁	БС _{4,5}
12	Салымское (куст 100)	2623 (100)	K ₁	БС ₆
9	Приразломное	3276 (108)	K ₁	АЧ ₄
13	Сев.-Салымское (куст 82)	3014 (82)	K ₁	БС _{7,8}
27	Среднеазыское	227	J ₂ -PZ	Ю ₂ -PZ
2	Салымское (куст 33)	389 (33)	K ₁	АС ₁₀
3	Салымское (куст 32)	524 (32)	K ₁	АС _{10,11}
8	Салымское (куст 11)	137С (11)	K ₁	АС _{9,12}
7	Приобское	4242 (114)	K ₁	АС ₁₂
5	Приобское	3133 (112)	K ₁	АС ₁₁
6	Салымское (куст 1 Б)	1350г (1Б)	K ₁	АС ₁₁
14	Емалгальское	94	K ₁	флюид. снизу
24	Южно-Лыхминское	382	J ₂	Ю _{2,3}
15	Галияновское	2631	J ₃	Ю ₀
4	Зимняя	1	K ₁	АС _{10,12}
16	Среднеазыское	228	J ₃	Ю _{0,1}
19	Среднеазыское	3003	J ₃	Ю _{0,1}
21	Среднеазыское	3005	J ₃	Ю _{0,1}
20	Среднеазыское	3002	J ₃	Ю _{0,1}
22	Молодежное	3	J ₃	Ю _{0,1}
28	Восточно-Каменное	6221	J ₂	Ю _{2,4}
23	Восточно-Каменное	6242	J ₃	Ю ₃
17	Салымское	248(5)	J ₃	Ю ₀
18	Салымское	559	J ₃	Ю ₀

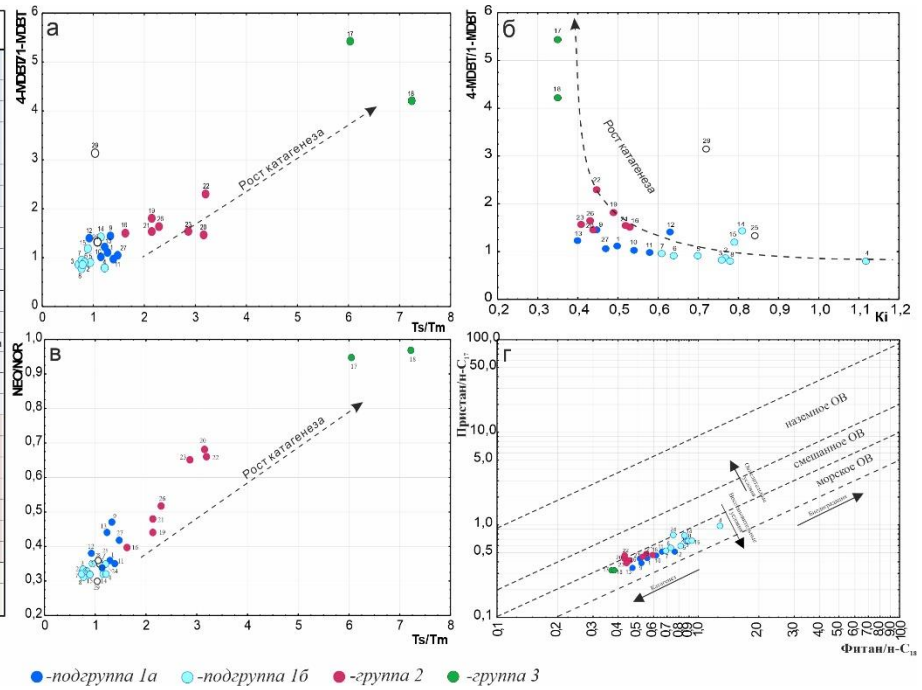


Рисунок 1. Корреляция нефтей по биомаркерным параметрам катагенеза: а) NEO/NOR и Ts/Tm,

б) 4-MDBT/1-MDBT и Ki в) NEO/NOR и Ts/Tm. г) Диаграмма Кеннона-Кессоу. Корреляция нефтей Карабашской зоны и прилегающих районов по параметрам фитан/н-С18 и пристан/н-С17

По изотопному составу углерода (ИСУ), изученные нефти практически однородны. Из общей массы проанализированных образцов явно выделяется только нефть Нижнегалияновской скв. 66, полученная из пород палеозоя с глубин 3196-3229 м. Эта нефть заметно (на 2-3 ‰) обогащена ¹³C – δ¹³C, составляет –28,4 ‰, в то время как δ¹³C большинства остальных нефтей варьирует в диапазоне от –31,5 до –32,2 ‰. (рис. 2)

Поскольку общие характеристики нефтей (кроме изотопного состава) сильно подвержены влиянию вторичных процессов (катагенных, гипергенных, миграционных), маскирующих их генетические особенности, основным объектом исследований в рамках настоящей работы был индивидуальный углеводородный состав нефтей, в первую очередь состав и распределение в них биомаркеров. Для выяснения закономерностей изменения биомаркерных характеристик нефтей был использован кластерный анализ.

Использованные для анализа параметры это наиболее широко используемые биомаркерные отношения, отражающие влияние типа материнского ОВ, условий его накопления и дальнейших преобразований в диагенезе и катагенезе [3].

В результате кластерного анализа нефти были подразделены на три группы, первая из которых подразделяется на две подгруппы: I группа объединяет нефти из отложений широкого стратиграфического диапазона – от средней юры-палеозоя до готеривских отложений (пласты АС₁₀₋₁₂). В группу II входят верхнеюрские нефти пластов Ю₀-Ю₁ и одна среднеюрская нефть (Восточно-Каменное месторождение, скв. 6221, пласт Ю₂₋₄). III группа состоит из двух нефтей пласта Ю₀ Салымского месторождения.

Для интерпретации результатов кластерного анализа были рассмотрены парные корреляции различных биомаркерных параметров. Проведенный анализ показал, что нефти выделенных групп различаются по уровню зрелости.

Самыми зрелыми, сильно отличающимися от всех остальных, являются нефти III группы, наименее зрелыми – нефти Ib подгруппы. Различия по зрелости нефтей Ia подгруппы и II группы незначительны.

Такое же распределение нефтей по зрелости показано на диаграмме Кеннона-Кессоу (рис. 1). На этой диаграмме видно также, что большинство изученных нефтей генерировано морским ОВ, накапливавшимся в восстановительных условиях. Вместе с тем следует отметить, что нефти из отложений средней юры и пород палеозоя (обр. 24, 26) смещаются на диаграмме к области смешанного ОВ.

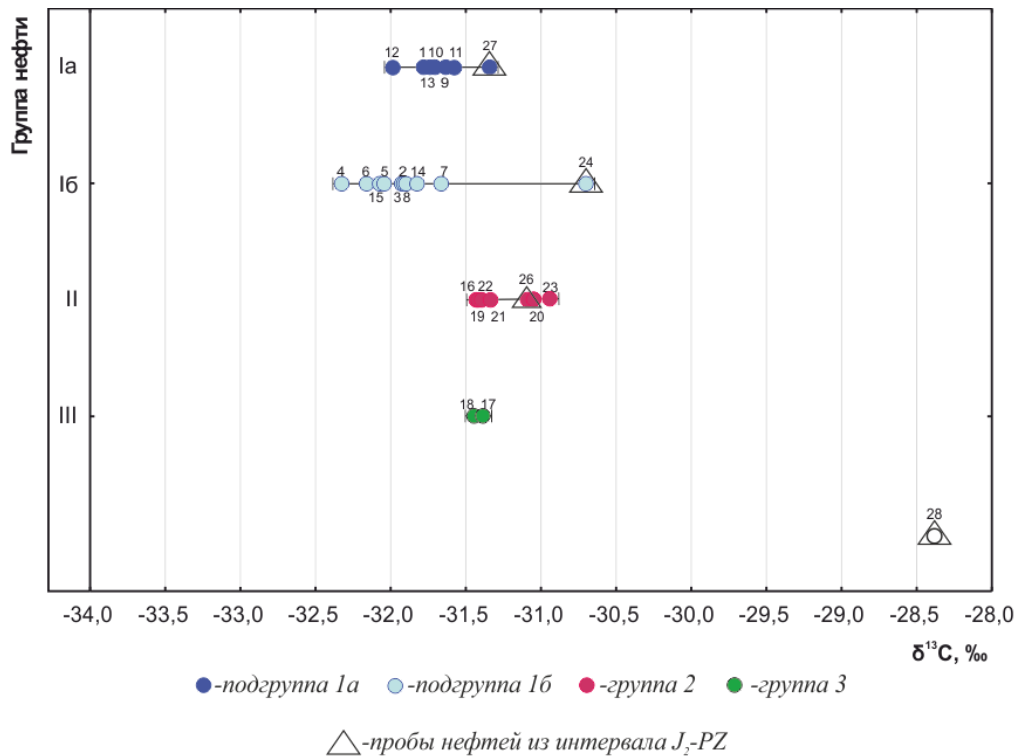
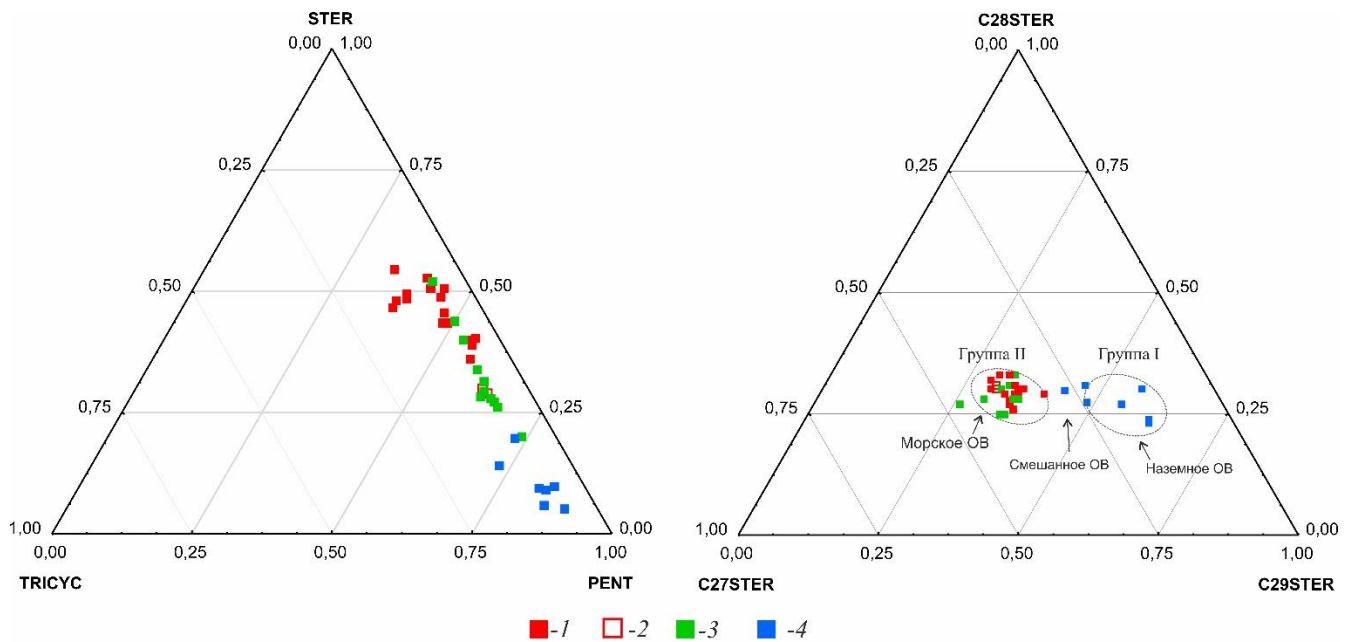


Рисунок 2. Соотношение изотопного состава углерода нефтей Карабаишской зоны и прилегающих районов

С помощью кластерного анализа с использованием широкого комплекса биомаркерных показателей изученные образцы битумоидов из образцов площадей Карабашской зоны были подразделены на две резко различающиеся группы. В I группу вошли битумоиды из нефтематеринских отложений тюменской свиты; во вторую (II) – из отложений абалакской и баженовской (тутлеймской) свит.

Детальное рассмотрение различий в составе биомаркеров битумоидов I и II групп показало следующее. Характерной особенностью состава полициклов в битумоидах I группы, в отличие от II, является резкое преобладание в них пентациклических тритерпанов, относительно содержание стеранов и трициклических тритерпанов низкое. В составе стеранов резко преобладают C29 гомологи, как среди биоэпимеров $\alpha\alpha\alpha$ -стеранов, так и среди изостеранов. Наблюдаемые особенности распределения полициклических биомаркеров указывают на существенный вклад в материнском ОБ битумоидов I группы липидов высшей наземной растительности (рис.3.) Необходимо отметить, однако, что по характеру распределения n-алканов тюменские битумоиды неоднородны.

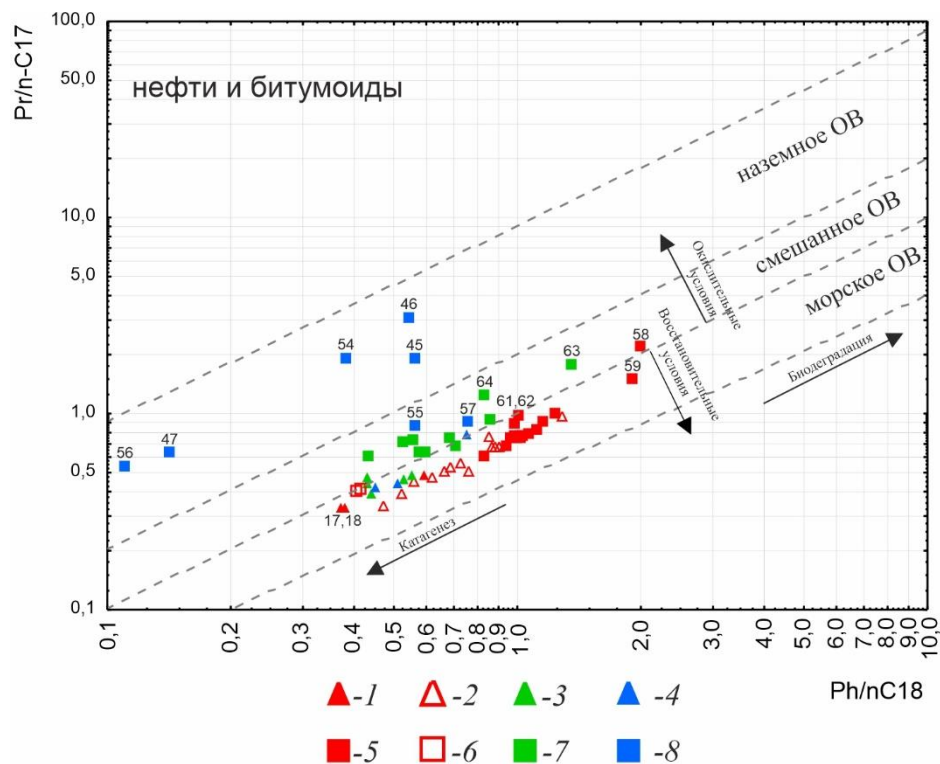


1-4- битумоиды из отложений: 1- баженовской свиты; 2-баженовской свиты из скв. Молодёжная 3; 3- абалакской свиты; 4- тюменской свиты и нижней юры

Рисунок 3. Треугольная диаграмма, показывающая относительное распределение стеранов, пента - и трициклических тритерпанов STER, PENT и TRICYC и C27: C28: C29 биоэпимеров $\alpha\alpha\alpha$ –стеранов в битумоидах из разновозрастных отложений

Так, в двух образцах (№55 скв.1 Шугурской пл. и №57 скв.23 Кашатской пл.) в составе н-алканов доминируют низкомолекулярные гомологи, значения отношения $n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{17}$ очень низкие и составляют 0,27 и 0,16 против – 0,67-3,64 в остальных образцах. Значения отношения пристан/фитан также ниже (2,05 и 1,31), чем в остальных образцах. По-видимому, вклад гумусового материала в материнском ОВ этих двух образцов меньше, по сравнению с большинством других образцов из тюменской свиты.

В результате детальных геохимических исследований установлено, что битумоиды баженовской (нижнетутлеймской) и абалакской свит четко различаются по целому ряду биомаркерных параметров, отражающих тип материнского ОВ и условия его преобразования в диагенезе. Наблюдаемые различия могут быть использованы для уточнения границы между баженовской и абалакской свитами.



1- 4 нефти из отложений: 1 - баженовской свиты; 2- меловых отложений; 3- абалакской свиты; 4- средней юры и палеозоя; 5-8 - битумоиды: 5 - баженовской свиты; 6- баженовской свиты из скв. Молодёжная 3; 7-абалакской свиты; 8- тюменской свиты

Рисунок 4. Диаграмма Кеннона-Кессоу. Корреляция нефтей и битумоидов Карабашской зоны и прилегающих районов по параметрам фитан/ $n\text{-C}_{18}$ и пристан/ $n\text{-C}_{17}$

Большинство среднеюрских битумоидов (за небольшим исключением) резко отличаются, как и от баженовских, так и от абалакских. Лишь отдельные образцы тюменских битумоидов по составу и распределению биомаркеров характеризуются сходством с абалакскими битумоидами.

Нижнеюрские битумоиды, в основных чертах, мало отличаются от среднеюрских.

В результате корреляции битумоидов разновозрастных материнских пород и нефтей прилегающих к Карабашской зоне районов установлено, что:

- Нефти, полученные из пласта Ю₀ и меловых отложений, генетически связаны с материнскими породами баженовской свиты (рис. 4).

- Генерационными источниками залежей УВ в пластах Ю₀₋₁, наряду с баженовскими, могли быть абалакские материнские отложения. За счет баженовских и абалакских материнских отложений могли быть сформированы также скопления нефти в пластах Ю₂₋₃ Ю₂₋₄ на Южно-Лыхминском и Восточно-Каменном месторождениях и в средней юре-палеозое на Средненазымском месторождении (рис. 4).

- Нефть, полученная из палеозоя на Нижнегаляновском месторождении скв.66, резко отличается по ряду параметров от всех изученных. По распределению n-алканов эта нефть похожа на битумоид из отложений котухтинской свиты нижней юры.

Литература

1. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 181 с.
2. Шиманский В.К., Шапиро А.И., Васильева В.Ф., Вишневская Н.Б., Кунаева Н.Т., Туренкова Г.В. Особенности состава битумоидов рассеянного органического вещества аргиллитов мезозойских отложений юга Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2006. - Т.1.
3. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. – Cambridge, U.K.: Cambridge University Press. – 2005. – 1155 p.

ТРЕХМЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК ОСНОВА ПРОГНОЗА КАЧЕСТВА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Е.В. Кузеванова, Е.Ю. Макарова, Н.Н. Игнатьев, Т.Р. Жамалетдинов, Н.Д. Эппель

Необходимость использования трехмерного геологического моделирования с каждым годом становится все более очевидной. Геологи на угледобывающих предприятиях часто сталкиваются с проблемами неподтверждения угленосности и качества угля, которые сложно решить традиционными способами, используя разрозненную геологическую информацию в виде таблиц и двухмерных карт. На сегодняшний день трехмерные геологические модели построены для единичных угольных месторождений России. Одной из важных причин такого положения дел в угольной отрасли является отсутствие нормативной базы как для построения 3-х мерных моделей, так и для использования их при подсчете запасов. При этом, на ряде геологических и добывающих угольных предприятий предпринимаются попытки, в разной степени успешности, моделирования объекта разработки с помощью различных ПО, зачастую не специализированных для угольной отрасли.

В своей работе авторы на примере построенной трехмерной геологической модели Мугунского бурогоугольного месторождения (Иркутский бассейн) показывают возможность прогноза качества и особенностей строения угольных пластов, что может быть положено в основу планирования селективной отработки пластов с заданными качественными характеристиками.

Фактическим материалом для моделирования послужили данные опробования по 648 скважинам детальной разведки с густотой разведочной сети 250-500 м. В программе ГГИС Геомикс была создана база данных геологоразведочных скважин, построена каркасная модель для отдельных угольных пластов месторождения, а также построены блочные модели для отдельных пластов. Расчет параметров качества в блочных моделях проводился интерполяцией данных методом обратных взвешенных расстояний.

Были построены карты распределения основных качественных характеристик угля: мощности, зольности, содержания серы, мощности породных прослоев (рис. 1). Полученные модели были проанализированы с точки зрения установления взаимосвязи между геологическим строением, характером угленосности и качеством угля.

Установлено, что угольные пласты Мугунского месторождения на участке детальной разведки имеют максимальную мощность в юго-западной части участка, расщепляясь к востоку и северо-востоку на отдельные пачки. Максимальная зольность пласта №1 (нижнего) наблюдается в южной и восточной части, в то время как в пласте №2 (верхнем) зольность

распределена неравномерно, образуя 2 локальные зоны пониженной зольности в восточной и западной части пласта.

Анализ распределения мощностей породных прослоев в угольных пластах показал, что в процессе формирования месторождения с юго-востока происходил привнос терригенного материала в палеоторфяник. На начальном этапе (в процессе формирования пласта №1) поступающий терригенный материал осаждался в юго-восточной части палеоторфяника. Позднее, в процессе формирования пласта №2, терригенный материал осаждался узкой полосой в направлении с юго-востока на север исследованного участка, что может свидетельствовать о существовании здесь фации проточного болота. Локальные участки внутриформационного размыва пласта являются косвенным тому подтверждением.

Угли Мугунского месторождения бурые. Одним из важных показателей качества этих углей является содержание серы, т.к. на месторождении отмечаются участки локального повышения этого показателя. Сера является вредной примесью, форма нахождения и концентрация которой определяют способ переработки и использования углей. Для исследуемого объекта прогноз сернистости на основании данных геологоразведочных работ является достаточно трудным в связи с невыявленными закономерностями ее распределения как по площади участка, так и в разрезе отдельных пластопересечений. В целом содержания серы выше в пласте №2 (верхнем), до 8 % в отдельных пластопересечениях, что классифицирует такой уголь как высокосернистый.

Авторами на базе созданной трехмерной модели рабочих пластов месторождения и генетическом анализе формирования торфяника показана возможность более точного прогноза сернистости углей.

Трехмерное моделирование позволило получить наглядную картину распределения параметров качества угля в пластах. Показана возможность анализировать полученные результаты пространственной модели совместно с распределением угленосности и геологическим строением, что дает возможность фациального, палеотектонического и др. анализа.

Авторы намерены продолжить исследование возможностей использования трехмерных моделей для прогноза качества угля с привлечением дополнительных данных лабораторных исследований, а также провести «трехмерный» морфоструктурный анализ с выходом на литолого-фациальные обстановки торфонакопления.

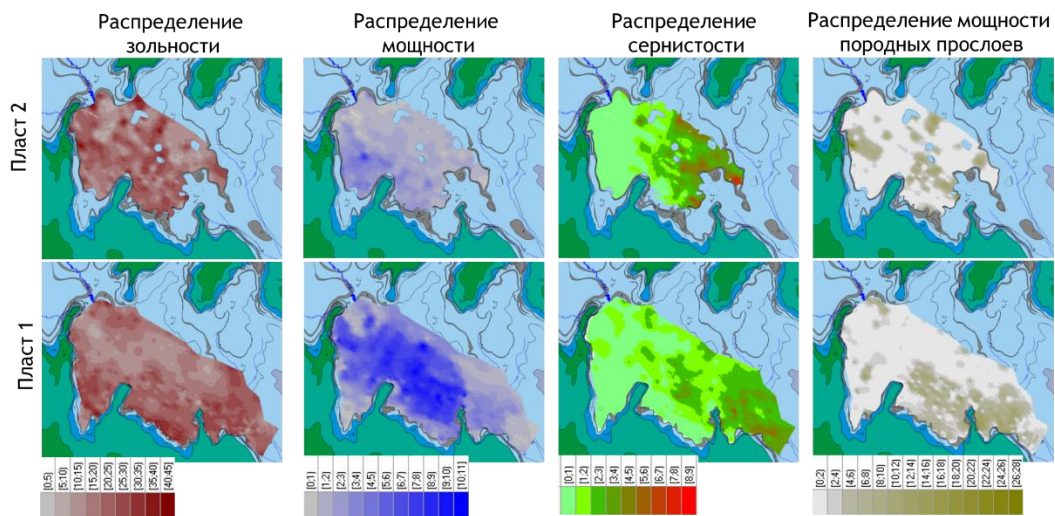


Рисунок 1. Распределение качественных показателей угля Мугунского месторождения по пластам

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НИЖНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ВОСТОКА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Е.Е. Маслова, В.А. Жемчугова

Основная продуктивность месторождений северо-востока Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ) связана с резервуарами в нижнедевонских карбонатных отложениях, которые вследствие фациального разнообразия и различной интенсивности вторичных преобразований характеризуются высокой степенью неоднородности. Кроме того, существенное влияние на стратиграфическую полноту продуктивных отложений оказал среднедевонско-предфранский размыв. Непростое геологическое строение определяет сложность поиска новых залежей и разработки открытых месторождений, что обуславливает актуальность прогнозирования свойств резервуаров как локально в пределах месторождения, так и на территории одной или нескольких нефтегазоносных областей.

Основой для седиментологических исследований послужил керновый материал и шлифы нижнедевонских отложений по скважинам, пробуренным в пределах восточного борта Хорейверской впадины и вала Гамбурцева, а также данные ГИС и результаты петрофизических исследований образцов керна. Нижний девон на северо-востоке Тимано-Печорского НГБ присутствует в объеме лоховского яруса, в разрезе которого снизу вверх выделяются доломитовая пачка – в овинпармском горизонте, глинисто-доломитовая и сульфатно-доломитовая – в сотчемкыртинском. Установлено, что накопление данных отложений происходило главным образом в условиях обширных приливно-отливных равнин, мелководных сублиторалей и развитых в их пределах отмелей.

Основная продуктивность месторождений исследуемого района связана с доломитовой пачкой овинпармского горизонта. Значительную долю коллекторов составляют отложения фаций карбонатных отмелей с биокластовой и каркасной седиментацией, литологически представленные доломитами с хорошо прослеживаемой реликтовой структурой строматопороидей. Эффективная пористость коллекторов обеспечивается развитием полигенной пористости, которая включает межкристаллическую, каверновую и трещинную составляющие, значения K_p изменяются от 5 до 15%. Коллекторы также связаны с фациями сублиторали с биокластово-бактериально-водорослевой седиментацией, однако лишь в той части разреза, где известняки подверглись интенсивной доломитизации и выщелачиванию. Во вторичных доломитах сублиторали высокие фильтрационно-емкостные характеристики обусловлены развитием межкристаллических пор и очень интенсивной сети микротрещин, совместное действие которых определяет эффективную пористость и проницаемость доломитов.

РЕКОНСТРУКЦИЯ ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НАКОПЛЕНИЯ КЛИНОФОРМЕННЫХ ТОЛЩ И ПРОГНОЗ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

А.В. Мордасова¹, А.А. Сулова¹, А.В. Ступакова¹, Е.О. Бабина¹, Р.С. Сауткин¹,
А.А. Гильмуллина², М.Е. Воронин¹, М.А. Величко¹

¹ МГУ имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих
ископаемых

² Университет г. Берген, факультет наук о Земле

В клиноформных толщах разного возраста в пределах различных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) открыты залежи нефти и газа. Наиболее широко известным примером являются нижнемеловые клиноформы Западно-Сибирского НГБ, в которых открыты уникальные месторождения нефти и газа. С клиноформами миоценового возраста связаны месторождения Северо-Сахалинского НГБ (Сизиков, 2016; Волконская, 2017; Костров и др., 2018), с клиноформами майкопской серии олигоценного возраста в Терско-Каспийском прогибе – залежи и нефтегазопроявления (Шарафутдинов, 2003; Яндарбиев и др., 2017), нефтепроявления также обнаружены на шельфе Баренцева моря в среднетриасовой свите Снадд, имеющей клиноформенное строение (Glorstad-Clark et al., 2011; Норина, 2014; Klausen, 2015). Клиноформенные толщи также являются ценным источником информации о направлении сноса осадочного материала и палеогеографических условиях, особенно при отсутствии каменного материала. При этом, клиноформное строение осложняет межскважинную корреляцию; сопоставление одновозрастных отложений в косослоистых толщах невозможно без увязанных сейсмических и скважинных данных. В связи с этим необходимо разработать единый подход к изучению клиноформенных толщ с учетом достижений зарубежных ученых в этой области (Johannessen, Steel, R.J., 2005; Helland-Hansen, Hampson, 2009; Klaussen, Helland-Hansen, 2018).

Теоретические основы

Согласно определению из Стратиграфического кодекса России, “Клиноформа – клиновидная (линзовидная) в разрезе толща с отчетливыми первичными наклонами слоев, сложенная обломочными породами и формирующаяся в склоновой части палеобассейна седиментации за один цикл колебаний относительно уровня моря” (Стратиграфический кодекс..., 2005). В целом под понятием клиноформы понимают профиль отложений, имеющий “сигмовидную” форму, чаще всего накопившийся на склоне бассейна осадконакопления или вблизи бровки шельфа. Rich, J.L., один из первых, кто ввел понятие клиноформ в седиментологии, понимал под ними именно косую часть профиля, исключая отложения в верхних и нижних частях (Rich., 1951). Начиная с 80-х годов, под клиноформой понимают все составляющие сигмовидного комплекса, подразделяя его на 3 синхронные части: шельфовый покров – ундаформы, склоновые

образования - собственно клиноформы, а также донное клиновидное тело – фондоформы (Mitchum et al. 1977; Гогоненков, 1988).

Основным источником информации о строении клиноформенных толщ являются временные сейсмические разрезы (ВСП) и каротажные данные. Одним из методов сейсмической стратиграфии, успешно применяемый при детальном анализе клиноформных тел, является анализ геометрии и траектории бровки клиноформ. В основе метода лежит представление о том, что береговая линия и граница мелководного шельфа геоморфологически выражаются в перегибе бровки клиноформ различного масштаба, и их миграция указывает на смещение различных сред осадконакопления во времени.

Клиноформные тела формируются путем бокового наращивания, их размеры непосредственно связаны с объемом аккомодационного пространства, в котором они откладываются. Чем больше высота клиноформ от подножия до бровки, тем больше была глубина бассейна осадконакопления (Helland-Hansen, Hampson, 2009; Pellegrini et al., 2020). Так, клиноформы высотой первые десятки метров формируются в условиях субэвральная дельты. К бровке этих клиноформ приурочена береговая линия. Клиноформы высотой в первые сотни метров формируются на склоне шельфа, а их бровки приурочены к границе мелководного шельфа (Helland-Hansen, Hampson, 2009, Schlager, Adams, 2001). Крупные клиноформные тела, высотой несколько сотен метров, формируются на современных пассивных окраинах океанов.

Траектория бровки клиноформ различного масштаба является результатом изменения ОУМ, батиметрии и привноса осадочного материала. Согласно этому методу, траектории бровки клиноформ, накопленных на шельфе, подразделяются на восходящие, нисходящие (плоские – как частный случай) и стационарные. Восходящая траектория указывает на широкое развитие и большие мощности прибрежных фаций, отсутствие эрозионных поверхностей и относительно слабый привнос осадочного материала вглубь бассейна. Нисходящие траектории обусловлены скудными и маломощными прибрежными фациями, присутствием эрозионных поверхностей на шельфе и развитием глубоководных конусов выноса.

Стационарная траектория бровки шельфа указывает на то, что осадочный материал практически полностью минует шельф и осаждается в глубоководной части бассейна. Развитие глубоководных конусов выноса, как правило, связано со стационарной или нисходящей траекторией, в то время как с восходящей траекторией связано обширное развитие прибрежно-морских фаций в ундаформе. Характер траектории бровки также контролирует и форму клиноформ: восходящая траектория определяет сигмовидный облик, в то время как, плоская и

нисходящая – косой или тангенциальный параллельный (Helland-Hansen, Hampson, 2009, Marin et al, 2017).

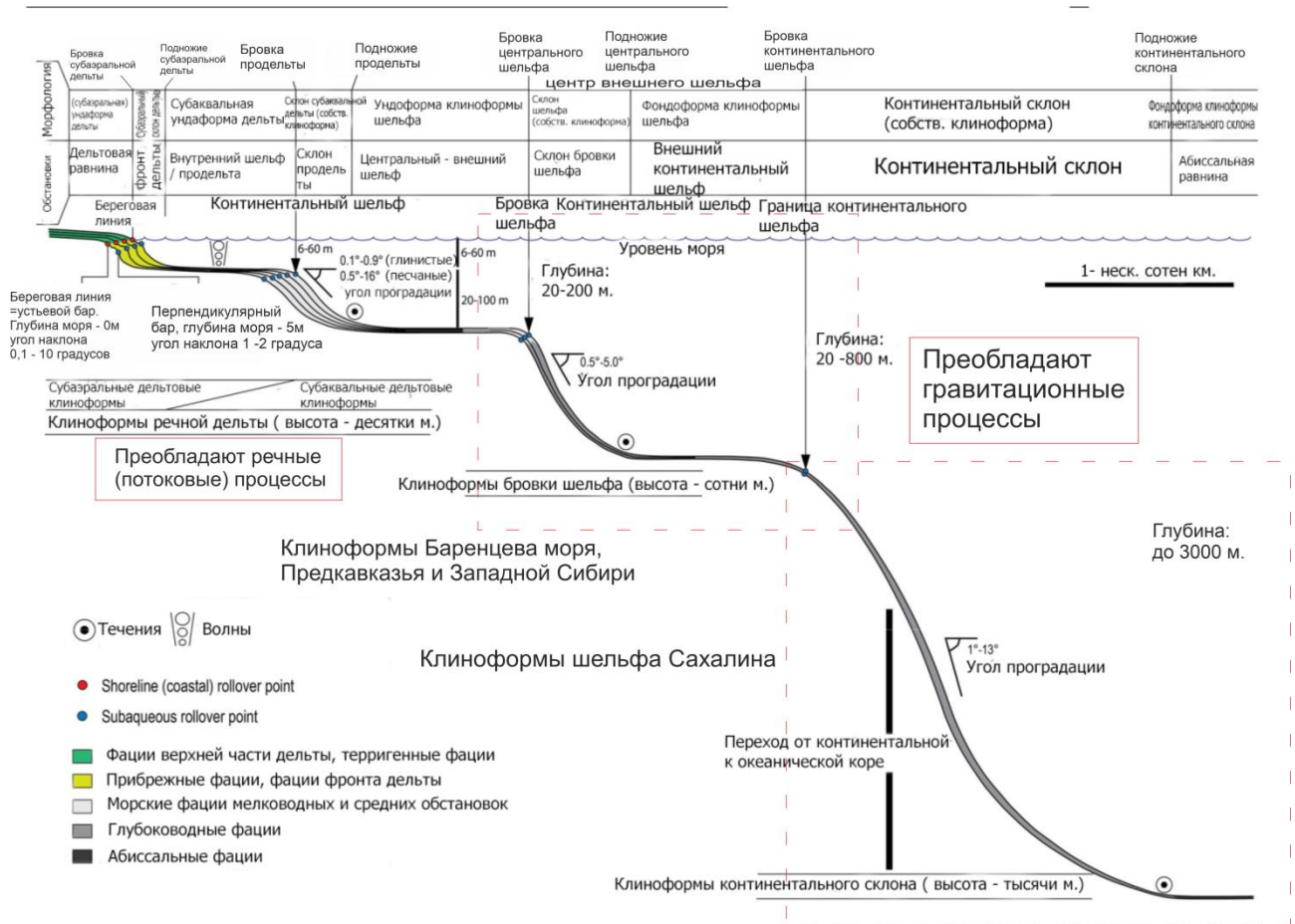


Рисунок 1. Упрощенный профиль строения клиноформ, формирующихся в обстановках от береговой линии до континентального подножия. (по Pellegrini et al., 2020, с изменениями М.А. Величко, А.В. Мордасовой)

Такое разнообразие форм и размеров определяет, что клиноформы имеют разный состав и латеральную фациальную изменчивость. И если возможность наличия песчаных пластов или линз определяется источником сноса осадочного материала (к примеру, клиноформы в Западно-Сибирском НГБ, проградирующие со стороны Урала, имеют преимущественно глинистый состав в отличие от клиноформ западного падения), то локализация песчаных пластов определяется тем, на каком этапе изменения ОУМ эти клиноформы накапливались. В этапе роста и стабилизации высокого ОУМ возможно формирование песчаных пластов прибрежно-морского и мелководно-морского генезиса в ундаформе, при падении и низком ОУМ более вероятен вынос грубообломочного материала на склон и в фондоформу.

Методика исследования клиноформенных толщ

Границы клиноформенных комплексов определяются на основе анализа характерных признаков несогласий на ВСП – прекращение корреляции осей синфазности по типу подошвенного прилегания, кровельного прилегания, подошвенного налегания и эрозионного срезания – и соответствуют границам крупных циклитов, выделенных по скважинным данным.

Внутри клиноформенного комплекса выявляются ОГ, связанные с поверхностями максимального затопления – наиболее яркие и протяженные отражения. Эти ОГ коррелируются по сети профилей и соответствуют границам циклитов более низкого порядка, выделяемым по скважинным данным. Дальнейшая корреляция отложений внутри клиноформенного комплекса проводится исключительно в пределах поверхностей максимального затопления. Проинтерпретированные профили выравниваются на кровлю клиноформенного комплекса и для каждого ОГ, связанного с поверхностью максимально затопления, определяется положение точек перегиба – бровки и подошвы. Точки перегиба клиноформ определяют положение основных палеогеографических границ: наиболее мелководной части (ундаформа), склоновой части (клиноформа) и наиболее глубоководной части (фондоформа) осадочного бассейна. Точки перегиба картируются для разновозрастных клиноформ и в комплексе с анализом сейсмических профилей дают представление о направлении сноса осадочного материала и ограничивают различные палеогеографические зоны (Мордасова и др., 2019).

При наличии глубинных сейсмических разрезов возможно оценить высоту клиноформных тел, которая, с учетом уплотнения пород, отражает палеоглубину бассейна осадконакопления. В результате анализа высоты, угла наклона, характера внутренних отражений и направления проградации выделяются сейсмические типы клиноформ.

С помощью скважинных данных: характера изменения диаграмм ГИС, по литологическому составу отложений, текстурно-структурным особенностям, фаунистическим находкам, положению изучаемых разрезов скважин по профилю ундаформа-клиноформа-фондоформа – проводится геологическая интерпретация сейсмических типов клиноформ (Таблица 1). При этом высота клиноформ будет определяющим фактором для палеогеографической интерпретации. Анализ разрезов скважин, вскрывших различные элементы клиноформных тел, и сопоставление песчанистости (доля грубозернистых отложений в разрезе) позволяет дать прогноз развития коллекторов в разных палеогеографических зонах.

Таблица 1. Сопоставление сейсмических и палеогеографических границ в клиноформенных толщах, сформированных на континентальном шельфе (по Helland-Hansen et al., 2009; Pellegrini et al., 2020)

Сейсмическая граница	Палеогеографическая граница
Подошвенное прилегание	Относительно глубоководная впадина на шельфе
Подошвенное налегание	Береговая линия на этапе трансгрессии
Кровельное прилегание	Береговая линия на этапе регрессии
Бровка сигмовидной клиноформы	Граница мелкого шельфа и склона впадины на шельфе

Апробация методики

Метод анализа геометрии и траектории бровок клиноформ был апробирован в комплексе с секвентным анализом клиноформенных продуктивных толщ на Приобском месторождении Западно-Сибирского НГБ. По результатам секвентного анализа в правдинском, пимском, приобском и быстринском клиноциклитам (по Ершову, 2017) соответствует 4 сиквенса. Для трактов низкого стояния, как правило, характерно отсутствие как таковых клиноформ, подошвенное налегание в нижней части тракта свидетельствует о росте относительного уровня моря (ОУМ). Для тракта высокого стояния уровня моря характерна плоская и полого нисходящая траектория бровок, которая указывает на нормальную регрессию при стабильном, а в конце – падающем ОУМ. Для тракта падения уровня моря характерна резко нисходящая траектория бровок, которая связана с форсированной регрессией на фоне резкого падения ОУМ. Важно отметить, что на Приобском месторождении, особенно в его северной части, продуктивные пласты имеют преимущественно турбидитовый генезис и развиты, как в тракте низкого стояния, так и в тракте высокого стояния. Отличительной особенностью тракта низкого стояния является наличие песчаных каналов, которые формируются на склоне при падении ОУМ. Высота клиноформ составляет 100-180 мс, что соответствует высоте порядка 150 – 270м, что вполне согласовывается с представлениями о том, что эти отложения накапливались на склоне относительно глубоководной впадины на шельфе.

Литература

1. Волконская А.Л., Керусов И.Н., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е., Крылов О.В., Калмыков Г.А. Модель строения продуктивных верхнемиоценовых отложений Одоптинской площади Охотского моря. Вестник Московского университета. Геология. №4, 2017 – С.48 -53.

2. Г.Н. Гогоненков., Ю.А. Михайлов, С.С. Эльманович. Анализ неокомской клиноформы Западной Сибири по данным сейсморазведки. – Геология нефти и газа. – 1988. -№1 – с. 22-30.
3. Ершов С.В. Проблемы выделения и корреляции стратотипических разрезов неокома Западной Сибири в связи с клиноформным строением/ Геология и геофизика, 2017, т. 58, № 8, с. 1206—1219
4. Костров Ю.В., Хмарин Э.К. Обновленная модель развития дельты Палеоамура-Палеоамгуни. Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2018 – С.1-10.
5. Мордасова А.В., Ступакова А.В., Сулова А.А., Ершова Д.К., Сидоренко С.А. (2019). Условия формирования и прогноз природных резервуаров в клиноформном комплексе нижнего мела БаренцевоКарского шельфа. Георесурсы, 21(2), с. 63-79. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.63-79>
6. 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.
7. Сизиков Е.А. Условия формирования и размещения углеводородных систем и перспективы поисков залежей нефти и газа в северо-восточной части Присахалинского шельфа. 2016 – 196 с.
8. Стратиграфический кодекс России, издание третье, исправленное и дополненное. – 2005. – 96 с.
9. Шарафутдинов В.Ф. Геологическое строение и закономерности развития майкопских отложений северо-восточного Кавказа в связи с нефтегазоносностью. Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Москва, 2003 – 366 с.
10. Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Крылов О.В., Наумчев Ю.В. Геохимия углеводородов Терско-Каспийского прогиба. Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. С. 227-239. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.22>
11. Glorstad-Clark E., Birkeland E.P., Nystuen J.P., Faleide J.I., Midthandal I. Triassic platform-margin deltas in the western Barents Sea // Marine and Petroleum Geology, 28, 2011, pp. 1294-1314
12. Helland-Hansen, W., Hampson G.J. Trajectory analysis: concepts and applications/ Basin Research (2009) 21, pp. 454-483.
13. Johannessen, E.P., and Steel, R.J., 2005, Shelf-margin clinoforms and prediction of deepwater sands: Basin Research, v. 17, p. 521–550.

14. Marin, D., Escalona, A., Sliwinska, K.K., Nøhr-Hansen, H., Mordasova, A. Sequence stratigraphy and lateral variability of Lower Cretaceous clinoforms in the southwestern Barents Sea//AAPG bulletin. – 2017. – Vol. 101, № 9. – P. 1487-1517. DOI: 10.1306/10241616010
15. Mitchum, R.M., JR., Vail, P.R., and Sangree, J.B., 1977, Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 6. Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences: Section 2. Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation, in Payton, C., ed., Seismic Stratigraphy: Applications to Hydrocarbon Exploration: American Association of Petroleum Geologists, Memoir 26, p. 117–133.
16. Rich, J.L., 1951, Three critical environments of deposition, and criteria for recognition of rocks deposited in each of them: Geological Society of America, Bulletin, v. 62, p. 1–20.
17. Pellegrini C, Patruno S, Helland-Hansen W, Steel RJ, Trincardi F. Clinoforms and clinothems: Fundamental elements of basin infill. Basin Res. 2020; 32: - c.187–205.
18. Schlager W., Adams E.W. Model for the sigmoidal curvature of submarine slopes// Geological Society of America. Geology. 2001. Vol. 29. №10. P. 883–886.

АНАЛИЗ РАЗЛИЧИЙ ОБ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ И НЕФТЕЙ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА МЕТОДАМИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

К.О. Осипов¹, А.В. Ступакова², Р.С. Сауткин³, М.А. Большакова⁴

Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова

E-mail: ¹k.osipov@oilmsu.ru, ²a.stoupakova@oilmsu.ru, ³r.sautkin@oilmsu.ru, ⁴m.bolshakova@oilmsu.ru

В работе рассмотрен анализ больших данных на примере 97 экстрактов ОБ тутлеймской и тюменской НГМТ Красноленинского свода, а также 57 нефтей Каменной и соседних площадей. Для каждого образца имеется набор геохимических свойств (до 61), включающий данные пиролиза (для НГМТ), изотопии углерода, отношения биомаркерных и небiomаркерных показателей, физические свойства нефтей. Для каждого свойства на основе литературных данных определены факторы, которые влияют на их значения: зрелость, обстановка осадконакопления, состав и биодеградация [1, 2, 3].

Для анализа апробированы методы машинного обучения: главных компонент и случайный лес. Первый позволил обнаружить отличия тюменской НГМТ от тутлеймской; нефтей Каменной площади от соседних участков; в пределах Каменной площади нефтей викуловской свиты (пласт ВК) от нижележащих пластов.

Метод случайного леса отобрал геохимические свойства, по которым тутлеймская НГМТ отличается лучше всего от тюменской ($30d/(H29Ts+30d)$, $aa20S/(S+R)$ C29, NI, Tmax, $\delta C13$ бензольных смол, регулярным стеранам C27 $S/(S+R)$, MPI-1) и по которым нефти Каменной площади отличаются от нефтей соседних участков ($H31S/(S+R)$, $H35/(\Sigma H31-H35)$, $\delta C13$ насыщенных углеводородов, регулярные стераны/(гопаны + регулярные стераны), $H29Ts/(H29+H29Ts)$, CV (canonical variable), $Ts/(Ts+Tm)$).

Использование метода случайного леса и матрицы корреляций позволило независимо друг от друга выявить геологические причины различий НГМТ, нефтей. Тутлеймская НГМТ является менее зрелой и отлагалась в более морской обстановке осадконакопления по сравнению с тюменской толщей. Нефти Каменной площади являются более зрелыми и ОБ в них отлагалось в более близкой к континенту обстановке в сравнении с нефтями окружающих площадей.

В дальнейшем разработанную методику планируется применять как при масштабировании исследования, так и для выявления генетической связи нефтей с НГМТ.

Литература

1. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. Second Edition. I. Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History. New York: Cambridge University Press, 2005. 492p.
2. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. Second Edition. II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. New York: Cambridge University Press, 2005. 704p.
3. Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum Formation and Occurrence. Second Revised and Enlarged Edition. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1984. 702p.

ВЛИЯНИЕ ТЕКТониКИ И МАГМАТИЗМА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ
НА ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ
И РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

В.В. Шелепов ¹, А.Ю. Попков ²

Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова

¹*E-mail: shelepov_s@mail.ru*

²*E-mail: popkov-andrey@yandex.ru*

Сибирская платформа – один из главных перспективных регионов возобновления ресурсной базы Российской Федерации. Запасы нефти здесь составляют более 3 млрд. тонн, а ресурсы более 10 млрд. тонн. Восточная Сибирь – это территория огромной площади с большой мощностью осадочного чехла и всеми условиями образования углеводородов. В истории развития древней Сибирской платформы выделяется пермско-триасовый этап с тектонической активизацией и проявлением траппового магматизма. [1] Вопросы о влиянии тектонического фактора и траппового магматизма на нефтегазоносность Сибирской платформы и разработку месторождений являются одними из важнейших при оценке перспектив региона.

Процессы тектоники и магматизма тесно связаны между собой, влияние их факторов на геологическое строение коллекторов и разработку месторождений нефти и газа остается дискуссионным – оба могут оказывать положительное влияние на перспективность залежей, но также оказывать отрицательное влияние на сохранность ФЕС коллекторов и залежей. Большая часть месторождений Восточно-Сибирского МНГБ приурочена к карбонатным коллекторам, пустотное пространство которых, а также главные пути миграциями углеводородов к добывающим скважинам обеспечивают трещины различной направленности. Безусловно, тектоническая активизация обеспечивает развитие новых трещин, а значит нового емкостного пространства и путей миграции углеводородов от материнской породы к коллектору. Крупные разломы могут служить экраном между проницаемыми и непроницаемыми породами, а значит образовывать новые тектонические ловушки на пути миграции нефти и газа. Интрузивные тела являются маркерами таких трещиноватых зон, так как движение магмы происходило по наиболее ослабленным участкам горных пород, а также силлы могут являться хорошими покрывками для залежей. Более того, заполняя пространство между осадочными породами, остывшая магма обеспечивала соизмеримое по объему проседание земной толщи, что обеспечивало дополнительное погружение осадочной толщи в зоны нефте- и газообразования. Положительные факторы тектоники и магматизма очевидны, но эти же процессы оказывают и отрицательное влияние на перспективность нефтегазоносности - в обстановке всестороннего растяжения

происходит быстрое рассеяние залежей и разлом покровов. Магматическая активность ухудшает ФЕС коллекторов (ороговикование, вторичная минерализация), а также приводит к изменению свойств флюидов и их полному термическому уничтожению. [2] Новообразованные трещины и разломы превращают многопластовую залежь в единую, что несет за собой сложности при разработке месторождения: межпластовые перетоки, формирование залежей в разных по составу и ФЕС породах, опережающее обводнение добывающих скважин, высокий газовый фактор. Блочное строение залежи часто несет за собой разные уровни ВНК в соседних скважинах, а большое количество даек и силлов препятствует правильной работе скважин ППД, что тоже обеспечивает дополнительные риски при разработке месторождения.

Очевидно, что тектоническая активность и магматизм оказывают большое влияние на строение залежей. Положительные и отрицательные аспекты связаны с одними теми же процессами, поэтому при поиске залежей углеводородов, а также при разработке существующих месторождений необходимо комплексно и всесторонне оценивать влияние различных факторов и риски связанные с ними.

Литература

1. Анциферов А. Бакин В. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы. Под ред. проф. Конторовича А., Сурков В., акад. Трофимука А. М. Недра, 1981. 552 с.
2. Гажула С.В. Особенности траппового магматизма в связи с условиями нефтегазоносности Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008. - Т.3. - №1.

АНАЛИЗ ГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА ДРЕВНИХ НИЗКОУГЛЕРОДИСТЫХ ФОРМАЦИЙ ЛЕНО-ТУНГУССКОГО НГБ

Е.Д. Сивкова, А.В. Ступакова

Московский Государственный Университет имени М.В. Ломоносова

На территории Лено-Тунгусского НГБ идет активное строительство нефтегазопроводов: «Куюмба-Тайшет» от Юрубчено-Тохомского месторождения и «Сила Сибири» от Ковыктинского месторождения через Чаяндинское в Китай. Поэтому поиск очагов генерации, способных снабдить залежи в районах линий транспортировки нефти и газа, является первостепенной задачей геологов-нефтяников. Изучение древних протерозойских толщ напрямую связано с этой целью.

Толщи рифейского и нижневендского комплексов являются высокоперспективными с точки зрения генерации и вмещения УВ-флюидов. И если бóльшая часть ресурсов рифейского комплекса в настоящее время уже локализована, то вендский комплекс обладает значительным потенциалом для прироста запасов УВ.

К изучению древних материнских формаций нужно подходит с особым вниманием и избирательностью, ведь они претерпели длительную историю развития и находились под воздействием множества факторов: как структурных и тектонических, так термальных или гидрогеологических. Поэтому интерпретация фактических геохимических данных, требует применения фильтров и различных методов отбора качественных образцов.

Древние докембрийские образования нередко включают прослои нефтегазоматеринских формаций, однако в большинстве случаев их нельзя отнести к высокоуглеродистым, т.к. фактическое содержание органического углерода в данных толщах невысоко. Данный факт влияет на подход к интерпретации имеющихся геохимических результатов и способ отбора наиболее представительных образцов, который в значительной степени отличается от способа работы с палеозойскими высокоуглеродистыми формациями.

В процессе исследования была собрана база данных, включающая материалы различных групп исследователей и научных организаций: данные диссертаций (Филиппцов, 2015; Тимошина, 2005), данные отчетов (СНИИГГиМС, ВНИГНИ), результаты работа коллектива кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ, Институт перспективных исследований нефти и газа и др. Общая база данных включает 4552 пробы образцов пород и нефтей. Пиролитическая часть геохимической базы содержит результаты исследования образцов пород: 1300 проб рифейского интервала, 440 проб нижневендского и 900 проб пород верхневендского интервала. Перед началом аналитической части работы к имеющимся данным

были применены определенные фильтры, исключающие значения, которые могут внести некорректное влияние на общий объем анализируемых данных.

Для оценки генерационного потенциала используются значения с содержанием Сорг выше 0.3% пород (Тиссо, Вельте, 1981; Лопатин, 1987). А перед началом анализа катагенетической преобразованности пород по параметру T_{max} и определением типа ОВ исследуемых интервалов были исключены пробы, имеющие:

- содержание Сорг < 1%;
- величину $S_2 < 1$ мг УВ/г породы;
- пробы с высокими значениями H_I и S_1 при нехарактерно низких T_{max}
- пробы с присутствием эпигенетических битумоидов, при несоблюдении зависимости Успенского-Вассоевича и значениях битумоидного коэффициента $\beta > 40-50\%$.

При изучении нефтегазоносности Лено-Тунгусского НГБ нельзя отрицать тот факт, что основной вклад несут рифейские нефтегазоматеринские толщи (НГМТ). Рифейские НГМТ являются преимущественно зрелыми и обладают высоким генерационным потенциалом с I-II типом органического вещества. Перспективы рифейского комплекса связывают с погруженными областями Курейской синеклизы и Предпатомского прогиба, откуда по данным бассейнового моделирования происходила активная миграция в приподнятые зоны антеклиз.

Нефтегазоматеринские формации нижнего венда представлены темноцветными глинистыми и глинисто-карбонатными отложениями. Улучшенными нефтегазоматеринскими свойствами обладают ванаварская свита, распространенная в Байкитском и Катангском нефтегазоносных областях (НГО), чорская, расположенная в Ангаро-Ленском НГО, курсовская, непская и нижнемотская свиты Непо-Ботуобинского НГО, а также сералахская и торгинская Предпатомского района.

Нефтегазоматеринские прослои нижнего венда имеют удовлетворительный и высокий генерационный потенциал с преимущественно вторым типом ОВ. Их катагенетическая преобразованность на большей части бассейна низкая, а области нефтяного и газового окон отмечаются в наиболее погруженных районах впадин, с чем связывают перспективы вендского комплекса в погруженных частях Курейской и Предпатомской синеклиз с точки зрения генерации УВ. За пределами впадин Локальный прогрев отмечается в зонах развития разломов, где процессы внедрения интрузий и проявления гидротерм происходили наиболее интенсивно, а высокая преобразованность проб обусловлена контактовым тепловым прогревом (Самсонов, 2010), вызванным внедрением силлов долеритов в пермско-триасовое время.

Наиболее перспективными для генерации углеводородов в интервале нижнего венда являются зоны в пределах Курейской, Катангской, Непско-Ботуобинской и Предпатомской НГО, которые позволят обеспечить наполнение действующих и планируемых нефте-газопроводов в долгосрочной перспективе.

Литература

1. Лопатин, Н. В. Пиролиз в нефтегазовой геохимии / Н. В. Лопатин, Т. П. Емец. - М.: Наука, 1987. - 144 с.
2. Самсонов В.В., Ларичев А.И., Чеканов В.И., Соловьев В.В. Особенности геологического строения нефтегазовых комплексов и оценка перспектив нефтегазоносности южной части Сибирской платформы. Геология и геофизика, 2010, т. 51, № 11, с. 1545—1564
3. Тимошина И.Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. Новосибирск.: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. С. 166.
4. Тиссо Б. Вельте Д. Образование и распространение нефти. Москва: Мир, 1981, 501 с.
5. Филипцов Ю.А. Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы. диссертация на соискание доктора геолого-минералогических наук. ИНГГ СО РАН. - Красноярск, 2015. – 171-172 с.

ПРОГНОЗ ФАЗОВОГО СОСТАВА УГЛЕВОДОРОДОВ В БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НГБ

Е.С. Шелков, А.В. Ступакова, Р.М. Гилаев

В условиях возрастающей потребности мировой экономики в нефтегазовых ресурсах, оценка углеводородного потенциала и прогноз нефтегазоносности являются приоритетными задачами поддержания уровня добычи нефти и газа на должном уровне.

Большехетская впадина, с точки зрения нефтегазоносности, является перспективным, однако, малоизученным районом. В пределах Большехетской впадины открыто 7 месторождений.

Наличие выявленных сейсморазведочными работами перспективных структур ставит вопрос о возможности заполнения их углеводородами, а также составе и объеме вероятных залежей.

Поэтому стоит вопрос, почему на бортах распространены газовые месторождения, а в прогибах преимущественно нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения. Построенная зависимость NI/TOS к T_{max} показывает, что на бортах преобразованность органического вещества достаточно низкая (на начале нефтяного окна), а в прогибах нефтематеринские толщи сильно преобразованы и находятся уже в нефтяном окне. Для решения вопроса, почему фазовый состав разный, было сделано бассейновое моделирование. Технология бассейнового моделирования применяется на различных этапах изучения регионов для снижения геологических рисков при проведении геологоразведочных работ.

В модели были выполнены палеорекострукции, отражающие историю развития бассейна в заданном сечении, с учетом величин априфтов и мощностей эрозий.

На основе построенной модели, верхняя граница ГЗН в прогибах проходит на глубине около 2000-2800 м. Нижняя граница ГЗН в прогибах отмечается на глубине 4300-5500 м.

Также была построена модель насыщения углеводородами. Насыщение углеводородами характерно для ниже-среднеюрских, верхнеюрско-нижнемеловых резервуаров, в меньшей степени для нижнемеловых.

Результаты бассейнового моделирования и анализа фазового состава Большехетской впадины показали, что распределение залежей месторождений контролировались в том числе тектоническим (палеотектоническим) фактором. Поэтому была построена концептуальная модель формирования залежей нефти и газа, показывающая переформирование залежи позднемелового возраста в середине палеогена, что унаследовано сохранилось вплоть до настоящего времени.

НОВОЕ ОТКРЫТИЕ ПЕРСПЕКТИВ УГЛЕВОДОРОДОВ
В МИОЦЕННО-ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ
В ЗАПАДНОМОРСКОЙ ГЛУБОКОВОДНОЙ ЗОНЕ ДЕЛЬТЫ НИЛ (ЕГИПЕТ)

М. Эльшех¹, А.И. Конюхов²

Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова

E-mail: ¹m.elsheikh90@gmail.com, ²konyuhov@geol.msu.ru

Исследование направлено на изучение миоцен-плейстоценовых отложений группы лицензионных участков «Морская глубоководная часть западной дельты р. Нил». В ходе привязки скважин к сейсмике и дальнейшей сейсмической интерпретации профилей миоцен-плиоценовые отложения были разделены на три мегакомплекса: домессинский миоценовый, мессинский соленосный и постмессинский плиоцен-плейстоценовый, отвечающие крупным трансгрессивно-регрессивным циклам изменения относительного уровня моря. При интерпретации сейсмике в составе миоценового и плиоценового мегакомплексов также выделены несколько циклов колебания уровня моря 3-го порядка, а также околонушено крупное поднятие, названное «Антиклиналь акваториального сектора дельты Нила», которое может служить структурной ловушкой для песчаников формации Кафр-эль-Шейх, поступавших в ранне- и среднеплиоценовое время по подводным каналам с суши [1,2]. Они обладают перспективами открытия залежей преимущественно природного газа и, возможно, нефти. Скопления углеводородов также могут существовать в более древних песчаниках подводных протоков домессинского мегакомплекса.

Целью данной работы является изучение особенностей строения неоген-четвертичной толщи в районе газового месторождения недавно открытого в относительно глубоководной зоне западного сектора дельты р. Нил. В основу работы положен анализ 3-мерных сейсмических данных в районе исследования, который расположен в 90 км севернее суши или в 120 км к северо-востоку от г. Александрия с глубинами моря от 250 до 850 м [4].

При анализе сейсмических материалов в неоген-четвертичных толще выделено несколько комплексов осадков, аккумуляция которых связана с изменениями уровня моря, вызывавших отступление дельты р. Нил или ее выдвижение в сторону моря [3].

Интерпретируемая крупная тектоническая структура Антиклиналь Акваториальной Части Дельты Нила может являться структурной ловушкой для углеводородов, а песчаные каналы в качестве литологической ловушки. В районе исследования для постмессинских песчаников формации Кафр-Эль-Шейх потенциальными ловушками являются комбинированные структурно-литологические. Кроме того, песчаные каналы в домессинском мегакомплексе способны скрывать дополнительные ресурсы углеводородов. Следует отметить, что в 2019 году обнаружен газ впервые в премессинском мегакомплексе в формации Абу-Мади в (скважине-1), что служит свидетельством потенциала этих отложений в регионе.

Литература

1. Aal A.A., El Barkooky A., Gerrits M., Meyer H., Schwander M., and Zaki H., 2000. Tectonic Evolution of the Eastern Mediterranean Basin and Its Significance for Hydrocarbon Prospectivity in the Ultra-Deep Water of the Nile Delta, *The Leading Edge*, Vol. 19, 2000, 1088 p.
2. Ali M.A. Abd-Allah, Mohamed H. Abdel Aal, Ahmad Ghandour, 2012. Structural characteristics and tectonic evolution of the northwestern margin of the Nile Delta, Egypt", *Journal of African Earth Sciences*, Volume 68, 84 p.
3. Dolson, J.C., Shann, M.V., Matbouly, S., Harwood, C., Rashed, R., Hammouda, H., 2001. AAPG Memoir 74, Chapter 23: The Petroleum Potential of Egypt. 1369 p.
4. Sharaf, E., Korrat, I., Seisa, H., and Esmail, E., 2014. Seismic Imaging and Reservoir Architecture of Sub-Marine Channel Systems Offshore West Nile Delta of Egypt. *Open Journal of Geology*, 4, 730 pp

ПЕРМСКИЕ НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ВПАДИНЫ ФУКАН (ДЖУНГАРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН)

Ян Хоуцян, Е.В. Соболева

Московский Государственный Университет имени М.В.Ломоносова

В Джунгарском нефтегазоносном бассейне (НГБ) пермские отложения рассматриваются как самостоятельный нефтегазоносный комплекс с собственными нефтегазоматеринскими породами (НГМП) - свита Пиндицюань (P_{2p}) - и залежами нефти и газа разного типа [2]. Вопросы пространственного распространения, генерационного потенциала пермских НГМП и условий их накопления во впадине Фукан до сих пор являются предметом обсуждения геологов-нефтяников. В последние годы в связи с активизацией геологоразведочных работ в восточной части впадине Фукан, особенно бурения разведочных скважин с отбором керна, позволило нам изучить и оценить нефтегенерационный потенциал пермских НГМП.

Пиндицюаньские отложения в восточной части впадины Фукан сложены серыми мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами, мощность аргиллитов варьирует от 250 м в центральной части впадины до полного выклинивания на востоке в сводовой части выступа Бейсаньтай. Пермские НГМП накапливались в лагуне и/или солоноватоводном озере, где были восстановительные обстановки седиментации, что доказывает состав углеводородов (УВ) битумоидов и нефтей (график Кеннона и Кессоу).

Для уточнения качества НГМП было исследовано методом пиролиза Rock-Eval-6 32 образцов аргиллитов среднепермской свиты Пиндицюань (P_{2p}). Содержание органического вещества (ТОС) в аргиллитах изменяется в широком диапазоне от 0,11 до 6,72% (в среднем – 2,23%). Среднее значение S₁+S₂ составляет 6,21 мг УВ/г породы. Приведенные данные указывают на то, что пермские НГМП богаты ОВ и имеют хороший нефтегенерационный потенциал. Органическое вещество НГМП смешанного преимущественно сапропелевого типа (II₁ и II₂), степень зрелости ОВ по значениям максимальной температуры (T_{max} = 435–457°C) оценивается градациями мезокатагенеза МК₁ – середина МК₃, т.е. они находятся в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) и уже генерировали углеводородные флюиды.

В битумоидах и нефтях идентифицирован полный ряд n-алканов от C₁₂ до C₃₅, с максимум алканов приходится на область C₁₅-C₁₉. Среди изопреноидов преобладает пристан, отношения Pr/Ph < 2. По диаграмме Кеннона-Кессоу условия накопления ОВ определяются как лагунные или озерно-дельтовые с восстановительным режимом в седиментогенезе и раннем диагенезе [1]. Наличие β-каротана также указывает на восстановительные условия седиментации в озере с повышенной соленостью, соотношение гаммацеран/гопан C₃₀αβ составляет 0,1–0,4, что

подтверждает солоноватоводную обстановку седиментации [3].

Вид биопродуцентов ОВ и обстановки седиментации пермских НГМП также определяется соотношением регулярных стеранов $C_{27}: C_{28}: C_{29}$ (холестана, метил- и этилхолестана), как в составе битумоидов (23:32:45), так и нефтей (25:32:43) пермских залежей. Источником исходного ОВ являлась некрома фитоплактона, бактерий и в меньшей степени высшей растительности, оно в основном отлагалось в лагуне или в прибрежном соленом озере с восстановительными условиями седиментации.

Таким образом, пермские нефтегазоматеринские породы имеют хороший нефтегенерационный потенциал, ОВ представлено керогеном II типа, вклад гумусовой органики в исходном ОВ незначительный, ОВ накапливалось в солоноватоводном озере с восстановительной обстановкой седиментации. Во время поздне триасовой эпохи они находились в условиях главной зоны нефтегенерации (в настоящее время градации МК₁ – середина МК₃) и продуцировали углеводородные флюиды.

Литература

1. Connon J., Csaou A.M. Properties of gases and petroleum lipids derived from terrestrial Kerogen at various maturation levels. *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1980. No. 44. P. 1-23.
2. Gong Shuhua, Zhou Shixin, Li Jing et al. Comparisons of Geochemical Characteristics of Carboniferous and Permian Main Source Rocks in Junggar Basin. *Natural Gas Geoscience.* 2013. No. 5. P. 1005-1015.
3. Yi Wei, Zhen Herong, Meng Xianlong. Geochemical behaviors of crude oils in central Junggar basin. *Oil & Gas Geol.* 2005. Vol. 26, No. 4. P. 461–466.

КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПЕСЧАНИКОВ В БАЗАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ НИЖНЕГО ЭОЦЕНА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ВПАДИНЫ ЦЗИЯН, БОХАЙВАНЬ, КНР

Ян Я, А.И. Конюхов

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Аннотация

Красноцветные отложения относятся к терригенным кластическим обломкам, помимо красных они могут иметь серые, серо-зеленые, фиолетовые, коричневые окраски. Впадина Цзиян расположена на юго-востоке Китая, в области, испытавшей несколько фаз рифтогенеза и представляет собой континентальный полуграбен с крутым северным и пологим южным крылом. Красноцветные песчаные отложения впадины Цзиян представлены в основном аркозами, кварц-полевошпатовыми и полевошпат-кварцевыми граувакками. Макро- и микроизучение кернового, полученного в результате бурения за последние годы, позволило обнаружить различные типы цемента в анализируемых породах: преимущественно встречается ранний карбонатный цемент, реже кремнистый, пиритовый, гематитовый, гипсовый, ангидритовый и др. Фильтрационно-ёмкостные свойства песчаников определяются присутствием как пор, так и трещин, и они контролируются процессами седиментации и диагенеза. Песчаники в отложениях средней части пролювиальных конусов выноса и фронтальной части дельт обладают лучшими фильтрационно-ёмкостными свойствами. Процессы, протекающие на этапе диагенеза контролируют вторичные изменения пустотного пространства: уменьшение пористости за счет уплотнения и цементации составляет 5.1% - 18.6% и 4.5% - 19.1% соответственно, увеличение пористости за счет растворения полевых шпатов составляет 1.3% - 8.25%.

Данные и методы

Данные текущих исследований основаны на данных керна и скважин, полученных в результате бурения за последние годы. Для изучения состава и внутренней структуры песчаников были проведены исследования методами оптической микроскопии, электронного парамагнитного резонанса и электронной микроскопии с использованием для решения специальных задач ряда физических и химических методов.

Результаты

Красноцветные песчаные отложения впадины Цзиян представлены в основном аркозами, кварц-полевошпатовыми и полевошпат-кварцевыми граувакками. В исследуемых песчаниках встречаются самые разнообразные типы цемента: наиболее часто встречаемым является карбонатный цемент, реже кремнистый, пиритовый, скрытокристаллический гематитовый, гипсовый / ангидритовый и др.

Исследуемые песчаники обладают хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами, которые определяются преимущественно присутствием пор и трещин. Пористость и проницаемость положительно коррелируют друг с другом.

Песчаники в отложениях средней части пролювиальных конусов выноса и фронтальной части дельт обладают лучшими фильтрационно-ёмкостными свойствами. Процессы, протекающие на этапе диагенеза контролируют вторичные изменения пустотного пространства: уменьшение пористости за счет уплотнения и цементации составляет 5.1% - 18.6% и 4.5% - 19.1% соответственно, увеличение пористости за счет процессов растворения полевых шпатов составляет 1.3% - 8.25%.