

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
2024

Содержание:

1.	О геодинамическом контексте проявлений грязевого вулканизма	
	Г.Г. Ахманов	3
2.	Особенности строения и распространение нижнего и среднеюрского комплексов Восточного Предкавказья	
	М.Е. Воронин, А.Н. Стафеев, Р.С. Сауткин	10
3.	Характеристика элементов углеводородных систем подсолевого комплекса западной части Прикаспийской синеклизы	
	П.Е. Гусаревич	14
4.	Литолого-фациальная характеристика ботубинского горизонта Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения	
	Д.О. Жиренко, А.В. Мордасова, Р.С. Сауткин, М.Е. Воронин	16
5.	Применение индекса хрупкости для выделения наиболее перспективных интервалов разреза для проведения многостадийного ГРП в отложениях тюменской свиты Ем-Ёговского месторождения	
	Я.А. Заглядин, Г.А. Калмыков	21
6.	Модель формирования вендской залежи Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения (Восточная Сибирь)	
	Е.С. Исаев, Р.С. Сауткин, М.Е. Воронин, А.В. Мордасова, А.А. Верещагин	24
7.	Картирование геологических объектов для размещения и захоронения CO ₂	
	М.Ю. Карпушин, А.В. Ступакова, А.В. Корзун, Р.С. Сауткин, О.В. Осипова, И.В. Багатырева, Ю.Д. Перегудов, А.П. Вайтехович, А.В. Асеева, К.С. Осипов, Н.В. Белецкая	29
8.	Распределение нормальных алканов в битумоидах доманиковых отложений восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна	
	Д.Д. Кожанов, М.А. Большакова	30
9.	Методика исследования изотопного состава стабильных изотопов при решении задач в нефтегазовой геологии	
	Е.А. Краснова, А.В. Ступакова, А.А. Сулова, Р.С. Сауткин, М.А. Большакова, А.В. Корзун, Н.А.Харитоновна, Т.О. Колесникова, А.С. Грязнова, А.Г. Калмыков	35
10.	Тенденции в развитии сырьевой базы трудноизвлекаемых запасов на примере олигоценых отложений Восточного Предкавказья	
	А.Г. Кротова, И.В. Шпуров	38

11.	Современное состояние сырьевой базы, перспективы открытия новых месторождений углеводородов в Охотском море и подводная разработка Киринского месторождения	
	О.В.Крылов	40
12.	Зависимость результатов геолого-геохимического моделирования от изменчивости ОВ баженовских отложений центральной части Западной Сибири	
	М.Л. Махнутина, Г.Г. Савостин, А.Г. Калмыков, Д.А. Иванова, Ю.А. Коточкова, Г.А. Калмыков, М.О. Костышина, Т.В. Григоренко, Н.А. Тюрина	45
13.	Факторы, влияющие на преобразование органического вещества баженовской высокоуглеродистой формации	
	Г.Г. Савостин, А.Г. Калмыков, Н.В. Пронина, М.Л. Махнутина, М.С. Тихонова, О.Н. Видищева, М.О. Костышина, Ю.А. Коточкова, Д.А. Иванова, А.П. Вайтехович, Т.В. Григоренко, Д.А. Марунова, Г.А. Калмыков	49
14.	Процессы переформирования месторождений углеводородов, влияющие на прогноз нефтегазоносности Сибирской платформы	
	Р.С. Сауткин, А.В. Ступакова, А.А. Сулова, Е.А. Краснова, М.Е. Воронин, Д.О. Жиренко	52
15.	История развития Баренцево-Карского региона и ее влияние на формирование нефтегазоносности	
	А.А. Сулова, А.В. Ступакова, А.В. Мордасова, Р.М. Гилаев, Р.С. Сауткин, Е.А. Краснова, М.А. Большакова, Т.О. Колесникова, А.С. Агаян, Н.И. Коробова, Н.С. Шевчук, Н.В. Пронина, А.П. Вайтехович, И.В. Кувинов	57
16.	Обзор современных достижений в области хранения углекислого газа	
	А.А.Халин	62
17.	Автоматизация обработки геохимических данных при анализе углеводородных систем	
	Г.А. Шевченко, М.А. Большакова, А.П. Антонов, М.Ю. Карпушин	64

О ГЕОДИНАМИЧЕСКОМ КОНТЕКСТЕ ПРОЯВЛЕНИЙ ГРЯЗЕВОГО ВУЛКАНИЗМА

Г.Г. Ахманов

Грязевой вулканизм - разнообразный по своим проявлениям геологический процесс.

Наземные грязевые вулканы известны человечеству с незапамятных времен. В древние времена отдельные племена обожествляли грязевые вулканы, проводили на них и в их окрестностях ритуальные церемонии и обряды. К примеру, на территории древнего Азербайджана были известны племена огнепоклонников, боготворивших самовоспламеняющиеся метановые выбросы грязевулканических извержений. Начало изучения грязевых вулканов как геологического объекта положено в конце 19-го века и часто связывается с именем Германа Вильгельмовича Абиха, в классических трудах которого можно найти одно из первых размышлений о природе грязевого вулканизма. В начале 20-го века грязевым вулканизмом интересовались самые выдающиеся геологи-ученые и практики того времени. Среди которых: Валериан Николаевич Вебер, Иван Михайлович Губкин, Андрей Дмитриевич Архангельский, Николай Иванович Андрусов, Дмитрий Васильевич Голубятников, Павел Павлович Авдусин, и другие. В середине 20-го века уже целые институты и научные центры СССР развернули широкомасштабное изучение Кавказских грязевулканических районов, прежде всего Азербайджанского, и Керченско-Таманской грязевулканической провинции. К концу 70-х, началу 80-х годов было накоплено и обобщено колоссальное количество информации, касательно наземных грязевых вулканов. Примерно в это же время геологи стали обнаруживать грязевые вулканы в глубоководных частях морей. Сначала - единичные, а с развитием технологий морских геологоразведочных работ и увеличением количества и качества морских научных геологических исследований - всё чаще. В 90-е и 2000-е годы количество обнаруженных подводных грязевых вулканов сравнялось с количеством известных наземных, а затем и превзошло его.

К настоящему времени совершенно очевидно, что грязевой вулканизм – это не экзотика, а планетарное геологическое явление, требующее глубокого осмысления, подкрепленного методически выверенным комплексным изучением. К тому же, обширный материал, накопленный в последние годы при изучении новых, недавно открытых, районов проявления грязевого вулканизма, особенно субаквального, уже не всегда укладывается в классические представления о механизмах, формах проявления, особенностях морфологии грязевых вулканов и т.п. Даже само, казалось бы, старое понятие (термин) «грязевой вулкан», как выясняется, определено недостаточно однозначно. Разные исследователи используют этот термин, зачастую обозначая принципиально различные проявления разнообразных процессов. Это, в свою очередь,

существенно осложняет познание грязевого вулканизма и тормозит адекватную оценку его роли в глобальной геологической среде и эволюции.

К примеру, в геологическом словаре 1973 года находим следующее, весьма распространенное определение грязевого вулкана - "...большой холм, сложенный целиком или только с поверхности сопочными отложениями и обладающий на вершине воронкообразным кратером и уходящим на глубину каналом, из которого периодически или непрерывно выделяется газ, вода, иногда с пленками нефти, обломки пород, сопочная грязь; последняя растекается по склону сопки, наращивая сопочный конус. Через некоторые промежутки происходят извержения, сопровождающиеся весьма бурными выделениями газов (взрывами) и выбросами на значительную высоту обломков пород". Схожие определения дают разнообразные энциклопедии, например Большая Советская, Большая Российская, Британника и, даже, Википедия. Чтобы получить самое общее представление о грязевых вулканах, такие определения вполне сносны. Однако, они входят в противоречие с всё наращиваемой базой сведений о грязевых вулканах, в т.ч. и субаквальных. Они даже противоречат не менее общей, весьма генеральной, но широко принятой классификации грязевых вулканов, предложенной Владимиром Николаевичем Холодовым на основании многолетнего изучения вулканов Крыма, Кавказа и Туркмении. Формально только один тип грязевых вулканов из классификации В.Н. Холодова подходит под это определение. Только тип II можно назвать «большим холмом» с воронкообразным кратером на поверхности. Остальные типы уже будут «требовать корректировки» определения грязевого вулкана, изложенного в Геологическом словаре. Критический анализ других предложенных к настоящему времени классификаций грязевых вулканов по морфологическим характеристикам (например, также широко известная классификация А. Маццини и Дж. Этиопэ) позволяет утверждать, что никакая форма (грязевулканических) построек сама по себе не может являться признаком грязевого вулкана. Когда сталкиваешься со сложнейшей морфологией реальных грязевулканических построек, становится очевидным, что у грязевых вулканов нет типичных форм. То же относится к характеру, периодичности и формам проявления активности. Сложные грязевулканические системы ведут себя очень разнообразно. Литология грязевулканических выбросов, с одной стороны, весьма разнообразна и по составу, и по текстурно-структурным характеристикам, а, с другой стороны, во многом может быть схожа с накоплениями обвально-оползневых и делювиально-пролювиальных комплексов. Т.е. ни вещественный состав, ни строение отложений тоже не могут быть универсальным признаком грязевулканической природы материала.

Таким образом, термин «грязевой вулкан» не может быть определен через объективные признаки и следует понимать исключительно как генетический, истолковательный. Разумно определять «грязевой вулкан» через типичные процессы, которые, могут воплощаться в разные

морфологические формы. Другими словами, надо определять грязевой вулкан как поверхностное выражение, результат грязевого вулканизма, к чему уже сейчас склоняются большинство исследователей. В таком случае, крайне важно сначала «договориться», что следует относить к процессам грязевого вулканизма. Предлагается следующее его определение.

Грязевой вулканизм – событийный (т.е. разовый) или периодический (т.е. повторяющийся) процесс субвертикального, восходящего из глубин осадочного разреза к дневной поверхности, массопереноса природных, минеральной (т.е. твердой) фазы и флюидов (т.е. жидкостей и газов), включая органические.

Формирование подвижной твердой минеральной фазы, перенос и излияние её на поверхности является обязательным именно для грязевого вулканизма. Этим грязевой вулканизм будет отличаться существенно от других форм вертикального массопереноса, распространенных тоже, но не вовлекающих в движение минеральную компоненту (например, газовые и нефтяные сипы, гейзеры, артезианские источники и т.п.). Только наличие грязевулканических брекчий, т.е. твердых продуктов извержений, позволяет определять структуру флюидоразгрузки, как грязевой вулкан. Признаки переноса твердой компоненты, т.е. наличие, среди извергнутого материала, глин с фрагментами более уплотненных пород - иногда называемых сопочными отложениями, слагающих грязевулканическую постройку – важная, необходимая особенность, позволяющая идентифицировать грязевой вулкан.

Вторая ключевая особенность, которую предлагается «установить» в основу определения грязевого вулканизма, - это решающая роль газовых флюидов в перемещении минеральной компоненты из грязевулканической камеры к поверхности в ходе извержений. Это определит отличие «грязевых вулканов» от глиняных диапиров, песчаных даек, криовулканов и других продуктов криотурбации и пр. и сузит понятие до почти моногенетичного, что крайне необходимо для дальнейшего методически обоснованного накопления данных по грязевому вулканизму и их анализа. К сожалению, определенно установить главенствующую роль именно газовой фазы в выталкивании грязевулканических продуктов из очага по подводящему каналу к поверхности возможно только в некоторых, самых ярких случаях грязевулканических извержений. Критерии «газозависимости» для спящих или потухших грязевых вулканов, когда ученые сталкиваются только с результатами палео-грязеизвержений и не могут наблюдать процесс воочию, еще только предстоит выработать.

Важное следствие из предлагаемого определения «грязевого вулкана» заключается в том, что грязевой вулканизм – это весьма масштабный процесс. Его поверхностное выражение (результат) также всегда весьма масштабный. Грязевулканические структуры – по определению крупные геологические объекты. Мы говорим о сотнях метров и первых километрах в измерениях. И это наиболее очевидно при изучении субаквальных грязевых вулканов, где «увидеть» структуру

целиком проще, исходя из особенностей морских методов геологического исследования. В то же время при наземных полевых работах, особенно в прошлом, оценить масштаб не всегда удавалось. Поэтому и до сих пор в неспециализированных или научно-популярных источниках можно встретить весьма типичную ошибку. Грязевыми вулканами называют небольшие, метровые и мельче, конусовидные грифончики и даже просто булькающие лужицы, сальзы. Иногда такая ошибка совсем не безобидная. Т.н. грифоны и сальзы, часто располагающиеся в кратере или у подножий грязевых вулканов, - по сути, вторичные, весьма локальные проявления грязевулканической активности, отражающие лишь приповерхностное перераспределение материала между крупными извержениями и совсем не затрагивающие всю систему. Это важно учитывать. Детальные исследования показали, что геохимические параметры (такие как изотопные характеристики и состав флюидов, на основании которых геологи часто делают выводы о глубине корней и особенностях механизма извержения того или иного грязевого вулкана) будут сильно отличаться в пределах одной единой структуры в зависимости от того, где и в какое время отобран материал для исследований.

Только четко определившись с тем, что должно быть отнесено к грязевым вулканам, а что представляет собой генетически иные структуры со схожими внешними характеристиками, можно проводить первичную «инвентаризацию» грязевых вулканов на Земле и анализ закономерностей их распространения. Первая попытка такой «инвентаризации» сделана на основе определения грязевого вулканизма, предложенного выше.

Все грязевые вулканы приурочены к осадочным бассейнам, причем грязевой вулканизм описан в пределах бассейнов всех основных геодинамических остановок. Особенности строения и современной тектонической активности осадочного бассейна во многом определяют характер проявления грязевого вулканизма. Грязевые вулканы, действующие в разных осадочных бассейнах, относимых к одному типу, имеют много схожих черт и, наоборот, могут во многом отличаться от грязевых вулканов, распространенных в бассейнах другого типа.

«Байкальский» тип грязевых вулканов, характерный для осадочных бассейнов континентальных рифтов, отличается относительно неглубоким (до 500 м) заложением корней вулканов. Камера с трудом определяется на сейсмических записях, подводный канал - обычно, субвертикальный и довольно широкий, часто в своем диаметре не уступает диаметру всей поверхностной постройки и характеризуется нечеткими и сильно изрезанными границами с примыкающими пластами прорываемого разреза. Типичны небольшие поверхностные постройки в виде одного или, чаще, нескольких близкорасположенных холмов и специфическая «недолитифицированность» фрагментов пород в составе грязевулканических отложений. Вероятно, грязевые вулканы рифтовых бассейнов характеризуются единственным или, по крайней мере, немногочисленными эпизодами эруптивной активности и продолжительной весьма

активной газоразгрузкой на поверхности после основного извержения. «Байкальские» грязевые вулканы связаны парагенетически с формированием и разрушением скоплений природных газовых гидратов.

Грязевые вулканы, описанные на пассивных континентальных окраинах, всегда приурочены к крупным конусам выноса рек или ледниковых трогов. Характерные примеры составляют грязевые вулканы глубоководного конуса выноса Нила и продельты Нигера, вулкан Хакон Мосби в Норвежском море (на конусе выноса Медвежеостровского трого) и др. Такие грязевулканические структуры редко бывают очень крупными, но их диаметр может достигать и 1-1,5 км, а высота от основания – до 200 м. Грязевые вулканы характеризуются, обычно, неглубокими корнями. Подводящий канал уверенно прослеживается на сейсмозаписях не глубже 500-600 м, довольно широкий и характеризуется нечеткими границами с вмещающими отложениями. Большинство субаквальных грязевых вулканов пассивных континентальных окраин расположены на глубинах воды более 500 м и почти всегда гидратоносны. Вероятно, механизм и условия формирования таких грязевых вулканов достаточно схожи с механизмом извержений грязевых вулканов рифтовых бассейнов. Вулканы укоренены на нижней границе гидратного слоя, а извержения инициируются тектонически обусловленным быстрым разложением гидратов с одновременным выделением большого объема метана и воды и резким увеличением порового давления в формирующейся камере грязевого вулкана.

Очень распространены грязевые вулканы в пределах активных континентальных окраин на аккреционных призмах (например, Средиземноморский вал, Калабрийская дуга, Кадисский залив, Барбадосская аккреционная призма и др.), чуть реже, в задуговых бассейнах (например, море Альборан, Тиррейское море и др.). Мощные осадочные накопления, часто за счет аккреционного наслоения и нагромождения, и интенсивные тектонические дислокации формируют здесь максимально благоприятные условия для развития грязевого вулканизма. Общими для развитых в таких условиях грязевых вулканов являются глубокое заложение корней (2-5 км), весьма сложная геометрия подводящих каналов, плохо выраженная камера или наличие нескольких камер. Типичные грязевулканические брекчии (разнообразные остроугольные фрагменты различных хорошо литифицированных пород в песчано-алевритовом глинистом матриксе), слагают обычно довольно крупные поверхностные постройки вулканов, характеризующихся периодическими сильными извержениями, регулярно повторяющимися на протяжении многих сотен тысяч, до первых миллионов лет. Грязевые вулканы активных окраин – одни из самых «долгоживущих».

Грязевые вулканы предгорных и межгорных прогибов современных орогенов также весьма распространены. Они, безусловно, являются «классическими» грязевыми вулканами во всех аспектах, с их представителей началась история изучения грязевого вулканизма. Это всегда крупные поверхностные постройки, которые могут достигать нескольких километров в диаметре

и возвышаться над окружающей местностью на несколько сот метров. Самый крупный из известных наземных грязевых вулканов – Турагай (Азербайджан) – относится к этому типу. Обычно поверхностные грязевулканические постройки представляют собой крупные холмы-горы почти идеальной конической формы с усечённой вершиной, где располагается основной кратер, часто осложнённый мелкими формами флюидопроявлений – грифонами и сальзами. Из кратера радиально распространяются грязевые потоки, которые, накладываясь друг на друга в ходе многочисленных последовательных извержений, и формируют постройку по принципу, схожему с формированием магматических стратовулканов. Подводящий канал вулканов обычно хорошо выражен и может уходить на глубины до 12 км. Вулканы характеризуются периодическими крупными извержениями, часто взрывного характера. Время активности вулканов такого типа может измеряться сотнями тысяч и первыми миллионами лет.

В целом, крупнейшие грязевулканические провинции, самые «развитые» и долгоживущие вулканы формируются в пределах разных тектонических поясов активных континентальных окраин.

Хорошо проявлена и объяснима прямая связь грязевых вулканов всех типов с нефтегазоносностью соответствующих бассейнов. Собственно, нефтегазоносность является необходимым условием для развития грязевого вулканизма в осадочно-породном бассейне. Это также следует из определения грязевого вулканизма, сформулированного выше.

В нефтегазоносных осадочных бассейнах с активным тектоническим режимом складываются наиболее благоприятные условия для развития грязевого вулканизма. Активная тектоника может обеспечить формирование путей миграции газов, вод и минерального (почти всегда изначально тонкопелитового глинистого) вещества из глубины осадочного бассейна, характеризующейся развитием зон аномально высокого пластового давления, к поверхности. В таких районах корни грязевых вулканов часто уходят на большие глубины разреза, а основная камера располагается непосредственно или очень близко к нефтегазогенерирующим толщам. Подводящий канал грязевого вулкана, по сути, соединяет очаг газогенерации с поверхностью, обеспечивая, таким образом, продолжительную активность структуры с мощными периодическими извержениями на протяжении геологического времени.

Вероятно, более сложная картина - в районах с относительно пассивным тектоническим режимом, где дизъюнктивные (разрывные) деформации проявляются в разрезе в меньшей степени, и, следовательно, осадочное выполнение бассейна в вертикальном направлении менее проницаемо. Здесь грязевые вулканы менее распространены, характеризуются особыми чертами строения и механизмом извержений, но также обусловлены нефтегазоносностью разреза. В пределах единого с тектонических позиций региона вулканы всегда приурочены к районам с

повышенными скоростями осадконакопления. В таких суб-бассейнах флюидоперенос из зоны газогенерации в верхние этажи разреза никак не связан с грязевулканическими процессами и идет значительно медленнее. Корни грязевых вулканов могут быть неглубокими, а основные очаги, скорее всего, располагаются в природных резервуарах разного происхождения. Максимально благоприятны - скопления газовых гидратов. Резервуар «опустошается» при первом извержении и, в дальнейшем, особенности его вторичного заполнения и восстановления давление прямым образом влияют на характер и масштабы грязевулканической активности, которая, в целом, скромнее, чем в тектонически активных районах. Отметим также, что грязевулканические проявления рифтовых бассейнов, известные к настоящему времени только в озере Байкал, по своим особенностям ближе к проявлениям грязевого вулканизма регионов с относительно пассивным тектоническим режимом.

Обобщая изложенные соображения, подчеркнем еще раз:

(1) Многочисленные открытия и результаты исследований грязевых вулканов последних десятилетий доказывают, что грязевой вулканизм – геологический процесс, характерный для осадочных бассейнов и определяемый их эволюцией и строением.

(2) Грязевые вулканы распространены в пределах осадочных бассейнов всех основных геодинамических обстановок. Особенности строения осадочного бассейна и тектоническая активность определяют типичный характер проявления грязевого вулканизма.

(3) В нефтегазоносных осадочных бассейнах с активным тектоническим режимом складываются наиболее благоприятные условия для развития грязевого вулканизма.

(4) Крупнейшие грязевулканические провинции, самые «развитые» и долгоживущие вулканы формируются в пределах разных тектонических поясов активных континентальных окраин.

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И РАСПРОСТРАНЕНИЕ НИЖНЕГО И СРЕДНЕЮРСКОГО КОМПЛЕКСОВ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

М.Е. Воронин, А.Н. Стафеев, Р.С. Сауткин

Введение

Объектом исследования является территория Восточного Предкавказья, которая является одним из старейших регионов нефтедобычи России, и имеет хорошо развитую инфраструктуру. К настоящему времени открыто множество месторождений нефти, газа и конденсата. Выработанность запасов по данным количественной оценки 2021 года достигла более 95%. Обеспечение нового ресурсного потенциала старейшей нефтегазоносной территории связывают с относительно малоизученными глубокопогруженными мезозойскими отложениями.

Фактическим материалом в работе служат более 3000 км региональных сейсмических профилей и более 50 скважин вскрывающие нижнесреднеюрские отложения (рис.1).

Целью работы является уточнение границ распространения и реконструкция условий осадконакопления нижней и средней юры Восточного Предкавказья.

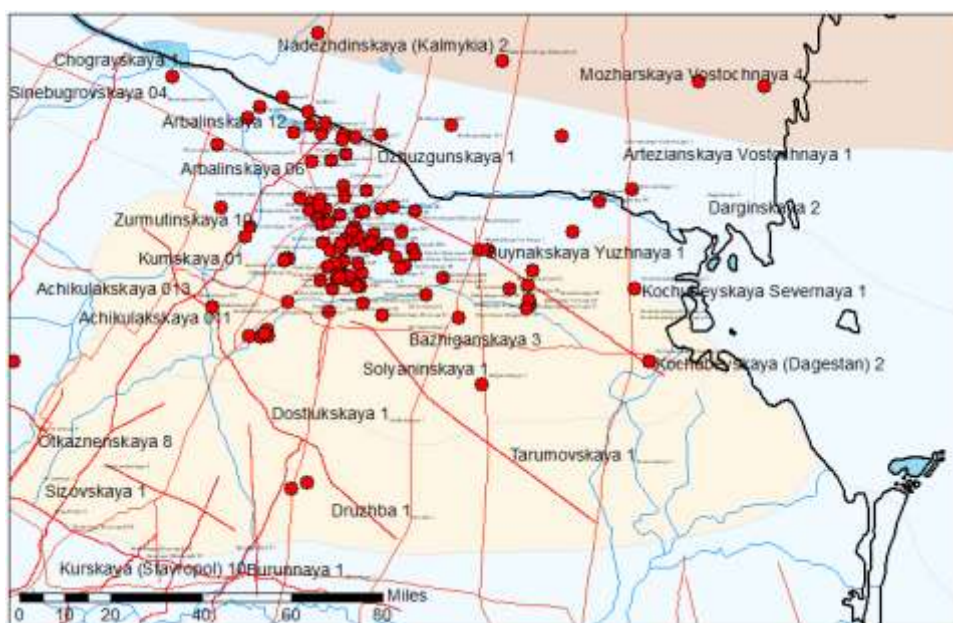


Рисунок.1 Карта фактического материала юрского комплекса Восточного Предкавказья

Юрский комплекс Восточного Предкавказья представлен всеми тремя отделами. Комплекс распространен в пределах Восточного Предкавказья не повсеместно.

Стоит отметить достаточно сложную границу распространения комплекса. По скважинным данным и результатам интерпретации сейсморазведки, были уточнены границы распространения юрского комплекса. Наблюдается общее сокращение мощностей юрских отложений с севера, Зоны Манычских прогибов в сторону ногайской ступени. В сторону Кряжа Карпинского по региональному профилю Reg01 прослеживается сокращение мощности верхнеюрского комплекса с дальнейшим выклиниванием на северном борту Манычского прогиба. В южном направлении

мощность верхнеюрского комплекса постепенно сокращается и в зоне сочленения Прикумской системы поднятий и Ногайской ступени выклинивается. Результаты сейсмической интерпретации подтверждаются скважиной Каясулинская 4, которая расположена в северной части Ногайской ступени. Юрские отложения там отсутствуют. В западном направлении комплекс эродирован в сторону Ставропольского свода и отчетливо прослеживается по окончанию пермо-триасовому грабенообразному прогибу. В скважине Бойчаровская 2 юрский комплекс полностью отсутствует (рис.2).

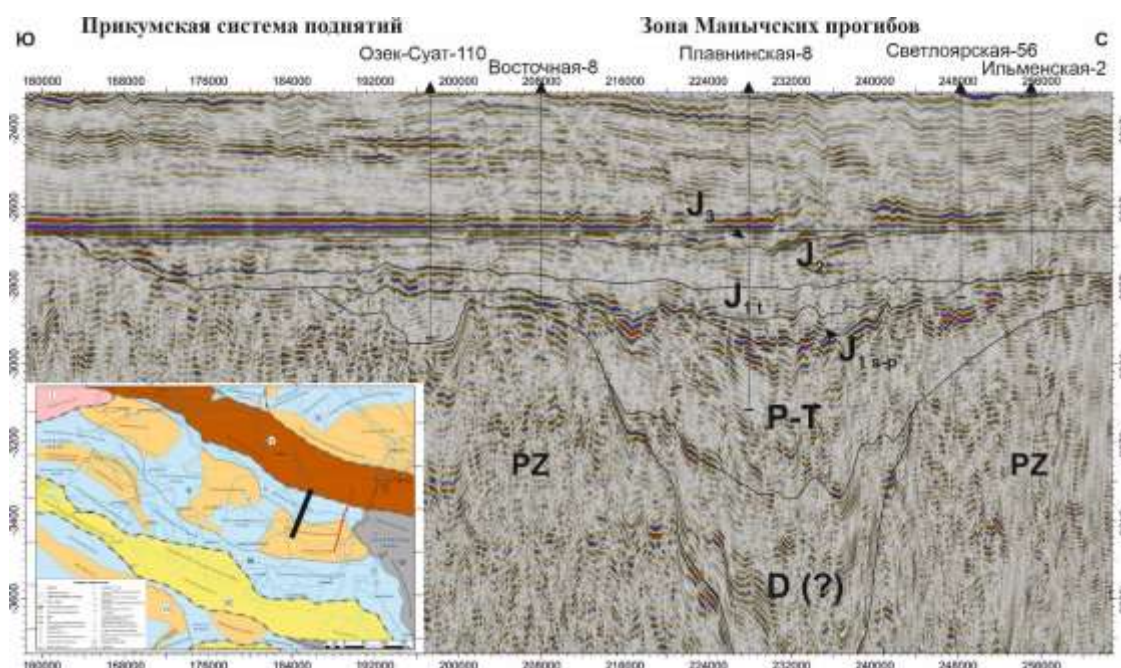


Рисунок 2. Региональный сейсмический профиль REG01
(интерпретация юрского комплекса)

По результатам интерпретации профилей нижнеюрский комплекс (нижняя часть-предположительно геттангский, синемюрский и нижняя часть плинсбахского яруса) приурочен к наиболее погруженным частям пермо - триасовых грабенов. Комплекс имеет небольшие мощности, от 10-20 метров на западе, до 100-150 метров на востоке и различную ширину распространения с севера на юг. На востоке в районе Каспийского побережья ширина распространения до 50 км, это области прибрежной равнины, временами заливаемой морем. При продвижении на запад, комплекс постепенно разделяется на области меньшего размера, формируя аккумулятивные равнины в районе месторождения Зимняя Ставка. Западнее в районе современного склона Ставропольского свода существовала денудационно-аккумулятивная равнина, с коллювиально-делювиальным осадконакоплением вдоль небольших рек и ручьев. Основным источником материала вероятно служили аллювиальные потоки с Восточно Европейской платформы и северного Каспия. Характерно преобладание руслового аллювия, временных водотоков, конусов выноса и пойменно-озёрных накоплений. В позднеплинсбахское и тоарское время область распространения нижнеюрских отложений увеличилась за счёт

трансгрессии моря. В результате сглаживания рельефа накопленный песчано-алевритовый материал сменяется формированием преимущественно глинистых осадков. Область седиментации расширяется за счёт слияния речных долин и их полного заполнения осадками.

В среднеюрское время, в начале байосского века происходит изменение палеогеографической обстановки. Территория приурочена к краевой зоне развития эпиконтинентального бассейна. Господствовали мелководно-морские обстановки. По разрезу и по площади наблюдается переслаивание песчаных пластов с глинисто-алевролитовыми разностями и литологические замещения, что говорит о трансгрессивно-регрессивном характере. Осадки преимущественно накапливались в весьма активной гидродинамической среде. Основным источником материала так же являлась, суша располагавшаяся на западе.

В результате комплексирования геолого-геофизической информации были составлены схемы распространения ниже и среднеюрского комплексов. Наблюдается различное распространение нижней части ранней юры, которая накапливалась в континентальных обстановках и верхней части (верхний плинсбах-тоар) где наблюдается трансгрессия моря и увеличение осадконакопления на большей части Восточного Предкавказья (рис.3) среднеюрское время море покрывало обширной территории с ритмичным накоплением песчано-глинистых разностей.



Рисунок 3. Схематическая карта распространения нижнеюрских отложений

Основные выводы:

Юрский комплекс развит не повсеместно на территории Восточного Предкавказья. Нижнесреднеюрские отложения накапливались в условиях от континентальных в раннеюрское

время (синемюр, плинсбах, ранний тоар), до прибрежно морских в конце раннеюрского и прибрежно-морских и морских в среднеюрское время.

В позднебайосское время происходила кратковременная регрессия моря, с поднятием части территории, что повлекло за собой эрозию байосс - келовейских пород на ряде площадей восточного Предкавказья. Верхнеюрский комплекс Восточного Предкавказья представлен карбонатно-терригенными породами.

Границы распространения юрского комплекса имеют сложную подковообразную конфигурацию. Отложения полностью эродированы в зоне сочленения Прикумской системы поднятий и Ногайской ступени, в районе скважины Каясулинская 4. Западнее юрский комплекс выпадает из разрезов в скважине Бойчаровская 2. К крыжу Карпинского мощность верхнеюрского комплекса сокращается до полного выпадения из разреза.

Литература

1. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. Геология и геофизика, 2013, т.54., № 8, с. 972-1012.
2. Краснова Е.А., Ступакова А.В., Стафеев А.Н., Фадеева Н.П., Яндарбиев Н.Ш., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Воронин М.Е., Степанов П.Б., Книппер А.А., Шитова Я.А. (2021). Геологическое строение и палеогеографическая зональность хадумского горизонта Предкавказского региона. Георесурсы, 23(2), с. 99–109.
3. Назаревич Б.П. Литология и условия осадконакопления отложений юрской терригенной формации восточного ставрополья в связи с их нефтегазоносностью: автореферат диссертации к.г.-м.н 136/ Назаревич Бронислав Павлович- М. 1969-23с
4. Соловьев Б.А., Подкорытов Н.Г., Левшунова С.П. Перспективы поисков залежей нефти и газа в отложениях нефтекумской свиты Восточного Предкавказья. Геология нефти и газа. 2012, №6. С.
5. Панов Д.И., Стафеев А.Н. Юцис В.В. Раннеюрский этап развития Северного Кавказа и Предкавказья, Бюл. Московского об-ва испытателей природы выпуск 6 Москва 1996г.
6. Стафеев А.Н., Смирнова С.Б., Гущин, А.И. Казакова З.И., Короновский Н.В. Ландшафтные обстановки и история формирования среднеюрских отложений восточного Предкавказья, Вестник МГУ, выпуск 1, Москва 1993 г.

ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕМЕНТОВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ ПОДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

П.Е. Гусаревич

Прикаспийская синеклиза относится к числу наиболее перспективных на углеводородное (УВ) сырье регионов России и Казахстана, что подтверждается открытием в последние годы в ее пределах крупных месторождений нефти и газа. Однако эти открытия далеко не исчерпали углеводородный потенциал территории, в котором неразведанные запасы составляют более 90%; большая их часть приходится на глубокозалегающие карбонатные отложения палеозоя (Жемчугова и др., 2017).

Интерес к продуктивности глубокозалегающих палеозойских карбонатных отложений возрос после открытия крупнейших месторождений в регионе (Астраханского, Тенгизского, Карачаганакского). В научной среде и по сей день активно ведутся дискуссии (Абилхасимов, 2016) в отношении перспектив нефтегазоносности девонско-нижнепермского осадочного комплекса.

В разрезе подсолевого комплекса региона исследований, многочисленными авторами (Исказиев и др., 2020) выделяются толщи глинисто-карбонатного состава, обогащенные органическим веществом и высокой степенью катагенетической преобразованности, позволяющие сделать предположение о высоком генерационном потенциале подсолевых отложений. Из этого следует, что на стадии геологоразведочных работ, упор нужно сделать на прогнозирование коллекторских и экранирующих толщ, что по причине больших глубин залегания представляется тяжелой задачей.

Положительное решение поставленной задачи напрямую зависит от выбора методики исследования. Самым эффективным способом решения подобных задач является седиментационное моделирование, основанное на ретроспективном анализе условий формирования элементов УВ систем.

В основу седиментационного моделирования заложены результаты генетического анализа кернового материала и данных ГИС, результаты интерпретации которых, в совокупности с сейсмическими 2D и 3D данными позволят спрогнозировать и впоследствии выделить перспективные нефтегазонасыщенные толщины в подсолевых отложениях Прикаспийской синеклизы.

Проведенные исследования позволили выделить в разрезе подсолевых отложений Прикаспийской синеклизы 5 нефтегазоматеринских толщ с высокой степенью катагенетической преобразованности, 10 потенциальных коллекторских горизонтов, приуроченных преимущественно к карбонатным отложениям и 12 экранирующих толщ.

Литература

1. Абилясимов Х.Б., Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности: монография – М.: Издательский дом Академии Естествознания, 2016 – 244 с.
2. Жемчугова В.А., Макарова Е.Ю., Наумчев Ю.В., Макаров Н.Д., Панков В.В., Карбонатные резервуары подсолевых отложений Прикаспийской синеклизы. Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч.2. С. 194-207.
3. Исканиев К.О., Жемчугова В.А., Косенкова Н.Н., Фадеева Н.П., Хафизов С.Ф., Геолого-Геохимические предпосылки формирования нефтегазоносности подсолевых отложений северной бортовой зоны Прикаспийской впадины: М.: Издательский дом Красанд, г. Москва, 2020 – 220 с.

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА БОТУОБИНСКОГО ГОРИЗОНТА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.О. Жиренко, А.В. Мордасова, Р.С. Сауткин, М.Е. Воронин

Ботуобинский продуктивный горизонт (нижняя часть бюксской свиты) формируется в тирское время вендского периода на юго-востоке Сибирской платформы. Он имеет относительно однородные состав и строение и сложен песчаниками преимущественно кварцевыми с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Общая мощность горизонта варьирует от 10 до 40 м, в среднем составляя около 20 м (Плюснин, 2019). В районе Среднеботуобинского месторождения мощность ботуобинских отложений изменяется от 2 м до 35 м, максимальная мощность наблюдается в центральной части восточных блоков Среднеботуобинского месторождения.

К ботуобинскому горизонту Среднеботуобинского месторождения, расположенному в центральной части Мирнинского свода Непско-Ботуобинской антеклизы, приурочена основная газовая залежь с нефтяной оторочкой. Также промышленная нефтегазоносность горизонта доказана на Тас-Юряхском, Мирнинском, Чаяндинском и других месторождениях. Понимание условий формирования и строения ботуобинского горизонта особенно важно в контексте построения адекватной геологической модели, которая позволит на месторождениях прогнозировать зоны распространения коллекторов с наиболее высокими фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС), уточнять количество и положение скважин для наиболее эффективной выработки запасов.

Для определения литолого-фациальной характеристики ботуобинского горизонта были использованы следующие методы: анализ керна, шлифов, РСА, РФА, структурный, текстурный, гранулометрический, литолого-фациальный анализы, а также комплексная интерпретация ГИС.

Широко известен факт формирования ботуобинского горизонта в прибрежно-морских условиях. Однако существуют разные взгляды на тип побережья, где накапливался ботуобинский горизонт: на приливно-отливном побережье (Жемчугова, 2014), на дельтовом побережье с волновым влиянием (Плюснин, 2019) и на дельтовом побережье с волновым и приливно-отливным влиянием (Валеев, 2022). Проведя комплексные исследования, авторы склоняются к модели приливно-отливного побережья.

В разрезе горизонта были выделены следующие фации (по увеличению глубины накопления): супралиторали, литорали со смешанным осадконакоплением, приливно-отливных каналов, песчаной литорали, берегового склона и переходной зоны берегового склона (рис. 1а). Распространение данных фаций в пределах ботуобинского месторождения показано на рисунке 1б.

Супралиторальная фация чаще всего наблюдается в основании ботуобинского горизонта, она представлена наиболее глинистыми относительно всего разреза отложениями. Её слагают мелкозернистые, средне-мелкозернистые, алевролитистые песчаники с тонкослоистой текстурой. В

пределах этой фации также наблюдаются трещины усыхания. Дополнительными признаками, которые использовались для идентификации супролиторальной фации стали глинистые прослои, а также пирит и пятна ангидритового состава, которые присутствуют здесь в большом количестве.

Фация литорали со смешанным осадконакоплением представлена тонко-мелкозернистыми, мелкозернистыми песчаниками с тонкослоистой, флазерной и линзовидной текстурами. Глинистые прослои и галитовый цемент – индикаторы данной фации.

Фация приливно-отливных каналов сложена мелко-среднезернистыми песчаниками алевритистыми с массивной, крупной косою текстурой, характерной для врезов. Отложения данной фации отличает нижняя эрозионная граница, а также литокласты в основании. По этим каналам шла транспортировка материала с северо-западного источника суши в нижнебюкский бассейн. Активная гидродинамика водных потоков в пределах распределительных каналов, близость источников сноса привели к образованию массивной текстуры, а также к плохой сортировке отложений.

Фация песчаной литорали представлена средне-мелкозернистыми, среднезернистыми песчаниками с косою разнонаправленной текстурой. Гидродинамика в этих зонах была активной – действовали приливно-отливные течения и волны, из-за чего сортировка отложений становилась лучше в сравнении с распределительными каналами. Эту фацию интересно сравнивать с фацией берегового склона с приливно-отливными каналами, которая сложена тонко-мелкозернистыми, средне-мелкозернистыми песчаниками с примесью крупнозернистой фракции. Косая однонаправленная и горизонтальные текстуры – две характерные текстуры этой фации. Хорошо сортированные песчаники берегового склона формировались вдоль береговой линии с активной волновой гидродинамикой и интенсивным поступлением песчаного материала. Однако размерность зерен песчаников береговых валом несколько меньше, чем размерность зёрен песчаников песчаной литорали.

При детальном изучении литолого-фациальной последовательности ботубинского горизонта, анализу результатов РФА, гранулометрического анализа и анализу каротажа были выделены 4 циклита (рис.1г). Первый и второй циклиты характеризуются небольшими мощностями (до 18 м в сумме, в среднем 6-10 м), более мелкозернистый и даже глинистый состав в основании циклов. Третий и четвертый циклиты имеют суммарные мощности до 29 м (в среднем 16-20 м), и более песчанистый, крупно-, грубозернистый состав.

Начало каждого цикла связано с трансгрессией, что выражается в повышении глинистости или же привносе материала из незрелых кор выветривания с территорий, ранее являвшихся областями осадконакопления, а к концу цикла, в максимум регрессии, вышедших на дневную поверхность и активно размываемых.

Источником сноса для отложений ботубинского горизонта являлась суша, расположенная к северо-западу от изучаемой территории, сложенная архей-раннепротерозойскими гранитоидами,

представленными рядом от диоритов до лейкогранитов (Самсонов и др., 2023). Интересно заметить, что средний минеральный состав гранитов: 60-65% - полевых шпатов (ПШ) (плагиоклаз и калиевый полевой шпат), 25-35% кварца и 5-10% слюды. При этом содержание кварца в составе песчаников ботубинского горизонта достигает, согласно результатам РСА 85-98 %. Этот факт можно объяснить тем, что в процессе выветривания преобладает разрушение первичных минералов, которые образовались в глубоких слоях земной коры при высоких температурах и давлении. Попадая на поверхность земной коры, в иные термодинамические условия, они теряют устойчивость. Наиболее устойчивым из широко распространенных минералов является кварц, к мало устойчивым относятся полевые шпаты. Поэтому, судя по содержанию кварца, можно говорить о достаточно зрелых корах выветривания в области размываемой суши в ботубинское время. Однако, ПШ присутствуют в песчаниках ботубинского горизонта, и для них можно выявить следующую закономерность. Вблизи границы второго и третьего циклов в интервале 1944,81-1945,73 м на примере 3 цикла скважины Сб.-хх9 было замечено увеличение содержания суммы ПШ в конце 2 цикла и начале 3 (рис.1в), что вероятно связано с размывом территории, обнажившейся во время регрессии и постепенно затопляемой в начале трансгрессии.

Дополнительный привнос ПШ приводит к наблюдаемому максимуму по кривой ГК, который «оттягивает» максимум ГК от реальной границы циклов, определенной по керну, вниз к более древнему циклу, где уже происходит увеличение содержания КШП. Также данный максимум по кривой ГК может быть неверно интерпретирован в пользу варианта увеличения содержания глин, что неверно для 3-4 циклов и допустимо, для циклов 1-2, где присутствуют глинистые и алевролитистые прослой.

Для исследуемой территории была построена сеть профилей, в которых отложения ботубинского горизонта были разделены на циклиты. Субмеридиональный профиль является наиболее показательным (рис.1г), так как он проходит через все лито-фациальные зоны. В его пределах в основании циклитов 1 и 2 наблюдаются трансгрессивные глинистые пачки, которые развиты вдоль всего профиля, в циклитах 3 и 4 – глинисто-алевритистые линзы. Глинистая линза 4 циклита отмечена в скв. Сб. хх9 и Сб. хх2, при этом данные скважины расположены в области наибольших мощностей ботубинского горизонта. Глинистые пачки при должной выдержанности, могли бы служить локальным флюидоупором, однако их мощности невелики, поэму ожидать хороших экранирующих свойств не следует.

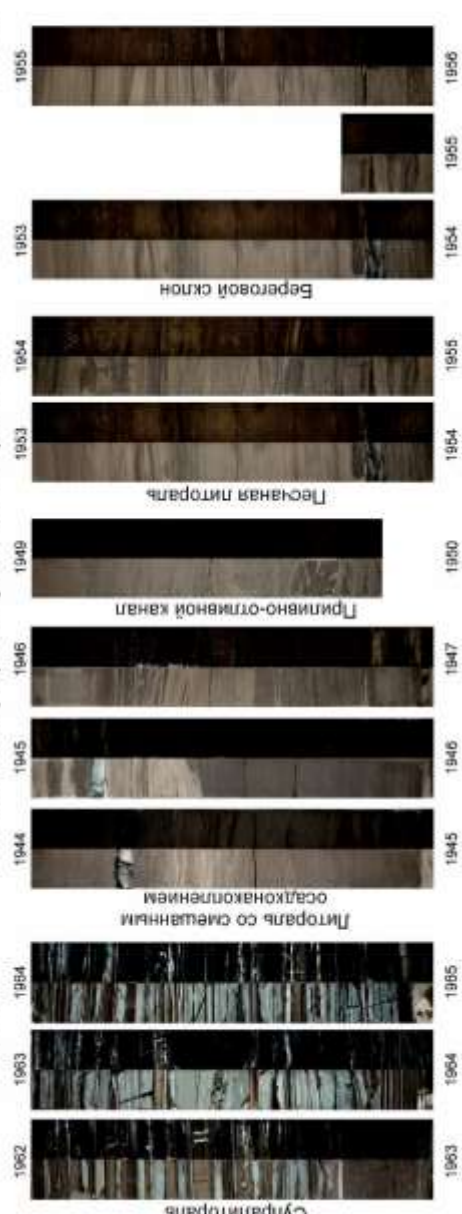
Что касается прогнозирования коллекторов, то для литофаций ботубинского горизонта были установлены связи пористости-проницаемости. Тренды ФЕС для каждой литофации находятся в сильной зависимости от структурно-текстурных характеристик пород ботубинского горизонта, связанных с условиями осадконакопления. Также на ФЕС оказали влияние вторичные процессы. Лучшие ФЕС наблюдаются в породах фаций берегового склона (7-18 (15) % - открытая пористость,

10-1500 (470) Мд – проницаемость по газу), приливно-отливных каналов (5-19 (12) % - открытая пористость, 20-500 (220) Мд – проницаемость по газу) (II-III тип коллекторов, по А.А. Ханину).

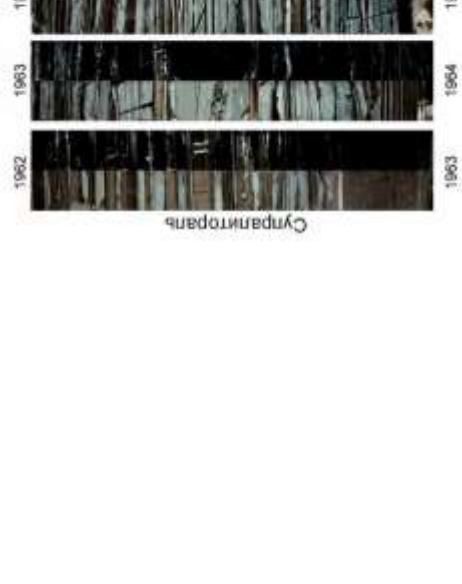
Литература

1. Валеев Р.Р. Литолого-палеогеографические особенности формирования бюкской свиты на Среднеботуобинском НГКМ (Сибирская платформа) // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. СПЕЦИАЛЬНОСТЬ: 25.00.01 – общая и региональная геология. Иркутск, 2022. 147 с.
2. Жемчугова В.А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем: Учебное пособие для вузов. - М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. - 341 с.
3. Маслов А.В. Осадочные породы: методы изучения и интерпретации полученных данных. Учебное пособие. - Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2005. 289 с.
4. Плюснин, А.В. Концептуальная седиментологическая модель ботуобинского продуктивного горизонта Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения. Вестник ВГУ. Серия: Геология, 2019, № 2, с. 61-69.
5. Самсонов А.В. и др., Палеопротерозойский Таймыро-Байкальский ороген в южной части Сибирского кратона: границы, состав и история формирования по изучению керн скважин. Тектоника и геодинамика Земной коры и мантии: фундаментальные проблемы-2023. Материалы LIV (54) Тектонического совещания. Т. 2. М.: ГЕОС, 2023. 168-171 с.

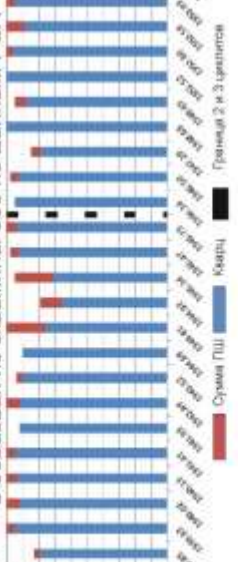
А Фотографии керн с характерными примерами структурно-текстурных особенностей фаций ботубинского горизонта



Б Палеогеографическая схема ботубинского горизонта на 3-4 цикл



В Содержание кварца и суммы ПШ в образцах из скважины 509 по данным РСА



Обстановки осадконакопления



Г Субмеридиональный профиль Б-А с циклами в пределах ботубинского горизонта

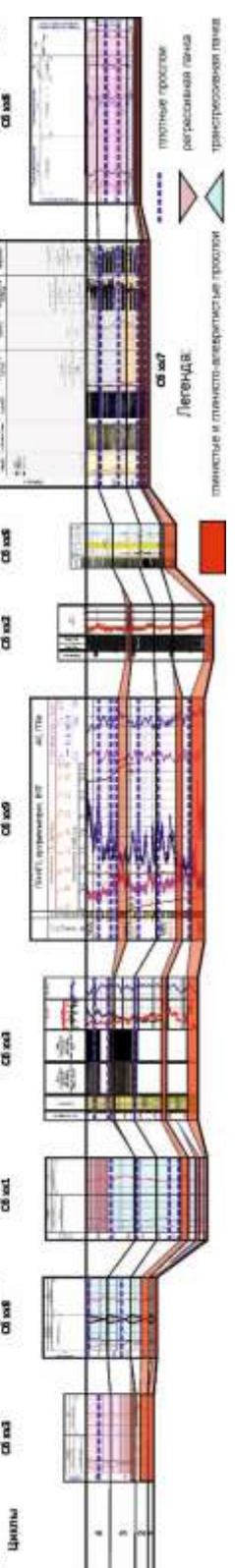


Рисунок 1. (а) фотографии керн с характерными примерами структурно-текстурных особенностей фаций ботубинского горизонта; (б) палеогеографическая схема ботубинского горизонта на время 3-4 цикла; (в) содержание кварца и суммы ПШ в образцах из скважины 509 по данным РСА; (г) субмеридиональный профиль Б-А с циклами в пределах ботубинского горизонта.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНДЕКСА ХРУПКОСТИ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ РАЗРЕЗА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП В ОТЛОЖЕНИЯХ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ ЕМ-ЁГОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Я.А. Заглядин, Г.А. Калмыков

Низкая проницаемость, частая смена литологических типов пород по вертикали и латерали, существенные вторичные преобразования обуславливают крайне сложное пластов-коллекторов тюменской свиты на Ем-Ёговском месторождении Западно-Сибирского НГБ. В связи с этим данный объект разработки относится к категории месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Наиболее эффективным способом добычи нефти из отложений тюменской свиты в таком случае является проведение ГРП. Для выделения в тюменской свите хрупких интервалов, перспективных для установки портов ГРП, в данной работе был рассмотрен комплексный подход, включающий геомеханические, петрофизические и минералогические исследования, позволяющие изучить механико-прочностные свойства и уточнить их взаимосвязь с минерально-компонентным составом и фильтрационно-емкостными свойствами пород.

Таким образом, целью работы является определение наиболее перспективных зон для технической стимуляции, интервалов разреза и оптимального направления заложения горизонтальных стволов скважин для проведения многостадийных гидроразрывов (МГРП) в отложениях тюменской свиты (ЮК₂₋₉) на примере Ем-Ёговского месторождения Красноленинского свода Западно-Сибирского НГБ.

Полезным инструментом, позволяющим решить многие проблемы, связанные с геологическим строением тюменской свиты, выделить наиболее перспективные интервалы, грамотно спроектировать направление бурения горизонтальной скважины, корректно подобрать оптимальный дизайн ГРП и плотность бурового раствора, является 1D-геомеханическое моделирование.

Основными задачами работы являются сбор и анализ геолого-геофизической информации об изучаемом объекте; лабораторные исследования упруго-прочностных свойств образцов керна тюменской свиты; формирование петрофизического обеспечения интерпретации комплекса ГИС, определение направления максимального и минимального напряжения; поиск и выделение в разрезе тюменской свиты перспективных интервалов для технической стимуляции (ГРП).

Выделение в разрезе тюменской свиты наиболее подходящих интервалов для проведения ГРП упрощается с помощью индекса хрупкости – параметра, характеризующего способность горной породы при определенном напряжённом состоянии образовывать трещины и последующую возможность сохранять их в раскрытом состоянии (Маркин и др., 2016). Индекс хрупкости горных пород является ключевым параметром эффективного воздействия на продуктивный пласт, который в наибольшей мере определяется именно минералогическим составом пород.

С помощью ГИС и результатов геомеханических исследований были рассчитаны динамический и статический модули Юнга и коэффициенты Пуассона, а также предел прочности горных пород, необходимые для дальнейшего расчёта индекса хрупкости (рис.1).

Существует несколько методов определения индекса хрупкости, но в данной работе будут применены два способа – один для определения по всему разрезу с помощью рассчитанных кривых статического модуля Юнга и статического коэффициента Пуассона (метод Рикмана (Rickman, 2008)), а другой – для определения по данным керновых исследований. По результатам исследований высоким индексом хрупкости обладают песчаники, а низким – глины (рис.2).

Литература

1. Rickman R.A Practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett shale, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21 – 24 September, 2008, Denver, Colorado, USA, SPE 115258
2. Маркин М.А., Гула А.К., Юсупов Я.И. Комплексный геомеханический подход для выбора интервалов проведения ГРП на примере баженовской свиты в пределах Красноленинского свода // Бурение и нефть. – 2016. – №9. – С. 50-55.

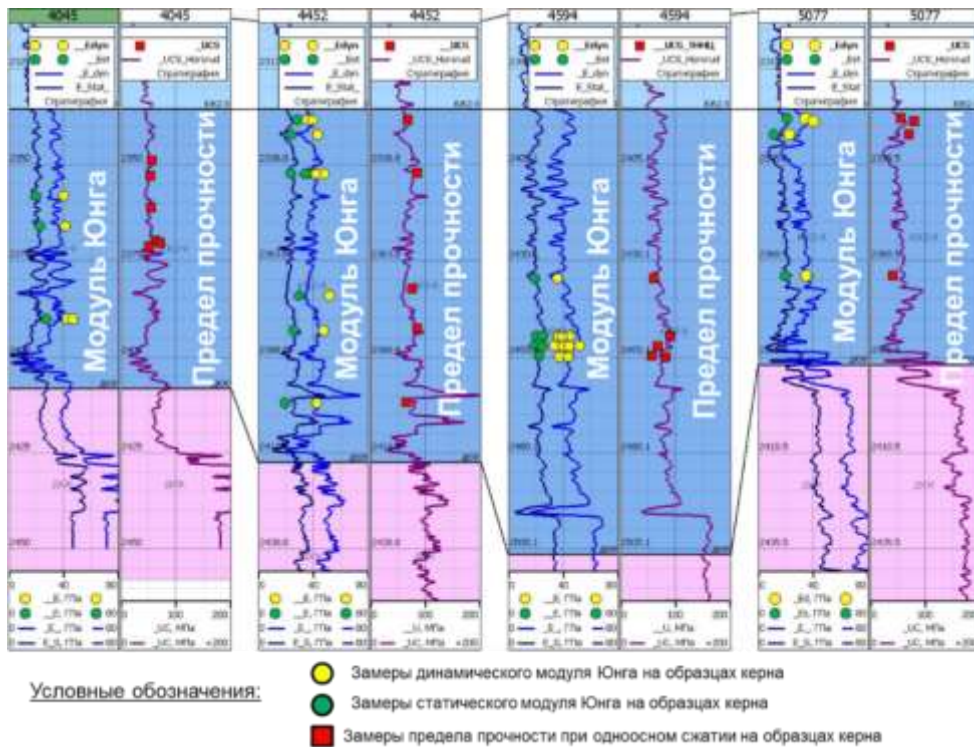


Рисунок 1. Значения механических свойств, измеренных на керне и рассчитанных на основании АК

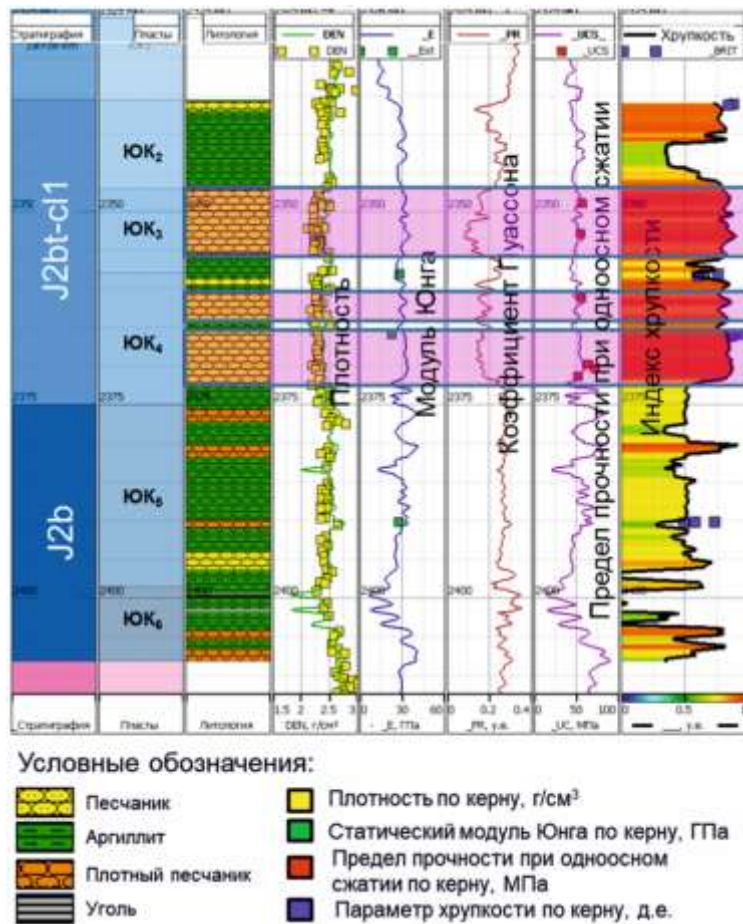


Рисунок 2. Выделение в разрезе тюменской свиты хрупких пород

МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ ВЕНДСКОЙ ЗАЛЕЖИ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

Е.С. Исаев, Р.С. Сауткин, М.Е. Воронин, А.В. Мордасова, А.А. Верещагин

Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории Мирнинского района Республики Саха (Якутия) в 150 км. на северо-запад от г. Ленск и в 112 км. юго-западнее от г. Мирного. Месторождение было открыто в 70-ых годах прошлого столетия параметрической скважиной Сбт-1, в которой был получен промышленный приток газа из песчаников вендского (V) времени. В тектоническом плане Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение (далее СБ НГКМ) приурочено к одноименной кулисообразной антиклинальной структуре III порядка в центральной части Мирнинского выступа Непско-Ботуобинской антеклизы. Важной чертой СБ НГКМ является наличие блоковой тектоники. Выявленные разрывные нарушения обладают северо-восточным простиранием и делят месторождение на крупные тектонические блоки, которые, в свою очередь осложнены более мелкими разломами.

Нефтенасыщенная толщина неодинакова по площади месторождения. В восточных блоках по результатам исследований и опробования скважин установлен недонасыщенный коллектор. Под *недонасыщенным коллектором* принято понимать породы, которые имеют низкую нефтегазонасыщенность и высокую водонасыщенность, в результате залежь в большинстве случаев представляет собой условную переходную водонефтяную зону, в которой при испытании скважин в большинстве случаев получают приток воды или приток воды и нефти. СБ НГКМ изучено довольно хорошо и разбурено большим количеством разведочных и эксплуатационных скважин. Однако, при бурении на юге Восточных блоков месторождения, на практически тех же гипсометрических глубинах, при опробовании в притоке получают воду с плёнкой нефти несмотря на то, что по данным нейтронных методов ГИС коллекторский интервал прогнозируется как преимущественно нефтенасыщенный (переходная зона).

В настоящее время разработана концепция формирования недонасыщенных коллекторов для древних залежей, когда углеводороды образовались в одном месте, а затем перетекли во вновь образованную структуру (переформирование залежи), таким образом, на месте древней залежи остался недонасыщенный коллектор с высокими значения остаточной нефтенасыщенности.

Для прогноза нефтенасыщенности и определения перспектив нефтегазоносности района исследований разработана модель формирования недонасыщенных залежей. При

её создании были построены палеоструктурные карты ботубобинского горизонта на разные этапы геологического развития территории (рис.1). Для древних бассейнов, где отсутствуют более молодые отложения, палеоструктурные карты необходимо строить на самый последний (молодой) горизонт, прослеживающийся по данным сейсморазведки. (Соколов Б.А., и др., 1991). В нашем случае – это олекминский горизонт (кровля ботомского яруса нижнекембрийской системы). Сопоставив палеоструктурный план ботубобинского на олекминское время и современный структурный план, видно, что палеозалежь имела иное строение и была распространена в южной части района исследований.

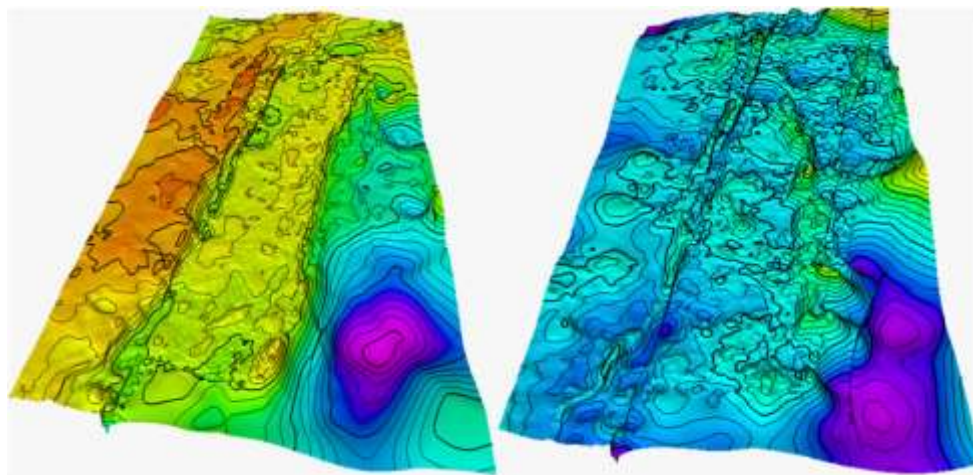


Рисунок 1. Сопоставление современного структурного плана ботубобинского горизонта (слева) и палеоструктурного плана ботубобинского горизонта на олекминское время нижнего кембрия (справа)

С целью выяснения формирования месторождения и изменений палеоструктурного плана через лицензионный участок было построен профиль юг-север через скважины №№ XX16, XX51, XX010, XX09, XX02, XX06, XX08, XX07 (рис.2) и рассмотрены этапы геологического развития, увязанные с результатами бассейнового моделирования (информация о времени прихода УВ в залежь):

1. Формирование палеоловушки;
2. Заполнение палеоловушки нефтяными углеводородами;
3. Изменение структурного плана за счёт региональной структурной перестройке;
4. Перераспределение нефтяных углеводородов.

По результатам палеореконовструкций было установлено, что палеоловушка заполнилась углеводородами предположительно в позднекембрийско-силурийское время. Далее, в девонско-каменноугольное время весь регион был подвержен структурной перестройке, вследствие этого изменился и структурный план залежи, а нефтяные

углеводороды стали «перетекать» в наиболее приподнятые области. Затем, в мезозойское время ремиграция нефтяных углеводородов закончилась, на юге нефтяная залежь отсутствует, а на севере осталась, но везде присутствует недонасыщенный коллектор, т.к. углеводороды с юга «утекли» (ремигрировали) на север и запад. И наконец, мезозойско-кайнозойское время нефтегазоматеринские толщи стали генерировать газовые углеводороды и мигрировать в залежь, где стали «оттеснять» нефть, в результате окончательно сформировалось нефтегазоконденсатное месторождение.

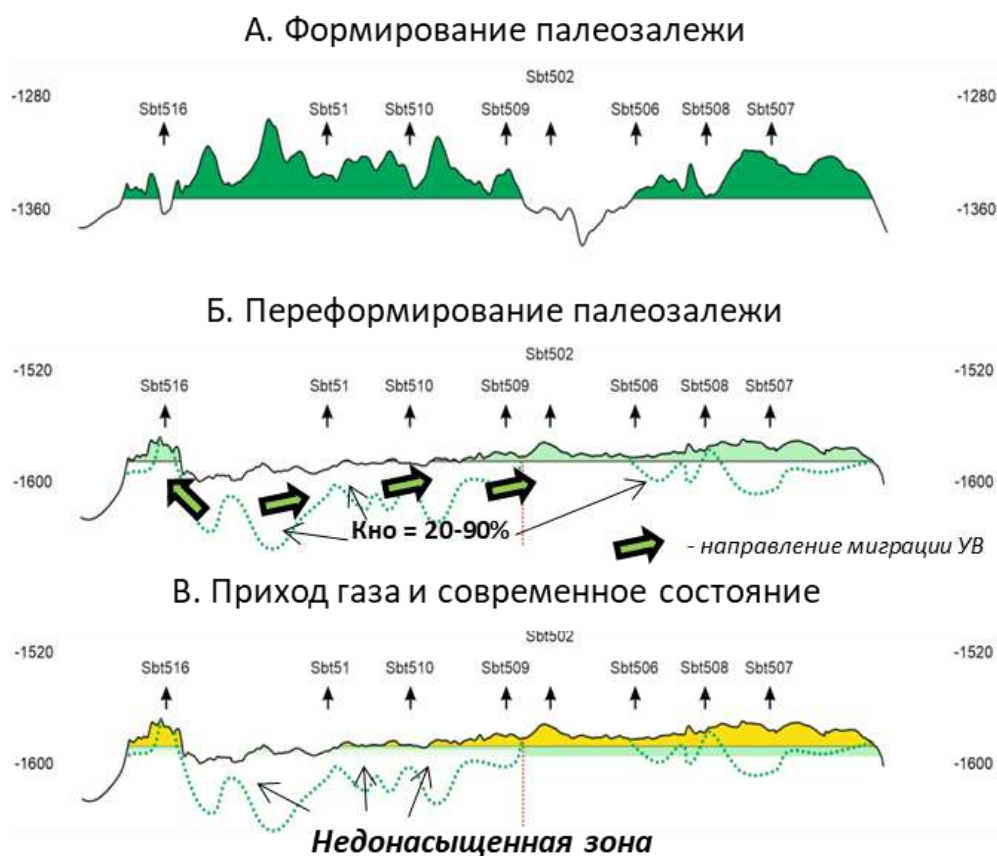


Рисунок 2 Принципиальная модель формирования залежи (юг-север)

Важной составляющей при создании модели формирования достаточно хорошо изученных и разрабатываемых месторождений, является анализ результатов испытания скважин с целью выявления закономерностей распределения углеводородов по площади и прогноза перспектив нефтегазоносности неразбуренных территорий.

Для проведения анализа, по данным подсчёта запасов (Конторовича А.А., 2012), составлены сводные таблицы показывающие притоки углеводородов для разных тектонических блоков месторождения (Таблица 1). Соотношение притоков нефти, газа и воды, для Восточных блоков относительно равное (для разведочных скважин), поэтому было решено произвести сопоставление притоков с современным структурным планом и палеопланом ботубинского горизонта на олекминское время (конец раннего кембрия).

Восточные блоки СБ НГКМ разделяются на две зоны, северную и южную. Если рассматривать современный структурный план, то какого-то чёткого распределения в притоках не выявлено, поскольку с формальной точки зрения, все скважины находятся внутри ВНК. Однако скважины на севере дают нефть и газ, а скважины на юге, газ и воду с плёнкой нефти. Если рассматривать палеоструктурный план ботубинского горизонта на олекминское время, можно заметить, что разведочные скважины дающие притоки нефти расположены в палеоструктуре, а эксплуатационные скважины преимущественно на склоне палеозалежи северной части блока. Разведочные скважины для южной зоны пробурены за пределами древнего ВНК или в переходной зоне палеозалежи.

Таблица 1. Выкопировка из сводной таблицы результатов опробования скважин Восточного блока СБ НГКМ

№ скв.	Интервал	Дебиты м. куб/сут.		
		нефть	газ	вода
XX51	1949-1965	сухо		
	1955-1962			54,49
	1956-1966			49,95
XX010	1938-1942			11,29
	1938-1943			8,65
XX09	1938-1942			2,5
	2018-2023			5,8
XX02	1947-1954	87,4	12,6	
XX06	1933-1939	50,1	2,3	
	1941-1943	пленка		7,8
XX08	1941-1945	38,4		
	1994-2000			0,8
XX07	1933-1939		165	
	1945-1949	0,4		
Условные обозначения				
	Интервал с притоком нефти			
	Интервал с притоком газа			
	Интервал с притоком воды			
	Сухо/нет данных испытания			

Соответственно можно сделать заключение, что анализ результатов испытания скважин не противоречит концепции формирования залежи и подтверждает выводы:

✓ Современный структурный план – север и запад выше юга, поэтому при переформировании залежи УВ мигрировали на север;

- ✓ На севере залежь контролируется современным структурным планом, а юг всегда недонасыщен;
- ✓ На юге перспективны только места пересечения современного и палеоструктурного планов.

Литература

1. Соколов Б.А., Кравченко Т.П., Трофимук А.А. Структурные и историко-генетические построения при поисках нефти и газа. М.: Издательство МГУ, 1991. - 96 с.
2. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах центрального блока и Курунгского лицензионного участка: отчёт о НИР / ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»; рук. А.А. Красильников, исп. А.А. Конторович. Иркутск, 2012. 129 с.

КАРТИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ И ЗАХОРОНЕНИЯ CO₂

М.Ю. Карпушин, А.В. Ступакова, А.В. Корзун, Р.С. Сауткин, О.В. Осипова,
И.В. Багатырева, Ю.Д. Перегудов, А.П. Вайтехович, А.В. Асеева, К.С. Осипов,
Н.В. Белецкая

В последние годы в мире активно развивается переход от углеродной энергетики к безуглеродной. Это делается для того, чтобы сократить выбросы парниковых газов, к которым относится и углекислый газ (CO₂). В связи с этим возникает вопрос о том, где можно безопасно и на долгое время захоронить CO₂. Для поиска и картирования подходящих геологических объектов было изучено более 100 международных проектов, определены основные критерии для разработки технологии, которая позволит определить и закартировать подходящие природные объекты. Выбор этих критериев требует научно-технического подхода и глубоких геологических знаний.

Существуют несколько физических принципов удерживания CO₂: структурное, остаточное, удерживание вследствие растворимости CO₂ в воде и минеральное удерживание. Каждый из этих принципов непосредственно связан с критериями определения подходящего геологического объекта.

Для картирования перспективных геологических объектов для закачки CO₂ была проведена оценка выбросов CO₂ на территории Российской Федерации. В результате была построена карта техногенных выбросов на базе отечественной платформы MyGeoMap.

Экологически стабильное хранения CO₂ возможно в водоносных горизонтах, истощенных месторождениях нефти и газа, угольных, соляных пластах, магматические породах. Для каждого направления в региональном масштабе с учетом критериев была разработана своя методика картирования, которая включала в себя: локализацию объекта, глубину залегания, тип коллектора и покрышки, фильтрационно – емкостные свойства пород-коллекторов и ряд других специфических для каждого направления параметров.

Результатом стала карта регионального распространения перспективных геологических объектов для закачки CO₂.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НОРМАЛЬНЫХ АЛКАНОВ В БИТУМОИДАХ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Д.Д. Кожанов, М.А. Большакова

Для полного понимания особенностей накопления и преобразования органического вещества среднего франа-турне ($D_3fr_2-C_{1t}$) проведен анализ распределения нормальных и изопреноидных алканов. Используемые данные были получены из работ (Нефти..., 1977; Илеменова, 2002; Масагутов и др., 2019; Орлова и др., 2021). В результате было выяснено, что все изученные образцы подразделяются на 6 обособленных групп, выделяемых в пределах палеозойских структур: Верхнекамской впадины, Юрюзано-Сылвенской впадины, Соликамской впадины, Бирской седловины, Башкирского и Северо-Татарского сводов.

Алканы. Также как и при изучении отложений докембрийского возраста, ОБ доманиковой высокоуглеродистой формации (ВУФ) можно подразделить на 6 генетических групп (рис.1-6), схожих по конфигурации кривой гомологического ряда н-алканов и другим признакам. На полученные графики также нанесены результаты собственных аналитических исследований, что позволяет проводить корреляцию ОБ-нефть. Стоит отметить, что распределение генетических групп четко контролируется структурным фактором – то есть в пределах каждой из геологических структур различные образцы ОБ проявляют схожие молекулярные особенности.

Первая группа, выделенная в пределах Верхнекамской впадины, представлена образцами битумоидов из скважин Андреевская, 200 (D_3dm), Базезинская, 832 (D_3dm), Есенеяская, 117П и 795 (D_3dm), Нылгинская, 703 (D_3dm), Кирилловская, 106 (D_3dm) и Утулгинская, 150 и 170 (рис.1). Максимальное содержание н-алканов в масляной фракции битумоидов приходится на $n-C_{21}$, помимо которого также преобладают $n-C_{15}$, $n-C_{17}$, $n-C_{23}$, $n-C_{25}$. Также прослеживается общая тенденция к увеличению содержания среднемолекулярных н-алканов – значение отношения $n-C_{17-23}/n-C_{24-30} = 0,74-9,61$ (в ср. 2,65 %). Показатель отношения НЧ/ЧТ = 0,84, при этом фитан повсеместно преобладает над пристаном ($Pr/Ph = 0,28-0,8$ (в ср. 0,52)). По совокупности признаков ОБ доманиковой ВУФ Верхнекамской впадины является сапропелевым, накопленным и преобразованным в восстановительных и резко восстановительных условиях. Степень преобразованности в целом низкая.

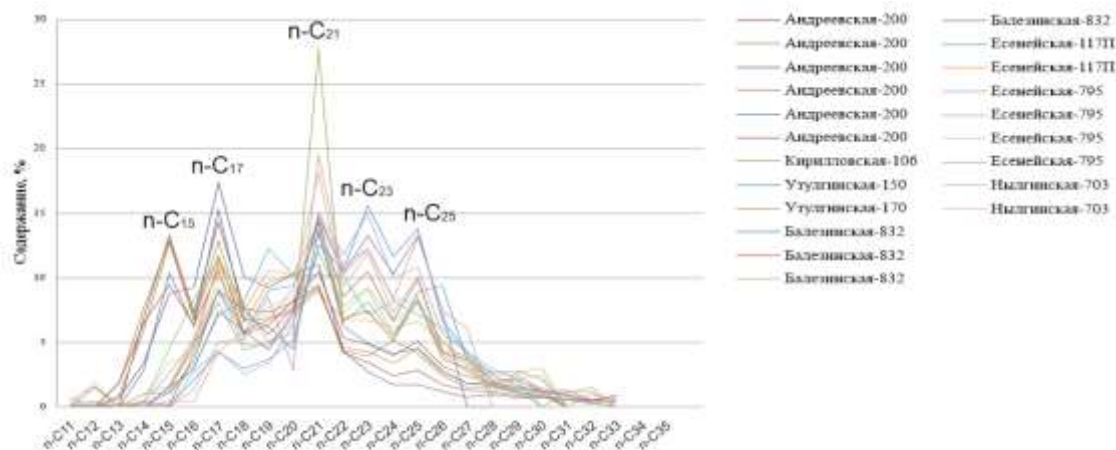


Рисунок 1. Графики распределения членов гомологического ряда n-алканов (Верхнекамская впадина)

Вторая группа представлена образцами битумоидов из скважин Красносельская, 188 и 218 (D₃dm), Рустамовская, 4 (D₃dm), Ленская, 172 и 191 (D₃dm) и Туркинская, 53 (D₃dm) (рис.2) – Бымско-Кунгурской впадины.

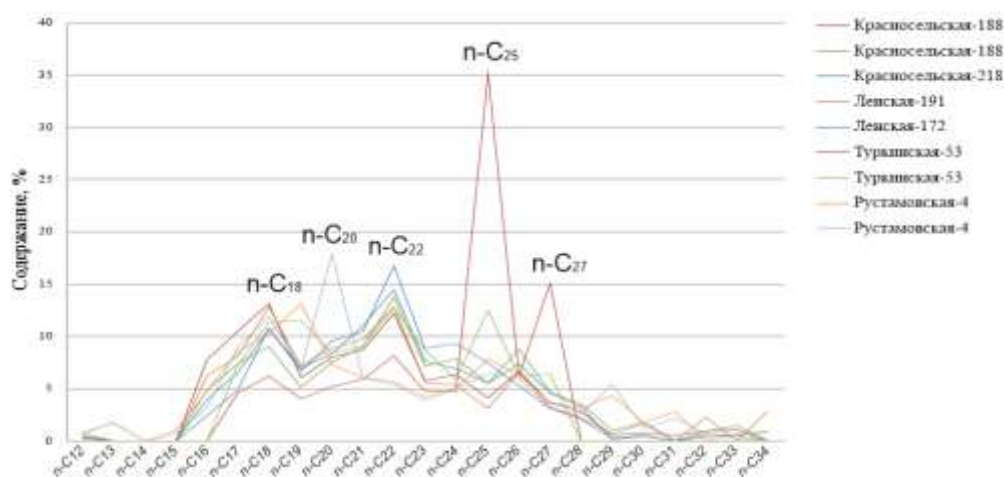


Рисунок 2. Графики распределения членов гомологического ряда n-алканов (Бымско-Кунгурская впадина)

Максимальные содержания нормальных алканов приходятся на следующие члены гомологического ряда: n-C₁₈, n-C₂₀, n-C₂₂, n-C₂₅, n-C₂₇, доля среднемoleкулярных углеводородов (УВ) также большая ($n-C_{17-23}/n-C_{24-30} = 0,63-2,8$ (в ср. 2,1)). Значения отношений НЧ/ЧТ = 0,93 и Pr/Ph = 0,35-0,82 (в ср. 0,56) также указывают на сапропелевый (морской) тип органического вещества. При этом наличие максимумов в содержании n-алканов с четным и нечетным числом атомов углерода может свидетельствовать и об определенной доле гумусового ОВ, а также об его относительно высокой зрелости (в пределах нефтяного окна).

В пределах Соликамской впадины также выделяется обособленная генетическая группа n-алканов, определяемая по результатам геохимического анализа битумоидов из

образцов скв. Висимская, 11,15,16,22 (D₃dm) и Талицкая, 161(D₃dm) (рис.3). В них достаточно четко выделяются значения содержания n-C₂₂, n-C₂₅, n-C₂₆, смещение происходит в сторону среднемолекулярных n-алканов ($\Sigma n-C_{17-23}/\Sigma n-C_{24-30} = 1,4-4,4$ (в ср. 2,6)).

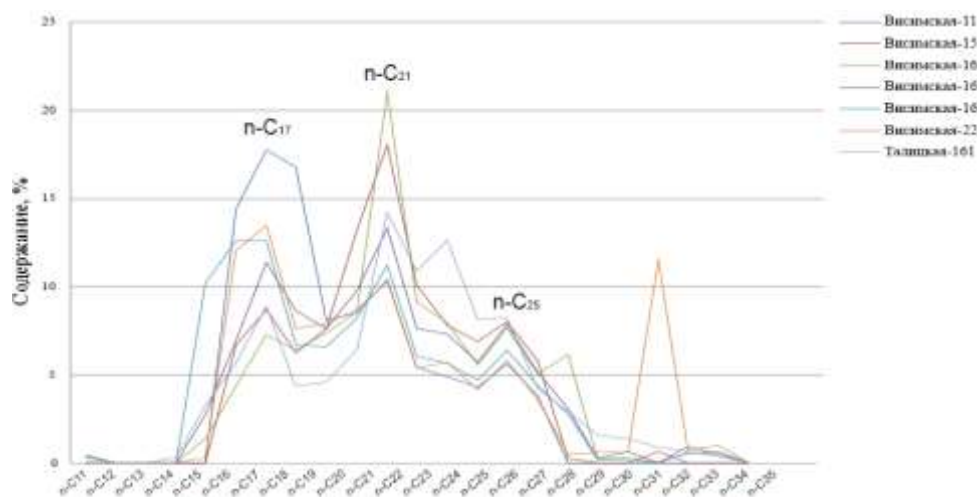


Рисунок 3. Графики распределения членов гомологического ряда n-алканов (Соликамская впадина)

Значение параметра четности близко к единице (НЧ/ЧТ = 0,9), отношение изопреноидных УВ (Pr/Ph) = 0,46-1,24 (в ср. 0,82)). Перечисленные значения параметров свидетельствуют о приуроченности битумоидов к органическому веществу морского генезиса, сапропелевого типа, образованного в восстановительной и слабо восстановительной обстановках.

Четвертая группа (рис.4), приуроченная к отложениям Башкирского свода, представлена образцами битумоидов из скв. Тураевская, 8 (D₃dm), Тавдинская, 20 (D₃dm), Чернушинская, 368 (D₃dm), Шуртанская, 152 и 155 (D₃dm).

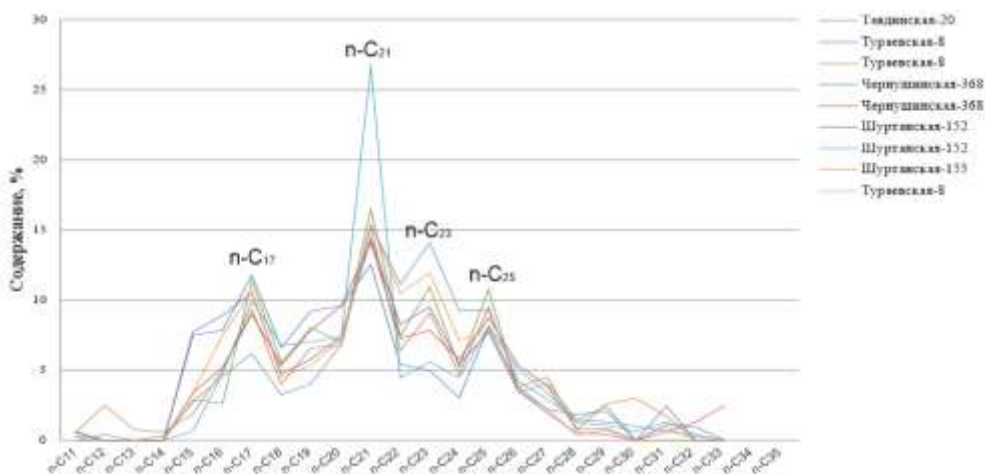


Рисунок 4. Графики распределения членов гомологического ряда n-алканов (Башкирский свод)

Максимальное содержание н-алканов в масляной фракции битумоидов приходится на n-C₂₁, помимо которого также преобладают n-C₁₇, n-C₂₃ и n-C₂₅. Содержание среднемолекулярных н-алканов очень высокое – значение отношения n-C₁₇₋₂₃/n-C₂₄₋₃₀ = 1,12-11,84 (в ср. 2,6 %). Показатель отношения НЧ/ЧТ = 0,69, при этом фитан повсеместно преобладает над пристаном (Pr/Ph = 0,35-0,74 (в ср. 0,5)). Исходя из этого, органическое вещество проявляет признаки сапропелевого ОВ, накопленного в морской среде и преобразованного в резко восстановительных и восстановительных условиях. Степень преобразованности слабая.

Пятый гомологический ряд распределения содержания нормальных алканов выделяется по результатам исследования образцов домниковой ВУФ Бирской седловины в скважине Низовская, 13 (D_{3dm}) (рис.5). Для данной генетической группы характерно преобладание членов n-C₁₈, n-C₂₂, n-C₂₆, помимо этого в высокомолекулярной области также присутствуют выраженные пики n-C₃₀, n-C₃₂, и n-C₃₄, отношение НЧ/ЧТ = 0,67. Также как и в предыдущих группах, смещение идет в сторону среднемолекулярных гомологов (n-C₁₇₋₂₃/n-C₂₄₋₃₀ = 2,14-4,76 (в сред. 3,1)). Значения отношения изопреноидов Pr/Ph = 0,41-0,74 (в сред. 0,56)). По комплексу параметров исходный тип органического вещества определяется как смешанный, преимущественно сапропелевый. Накопление происходило в морских (восстановительных) условиях. Наличие пиков в высокомолекулярной области может говорить о присутствии в породе слабо преобразованного ОВ гумусового типа.

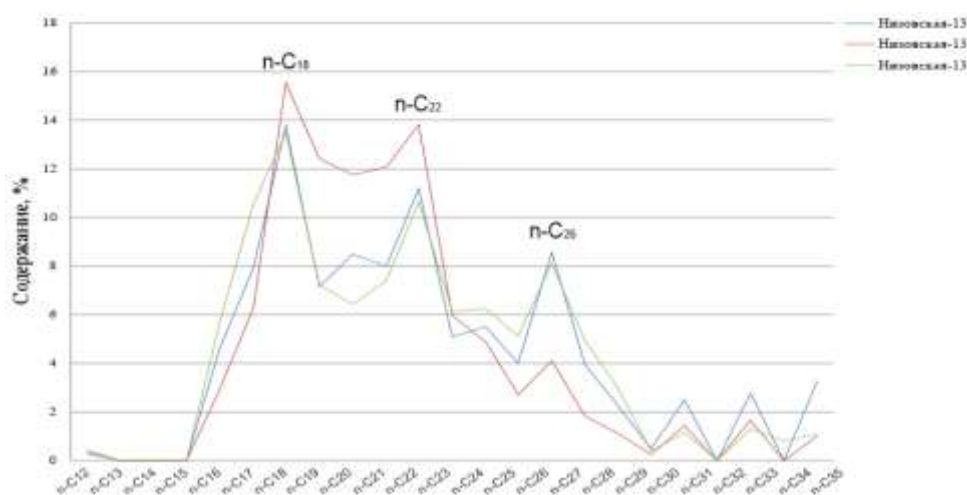


Рисунок 5. Графики распределения членов гомологического ряда н-алканов (Бирская седловина)

Шестая группа представлена 2 образцами из скважин Решетниковская, 958 (D_{3dm}) и Аксеновцевская, 486 (D_{3dm}), расположенных в пределах Северо-Татарского свода (рис.6).

По результатам анализа этих битумоидов выявлено, что в них преобладают члены ряда с 22, 25, 26 атомами углерода (n-C₂₂, n-C₂₅, n-C₂₆).

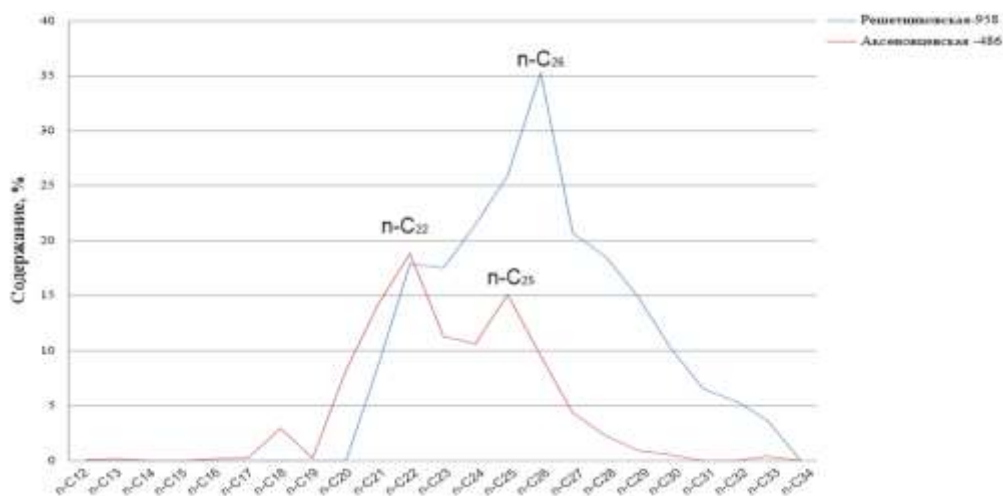


Рисунок 6. Графики распределения членов гомологического ряда n-алканов (Северо-Татарский свод)

При этом в общем составе велика доля высокомолекулярных гомологов (n-C₁₇₋₂₃/n-C₂₄₋₃₀ = 0,49). Значение отношения четности равно 0,49. Анализ содержания изопреноидных углеводородов не проводился в связи с отсутствием данных. Таким образом, по совокупности признаков исследуемое вещество характеризуется как гумусовое, непреобразованное.

Литература

1. Илеменова О.Д. Геолого-геохимические особенности доманиковых фаций девона Башкирского Приуралья и их влияние на формирование нефтяных залежей : диссертация ... кандидата геолого-минералогических наук : 25.00.12. - Уфа, 2002. - 183 с.
2. Масагутов Р.Х., Илеменова О.Д., Минкаев В.Н. Геология и геохимия доманиковых фаций юго-востока Волго-Уральской провинции (на примере Башкирского Приуралья). – Уфа: Башк. энцикл., 2019. – 160 с.
3. Нефти, газы и битумоиды Пермского Прикамья и сопредельных районов. Каталог физических свойств / Под ред. С.А. Винниковского, А.З. Кобловой. - Пермь, 1977. - 568 с.
4. Орлова А.Ю., Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Полудеткина Е.Н., Фадеева Н.П., Шарданова Т.А. Геохимия органического вещества отложений карбонатного девона Южно-Татарского свода // Георесурсы, 2021. - №23(2). - С.87-98. DOI: 10.18599/grs.2021.2.8.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА СТАБИЛЬНЫХ ИЗОТОПОВ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Е.А. Краснова, А.В. Ступакова, А.А. Сулова, Р.С. Сауткин, М.А. Большакова,
А.В. Корзун, Н.А. Харитонова, Т.О. Колесникова, А.С. Грязнова, А.Г. Калмыков

Изотопная геохимия является чутким инструментом для выявления источников нефти и процессов формирования месторождений, а также для стратификации разреза и идентификация захоронения больших масс углерода в осадках. Изотопное исследование играет ключевую роль в нефтегазовой геологии, обеспечивая ценную информацию о происхождении, миграции и аккумуляции углеводородов. Изучение изотопного состава стабильных изотопов, таких как углерод, водород, кислород и сера, позволяет ученым расширить понимание геологических процессов, связанных с формированием и размещением нефти и газа. Основные направления исследования изотопного состава стабильных изотопов в нефтегазовой геологии:

1. Генетическая связь органического вещества и углеводородов: Основная концепция для определения происхождения нафтидов заключается в сравнении углеводородов в месторождениях с битумоидами потенциальных нефтегазоносных пород. Для этого используются специфические корреляционные параметры, получаемые современными методами геохимии. Объектами исследования по этой концепции являются кероген возможной нефтегазоносной породы, извлеченный битумоид, а также углеводороды (нефть, газ) в месторождениях, вероятно, образованные в данной нефтегазоносной породе. Решение проблемы происхождения нафтидов достигается при установлении генетической связи в системе "углеводороды – материнская порода" с высокой степенью достоверности. В настоящее время ключевыми методами для выявления происхождения углеводородов являются биомаркерный и изотопный анализы (Богородская Л.И. и др., 1980, Галимов, 1973, 1985). Использование изотопных меток позволяет установить генетическую связь нефти и нефтематеринских пород, определить процессы, протекающих в УВ-системе, выявить пути миграционных потоков в толще

2. Диагностика источников газопроявления в верхних горизонтах осадочного чехла: Важно, как для решения задач генетической типизации ОВ в разрезе, так и для решения задач нефтегазопромысловой геологии при оценке технического состояния газовых скважин с межколонными давлениями. Изучение глубинного газогидратного газа и природной карбонатизацией объектов позволяет разрабатывать новые технологии для безопасного хранения CO₂ (Stahl, 1978, Williams, 1974).

3. Диагностика флюидодинамических процессов в формировании залежи: Представление о единовременности и последовательности процессов, которые способствуют нефтегазобразованию и формированию залежей. Изотопные исследования серы ($\delta^{34}\text{S}$) позволяют оценить тепловые и химические процессы, происходящие в углеводородных системах. Анализ изменений изотопного состава серы может быть использован для выявления термальных и химических процессов, таких как катализаторы реакций и источники серы в углеводородных системах. Применение комплекса уникальных методов позволяет реконструировать эволюцию вещества в ходе его преобразования, а также оценить влияние на формирование залежей.

4. Стратификация разреза: Изотопный состав углерода и кислорода также может быть применен для стратиграфической классификации различных геологических эпох. Анализ изотопных данных позволяет устанавливать этапы формирования пород, а также коррелировать различные геологические формации на основе их изотопных характеристик. Подобный подход помогает в построении более точных геологической моделей и понимании эволюции вещества. События, связанные с катастрофически быстрыми потеплениями, приводят к усиленному захоронению больших масс углерода и обеспечивают широтную климатическую зональность биосферы и отражаются на поведении изотопного состава $\delta^{13}\text{C}_{\text{орг}}$ и $\delta^{13}\text{C}_{\text{карб}} - \delta^{18}\text{O}_{\text{карб}}$. (Chung, 1981, Welte, 1972).

Изотопное исследование стабильных изотопов играет важную роль в нефтегазовой геологии, предоставляя ценную информацию о происхождении и динамике углеводородных систем. Развитие методов анализа изотопов и их применение в нефтегазовой геологии способствует более точному моделированию геологических процессов, повышению эффективности поиска и разведки углеводородов и оптимизации их добычи.

Литература

1. Богородская Л.И., Голышева С.И., Конторович А.Э. Распределение стабильных изотопов углерода в органическом веществе различной генетической природы // Тезисы докладов VIII Всесоюз. симпоз. по стабильным изотопам в геохимии. – М.: ГЕОХИ, 1980. – С. 29-32.
2. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1973. – 384 с.
3. Галимов Э.М., Фрик М.Г. Изотопный метод диагностики нефтематеринских отложений // Геохимия. – 1985. – №10. – С. 1474-1484.
4. Chung H.M., Sheri S.W., Grizzle P.L. Carbon isotope geochemistry of Paleozoic oils from Big Hon Basin // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1981. – V. 45. – P. 1803-1815.
5. Stahl W.J. Source rock-crude oil correlation by isotopic type-curves // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1978. – V. 42. – P. 1573-1577.

6. Welte D.H. Petroleum exploration and organic geochemistry // Journal of Geochemical Exploration. – 1972. – V. 1. – P. 117-136.
7. Williams J.A. Characterization of oil types in Williams Basin // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1974. – V. 58. – P. 1243-1252.

ТЕНДЕНЦИИ В РАЗВИТИИ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НА ПРИМЕРЕ ОЛИГОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

А.Г. Кротова, И.В. Шпуров

Трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) – запасы нефти и газа, находящиеся в неблагоприятных горно-геологических условиях, разработка которых возможна только с применением дорогостоящих технологий, нерентабельных при сложившейся системе наклонов и льгот (Приказ..., 1998).

Наиболее распространенный тип ТРИЗ – нефтематеринские карбонатно-глинистые отложения с предельно низкой проницаемостью, зонально распространенной трещиноватостью и отсутствием коллектора в привычном понимании.

На территории Восточного Предкавказья палеогеновые отложения представляют собой наиболее сложный и нетрадиционный объект, с которым связывают выявление залежей нефти на юго-востоке Ставропольского края.

Поиск перспективных зон для доизучения палеогенового комплекса отложений, способного обеспечить дополнительный прирост запасов нефти и газа, а также выработку оптимальной методики разработки, являются одной из наиболее актуальных задач в пределах Восточного Ставрополя ввиду того, что практически все нефтяные месторождения находятся на завершающей стадии разработки, а открытие новых месторождений углеводородного сырья с проблематично.

На сегодняшний день все еще не выработан сценарный подход к геологическому изучению, разведке и добыче ТРИЗ ввиду осложняющих неопределенностей: отсутствие удовлетворительной концепции поисков зон повышенной продуктивности; линейно-зональный характер распространения отложений; неудовлетворительная выборка по керну из-за малого выноса и качества образцов; отсутствие геомеханических характеристик отложений; сложности в построении геологических и гидродинамических моделей; осложнения при производстве многостадийного гидроразрыва пласта из-за неоднородного развития трещиноватости; неопределенность наличия гидродинамической связи скважин и их взаимного влияния (Кудин, 2013).

В рамках данного вопроса, весьма актуальной задачей считается оценка ресурсного потенциала хадумской свиты, а также ее аналогов. Аналогично, можно отметить перспективы доизучения всего палеогенового комплекса отложений, способного обеспечить дополнительный прирост запасов углеводородов и выработку оптимальной методики разработки данных отложений.

Хадумские отложения являются нефтематеринскими и представлены карбонатно-глинистыми породами. Залежи, в основном, приурочены к аргиллитоподобным коллекторам и глинистым мергелям. Нефтегазоносность отложений эоцена и олигоцена подтверждена открытием ряда месторождений и большим количеством нефтепроявлений при испытаниях скважин. Схожими по литолого-стратиграфическим и фильтрационно-емкостным свойствам являются частичные аналоги кумско-керестинских и черкесских кероген-содержащих отложений (Яндарбиев и др., 2017).

Основной проблемой их разработки являются: неоднородные предельно низкие фильтрационно-емкостные свойства; сложное геологическое строение, обусловленное трещиноватостью; недостаточная изученность; сложность прогнозирования залежей неструктурного типа во вмещающих породах, имеющих аналогичный литологический состав. Только единичные скважины характеризуются промышленными дебитами при традиционном методе разработки данных отложений.

Перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов эоцен-олигоценых отложений Восточного Предкавказья связаны с развитием технологий для детализации геологического строения с целью локализации областей с лучшими коллекторскими свойствам, горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва пласта для создания в пластах многотрещиноватости и увеличения зоны дренирования, успешно применяемыми в других странах для извлечения «сланцевой нефти».

Литература

1. Кудин Е.В. Обзор взглядов, исследований изучения формирования скоплений и особенностей геологического строения залежей нефти в глинистых коллекторах Восточного Предкавказья // Молодой ученый. - 2013. - № 6. - С. 261-268
2. Приказ МПР РФ от 13 февраля 1998 г. №41 "О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых"/
3. Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В. Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья – как потенциального источника «сланцевых» углеводородов. Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. С. 208-226

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ ОТКРЫТИЯ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОХОТСКОМ МОРЕ И ПОДВОДНАЯ РАЗРАБОТКА КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.В.Крылов

К настоящему времени в пределах Охотского моря открыто 15 (нефтяных, нефтегазоконденсатных газоконденсатных) месторождений. Все месторождения сконцентрированы в Сахалино-Охотском нефтегазоносном бассейне, на восточном шельфе острова Сахалин. Глубина моря в пределах месторождений изменяется от 10-20 м до 100-120 м, при этом их удаленность от берега не превышает 60 км. Все открытые месторождения имеют несколько продуктивных пластов в песчано-алевритовых породах нутовской, окобыкайской и дагинской свит ранне-позднемиоценового возраста. Запасы уже разрабатываемых месторождений по проектам «Сахалин-1» и «Сахалин-2» достаточны для длительной, не одной пятилетки, разработки, а если добавить запасы в 1045,8 млрд.м³ газа и 159,3 млн.тонн газовго конденсата (1) на блоке «Сахалин-3» пока только 4-х месторождений (Киринского, Южно-Киринского, Южно-Луньского и Мынгинского), то это увеличит срок разработки углеводородов на шельфе Сахалина еще как минимум на 20-40 лет. И это только районы интересов компании ПАО «Газпром». Если прибавить два новых открытия компании «Газпромнефть» - месторождения «Тритон» и «Нептун» - суммарные геологические запасы углеводородов, которых в нефтяном эквиваленте оцениваются около 552 млн.тонн (2), то добыча нефти и газа здесь может продолжаться многие и многие десятилетия . Но это, к сожалению, только один такой район добычи. При всей колоссальной площади Охотского моря (более 1,58 млн. км²) пока все открытые месторождения сконцентрированы в узкой почти 300 км полосе шельфа восточного Сахалина. А где же еще можно открыть новые месторождения, не считая этого региона. На взгляд автора, другим регионом, где возможно открытие достаточно крупных месторождений нефти и газа может быть Шелиховский залив вместе с Пенжинской губой у берегов полуострова Камчатка.

Этот район Охотского моря давно (еще с 70-х годов XX века) привлекает исследователей, но пока здесь выполнена только геофизическая съемка. Относительно недавно (2008 год) в районе прогиба ТИНРО была пробурена поисковая скважина Западно-Сухановская №1. Вскрытый этой скважиной геологический разрез, в целом, повторяет разрез осадочных кайнозойских пород, развитых на сопредельной суше Западной

Камчатки и дает возможность, с некоторой долей условности, провести стратификацию выделенных сейсмокомплексов по результатам ранее выполненной геофизической съемки.

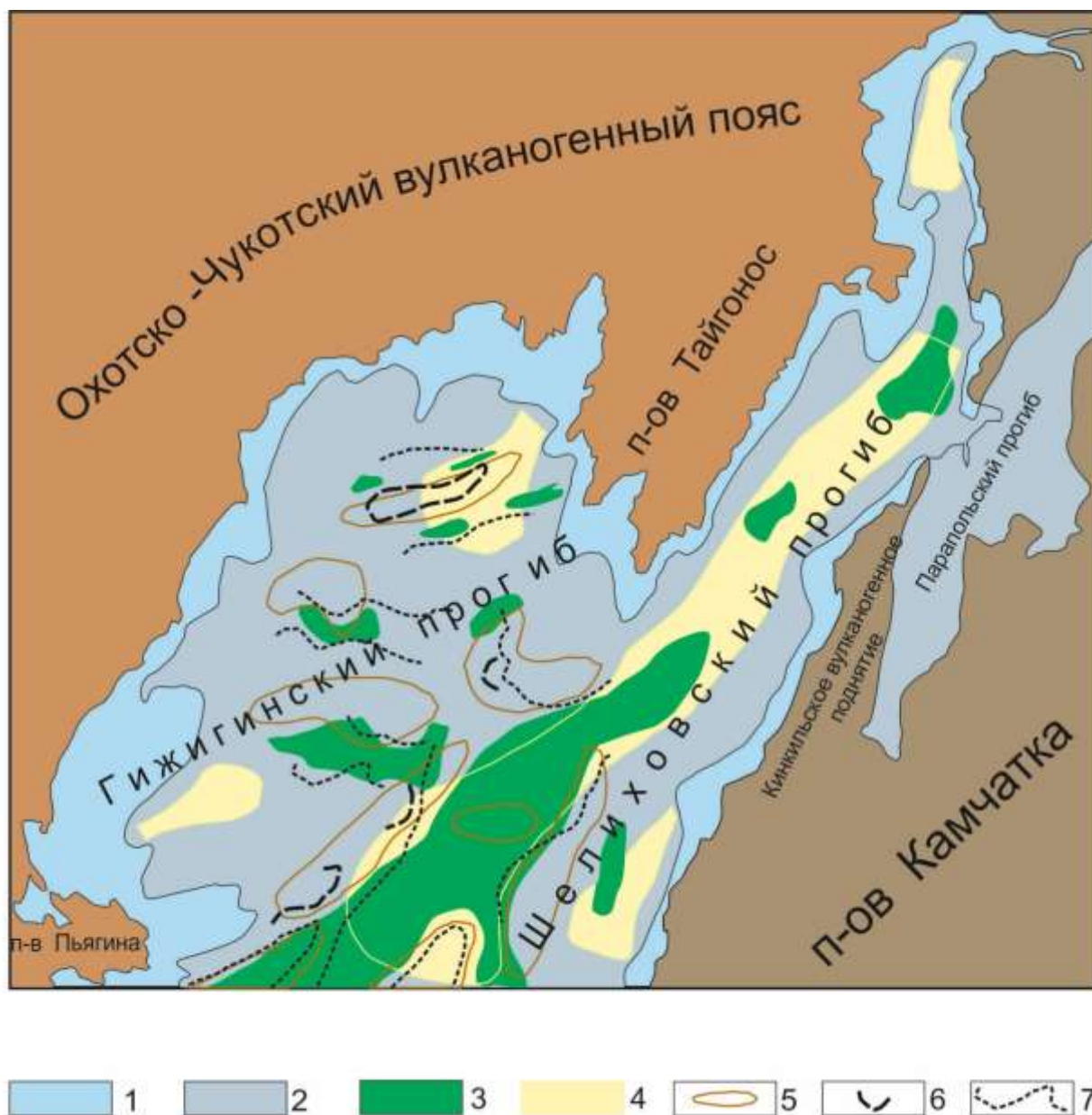


Рисунок 1. Схема положения очагов нефтегазообразования и зон возможной аккумуляции УВ в Шелиховском и Гижигинском прогибах.

Условные обозначения: 1 - акватория северо-восточной части Охотского моря; 2 - граница Охотско-Камчатского бассейна; 3 - положение возможных современных очагов нефтегазообразования; 4 - предполагаемое распространение дельтовых отложений палео-Пенжины; 5 - антиклинальные зоны возможного нефтегазонакопления; 6 - линии выклинивания палеоцен-эоценовых отложений (литологические и стратиграфические ловушки); 7 - линии выклинивания олигоцен-миоценовых отложений (литологические и стратиграфические ловушки).

Нижний сейсмокомплекс «Г» залегает в наиболее погруженных частях Шелиховского прогиба, его мощность варьирует от 0 до 4 км. Предполагаемый возраст

комплекса – палеоцен-эоценовый, который коррелируется с основной фазой рифтогенеза. В разрезе будут представлены, главным образом, грубообломочные породы – конгломераты, гравелиты, реже песчаники со значительной примесью углефицированного детрита, залегающие в узких грабенообразных структурах. Скорее всего, по аналогии со строением суши Западной Камчатки, в верхней части разреза этого комплекса возможно присутствие щелочных базальтов аналогов вулканитов, развитых в пределах Кинкильского поднятия (3).

Сейсмокомплекс «В» распространен практически повсеместно и образует единый плащеобразный чехол олигоцен-раннемиоценового возраста (воямпольская серия). Максимальные значения его мощности, достигающие 3,0 км, зафиксированные в центральной части Шелиховского прогиба. По своему характеру в южной части прогиба преобладают диатомитовые аргиллиты и алевролиты с привнесом туфогенной составляющей. В северной части будет фиксироваться преобладание терригенного материала реки палео-Пенжины (рис.1), кроме этого в прибортовых участках появится грубозернистый материал абразионной деятельности в пределах п-вов Тайгонос и Елистратова (магаданский берег) и по линии мысов (с юга на север п-ва Камчатка) Пенсепель, Ребро, Угольный, Водопадный, Конгломератовый (4). Сейсмокомплекс «Б» также широко развит и, вероятно, объединяет отложения средне-позднемиоценового возраста (каванская серия). Верхняя часть имеет отчетливо слоистое строение, нижняя – более монотонная. Максимальная мощность всего комплекса в наиболее погруженных участках прогиба может достигать 2, 0 км. Характер залегания отложений комплекса приобретет достаточно ритмичное переслаивание песчано-алевролитовых пород (дельта палео-Пенжины), что может быть сравнимо с отложениями северного Сахалина – дельты палео-Амура. Сейсмокомплекс «А». сложен по-видимому, плиоцен-четвертичными отложениями развит достаточно широко, но мощности этого комплекса варьируют в значительном диапазоне от 0 до 1км и более , что связано с одной стороны с существенными позднекайнозойскими положительными движениями как примагаданской, так и прикамчатской сторон Шелиховского прогиба, с другой – с существованием достаточно активных северо-западного простирания тектонических зон перехвата дельтового материала в пределах собственно Пенжинской губы. Максимальные мощности комплекса оцениваются в 1,5 км в южной части Шелиховского прогиба. В пределах всех сейсмокомплексов можно на отдельных участках проследить второстепенные границы, которые скорее всего можно коррелировать с более мелкими стратиграфическими единицами разреза. Возможная нефтегазоносность этого региона будет связана с

центральной и северной частью Шелиховского прогиба, где нефтегазопродуктивными могут быть отложения миоценового возраста. Ловушки углеводородов будут разных типов от пластово-сводовых до литологически и тектонически экранированных. Немаловажную роль будут играть русловые, дельтовые, баровые тела, а также тела, сформированные вокруг палеоостровов и подводных отмелей – зоны выклинивания (Гижигинский прогиб, примагаданье). В заключение хотелось бы отметить, что мнение о формировании как нефтематеринского потенциала, так и аккумуляционных свойств пород данного региона, связанного с образованиями дельтового комплекса палео-Пенжины разделяют с автором в последние годы ряд исследователей (5).

Добыча углеводородного сырья, которая ведется на восточном шельфе острова Сахалин осуществляется как с суши, так и при помощи различных буровых платформ. Однако есть одно месторождение – Кириновское – которое разрабатывается при помощи подводного добычного комплекса. Бурение эксплуатационных скважин здесь проводилось при помощи полупогружных буровых платформ – «Полярная звезда» и «Северное сияние» (6). Всего было пробурено 7 скважин, при глубине моря 90-100 м. Все устья скважин, расположенных на дне моря, были оборудованы специальными фонтанными арматурами, представляющими собой стальной кубообразный блок (размерами 5м на 4 м, высотой 4м) общей массой около 60 тонн. Эта фонтанная арматура содержит все необходимые контрольно-измерительные и управляющие устройства для управления добываемого флюида. Каждая скважина соединена внутринефтепромысловым трубопроводом с сборным подводным сооружением – манифольдом. Манифольд ответствен за сбор продукции от скважин, передачу продукции в газосборный коллектор и направление ее до берегового технологического комплекса, распределение гидравлической жидкости для управления фонтанной арматурой, электрическими сигналами управления, распределение ингибиторов коррозии и гидратообразования на скважины. Его масса 305 тонн, размеры 27 м на 13 м при высоте в 6,5 м. Каждая скважина и манифольд на дне закрываются от любого внешнего воздействия специальными защитными конструкциями. Каждая такая скважинная конструкция имеет высоту 10 м при ширине и длине в 22 м. Всё управление подводным добычным комплексом осуществляется дистанционно с берегового технологического комплекса. Управление полностью автоматизировано и все команды для работы манифольда и скважин передаются по специальному шлангокабелю длиной 29 км. Сам шлангокабель имеет диаметр около полуметра и внутри содержит пару десятков более тонких трубочек и каналов, связанных с береговыми электросиловыми и гидравлическими линиями. В случае необходимости, для ремонта, монтажа и обслуживания

технологического подводного оборудования используется телеуправляемые необитаемые подводные аппараты. Такие аппараты могут работать на глубинах до 3000 метров, имеют собственные двигатели, гидравлические манипуляторы, подводное освещение и видеокамеры, их мощность до 150 л.с. управляются оператором, который находится на вспомогательном корабле или буровой платформе (6). Подаваемый на сушу по газосборному коллектору газ, далее направляется на установку комплексной подготовки газа, которая находится на расстоянии около 16 км от берега. Здесь добытый газ и конденсат проходят полный цикл физико-химической подготовки, а затем газ направляется в сахалинскую газотранспортную систему и доставляется на завод СПГ в п. Пригородное или в Приморский край.

Литература

1. <https://www.gazprom.ru/projects/sakhalin3/> сайт ПАО «Газпром», дата обращения 10 апреля 2024
2. <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/infographic/?tab=all&page=6> сайт ПАО «Газпром нефть», дата обращения 10 апреля 2024
3. Федоров П.И., Коваленко Д.В., Перерпелов А.Б., Дриль С.И. Состав источников Кинкильского комплекса Западной Камчатки по изотопно-геохимическим данным // ВЕСТНИК КРАУНЦ. НАУКИ О ЗЕМЛЕ. 2019, №1. Выпуск 41, С. 54-72
4. Крылов О.В. Условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в Охотско-Камчатском бассейне //1990, Автореферат на соискание ученой степени канд. геол.-минер. наук. Москва, Геологический факультет МГУ имени М.В.Ломоносова, Типография МХТИ.
5. Ванин В.А. Перспективы шельфа Северо-Западной Камчатки в свете новых обобщений// Экспозиция Нефть Газ. 2022. №7, С. 20-24
6. Энергия больших возможностей. Презентационная брошюра, руководитель проекта В.В.Гурьянов ООО «Газпромдобыча шельф Южно-Сахалинск», отпечатано в ООО ИПК «Платина», <https://sahalin-shelf-dobycha.gazprom.ru/>

ЗАВИСИМОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ОТ ИЗМЕНЧИВОСТИ ОБ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

М.Л. Махнутина, Г.Г. Савостин, А.Г. Калмыков, Д.А. Иванова, Ю.А. Коточкова,
Г.А. Калмыков, М.О. Костышина, Т.В. Григоренко, Н.А. Тюрина

Бассейновое моделирование - один из наиболее распространенных методов геолого-разведочных работ, позволяющих проводить качественный прогноз зон накопления углеводородов (УВ) и количественную оценку ресурсов (Галушкин, 2007). Достоверность прогнозов фазового состава и количества аккумулялированных УВ во многом зависит от кинетики деструкции органического вещества (ОВ). Зачастую при бассейновом моделировании для всей толщи НГМТ используется единый кинетический спектр (Дешин, Бурштейн, 2018; Санникова и др., 2019). Но более детальные геохимические исследования при бассейновом моделировании показывают, что кинетические спектры для одной НГМТ могут отличаться как по площади, так и по разрезу (Санникова, 2017).

Целью работы является изучение кинетических характеристик ОВ баженовского горизонта на примере двух скважин центральной части Западной Сибири.

Объект и методика исследования

Исследуемые скважины расположены в центральной части Западной Сибири – скв. А приурочена к Усть-Балык-Мамонтовскому валу Сургутского свода, скв. В располагается в пределах Ендырского вала Фроловской впадины. Согласно литофизической типизации разрез скважины А относится к среднеобскому типу, а разрез скважины В - к Фроловскому типу. Для обеих скважин характерна катагенетическая преобразованность отложений баженовской свиты на уровне ПК - начала МК1.

Для характеристики всего разреза баженовских отложений скв. А отобран 41 образец, характеризующих различные органосодержащие интервалы, выделяющиеся по пиролитическим и литологическим характеристикам. Пробоподготовка и получение однокомпонентных кинетических спектров для каждого из образцов проведена по методике (Behar et al., 1997). Для каждого образца было выполнено моделирование в ПО TemisFlow™.

Для скв. В аналогично были получены кинетические спектры деструкции ОВ в 5 образцах из наиболее характерных участков для проверки возможности распространения по территории установленных закономерностей деструкции ОВ.

В разрезе баженовской свиты обеих скважин керном охарактеризованы пачки III-V. ОВ относится преимущественно ко II типу. В скв. А средние значения HI составляют 480 мг УВ/г ТОС, Tmax – от 436°C, ТОС – 13,6 %. В скв. В средний HI 700 мг УВ/г ТОС, Tmax – от 433°C, ТОС – 15,8 % (рис.1). Согласно углепетрографическим исследованиям ОВ в образцах представлено смесью битуминита и фрагментов онихит в разных пропорциях, также зафиксированы единичные фрагменты альгинита и различные биокласты.

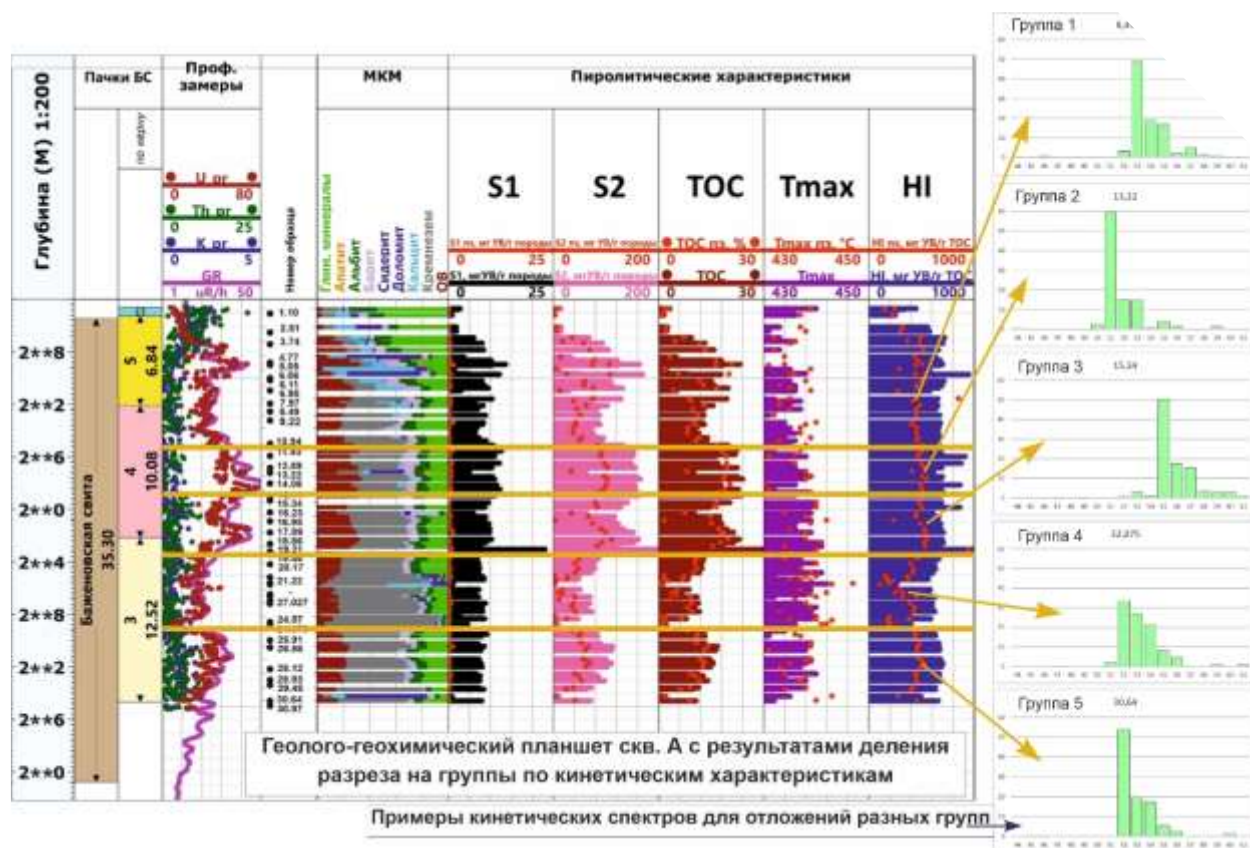


Рисунок 1. Геолого-геохимический планшет скв.А с примерами полученных кинетических спектров

Результаты бассейнового 1D моделирования скв. А позволяют оценить протекание процесса генерации для ОВ с различными кинетическими характеристиками. Поскольку ОВ в скважине катагенетически не преобразовано, для количественной оценки процессов генерации в зонах с повышенной зрелостью баженовских отложений были созданы сценарии моделирования, где к настоящему времени катагенез в кровле баженовских отложений достигает середины градации МКЗ ($R_o=1\%$). Четверть из всех исследованных образцов в заданных условиях не расходует половины исходного генерационного потенциала, в то время как ряд образцов вырабатывает свой генерационный потенциал более чем на 80-85%. Кроме того, активная трансформация для образцов с различными кинетическими характеристиками начинается в различное время, что важно учитывать при оценке возможности формирования залежей, а также их дальнейшей сохранности.

Результатам выполненных исследований позволили расчленить разрез на 5 групп с близкими кинетическими и пиролитическими характеристиками (рис.1). Выделенные группы были заложены в модель как индивидуальные слои. Результаты данных сценариев показывают, что в идентичных условиях погружения масса сгенерированных УВ в случае деления разреза по фактическим характеристикам в 1,7 раз меньше массы сгенерированных УВ, полученных при использовании единого библиотечного кинетического спектра (Menil-2002) и усредненных по всему разрезу пиролитических характеристик.

Сравнение кинетических характеристик ОВ в скважинах А и В

Аналогичный комплекс исследований был проведен на 5 образцах скважины В, которые согласно литофизическому расчленению разреза могут относиться к группам 1-3. Результаты показали, что сравниваемые образцы скважин А и В имеют близкие кинетические характеристики, Результаты моделирования зависимости трансформации ОВ от пластовой температуры для образцов из групп 1 и 3 практически идентичны в обеих скважинах. Интервал группы 2 в скважине В керном не охарактеризован, что может быть связано с его малой мощностью.

Заключение

Проведенное моделирование преобразования баженовских отложений показывает, что разница пластовых температур, необходимых для достижения $TR=50\%$, составляет $27^{\circ}C$, что указывает на сильное влияние кинетических характеристик трансформации ОВ на протекание процессов генерации. Важно отметить, что температура начала генерации УВ в образцах более $100^{\circ}C$, а наиболее интенсивно ($TR>10\%$) процесс идет после достижения $120-140^{\circ}C$. В скважинах из различных структурно-фациальных зон наблюдается явное сходство кинетических характеристик отдельных групп, что может указывать на превалирующее влияние мацериального состава на кинетику преобразования. Дальнейшие подробные углепетрографические исследования в тесной связи с литологическими и пиролитическими исследованиями позволят корректно расчленить разрезы баженовских отложений по характеристикам органического вещества и повысить точность моделирования за счет уточнения количественной оценки процесса генерации.

Литература

1. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности // М: Научный мир. 2007. 457 с.

2. Дешин А.А., Бурштейн Л.М. Оценка масштабов генерации углеводородов в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2018. Т. 13. № 3. С. 1-17. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/30_2018
3. Санникова И.А., Большакова М.А., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Козлова Е.В. Моделирование масштабов генерации углеводородных флюидов доманиковой нефтематеринской толщи Тимано-Печорского бассейна с использованием различных кинетических спектров деструкции органического вещества. Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 65-79. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.8>
4. Санникова И.А., Ступакова А.В., Большакова М.А. и др. Региональное моделирование углеводородных систем баженовской свиты в Западно-Сибирском бассейне // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 2. С. 203–212. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.203-212>
5. Behar F., Vandembroucke M., Tang, Y., Marquis F., & Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // Organic geochemistry. 1997. Vol. 26. № 5-6. P. 321–339. DOI: 10.1016/S0146-6380(97)00014-4.

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА БАЖЕНОВСКОЙ ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТОЙ ФОРМАЦИИ

Г.Г. Савостин, А.Г. Калмыков, Н.В. Пронина, М.Л. Махнутина, М.С. Тихонова, О.Н. Видищева, М.О. Костышина, Ю.А. Коточкова, Д.А. Иванова, А.П. Вайтехович, Т.В. Григоренко, Д.А. Марунова, Г.А. Калмыков

Изучение нефтематеринских толщ является одним из важнейших направлений геологии. Знания о процессах, протекающих в высокоуглеродистых формациях, позволяют повышать точность прогноза месторождений и предсказания количества нефти и газа, подсчёта запасов и ресурсов, оценки перспектив новых территорий. Неравномерное распределение месторождений нефти и газа на территории Западной Сибири в большей степени связано с неоднородной катагенетической преобразованностью органического вещества (ОВ) баженовской высокоуглеродистой формации (БВУФ). Поэтому важно понимать и учитывать факторы, которые могут влиять на данное преобразование.

Задачей данной работы является объединение данных углепетрографических, пиролитических и других геохимических исследований по природным и искусственно преобразованным образцами БВУФ с целью выявления основных факторов, которые оказывают существенное влияние на преобразование ОВ.

ОВ БВУФ представлено различным мацералами: битуминитом, фрагментами онихит, кальцесферами, альгинитом и другими (Пронина и Вайтехович, 2021). Имеющиеся данные по углепетрографическим исследованиям природных и искусственно преобразованных образцов показывают, что мацералы в ходе катагенетических процессов изменяются неравномерно (Марунова и др., 2023). При этом изучение образцов после прогрева дополнительно показывает, что ОВ преобразуется неодинаково и внутри отдельно взятых образцов (рис.1).

Это происходит, как из-за разной природы ОВ, так и из-за влияния минеральной матрицы, которая может оказывать каталитический или ингибирующий эффект. Данные процессы фиксируются в составе углеводородных соединений, образующихся при крекинге керогена, а также влияет на образование керогеновой пористости.

Важным фактором преобразование ОВ является температура. При этом гидротермальная проработка осадочных толщ приводит к преобразованию керогена, схожему с природными трендами (Савостин и др., 2023). Наличие субкритической или надкритической воды ускоряет химические процессы на порядки (рис.2). Это влияет не только на процессы первичного и вторичного крекинга, но также приводит к образованию новых минералов.

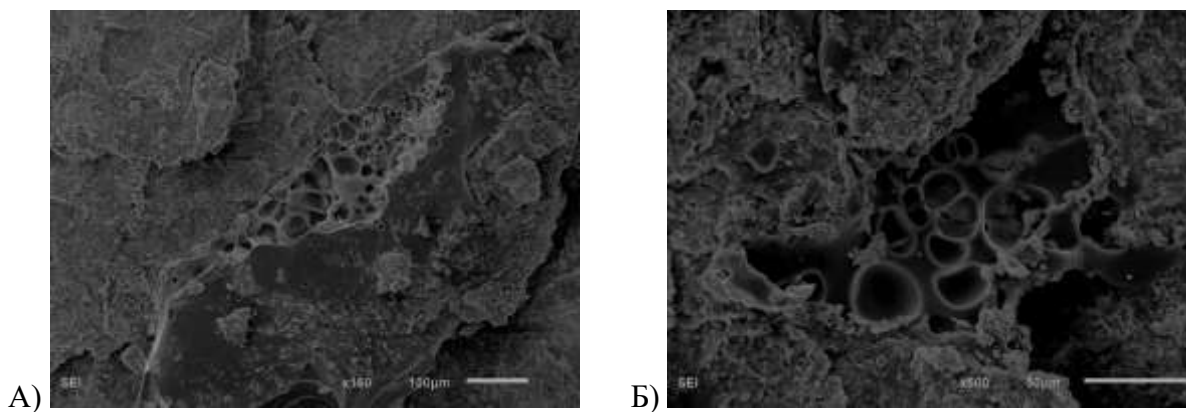


Рисунок 2. Фотографии под растровым микроскопом керогена одного образца БВУФ после гидротермолиза при 350°C в течение 12 часов.

- А) Микрофотография ОВ с порами на границе контакта с матрицей.
 Б) Микрофотография ОВ с порами по всему объёму керогена

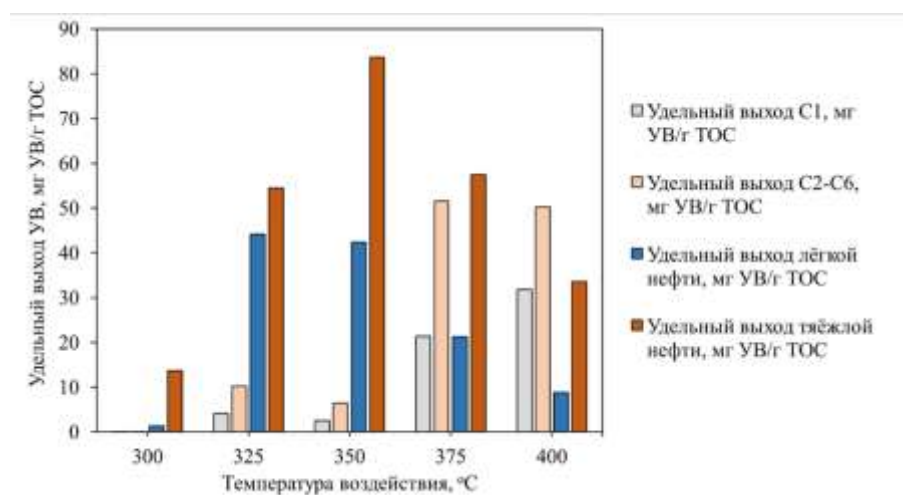


Рисунок 3. Удельный выход УВС в эксперименте по гидротермолизу на одном образце БВУФ при разных температурах

Вторичное минералообразование, связанное с водными растворами, фиксируется в породах БВУФ (Карпова и др., 2021). Нами в образцах БВУФ были обнаружены бария, такие минералы бария как: барит ($BaSO_4$), баритокальцит ($BaCa(CO_3)_2$), виттерит ($BaCO_3$) и гармотом ($Ba_2(Si_{12}Al_4)O_{32} \cdot 12H_2O$). Их формирование связано с повышенными температурами, что также влияет и на преобразование ОВ.

ОВ по своей природе преобразуется неравномерно и с разной скоростью. Так, битуминит изменяется быстрее фрагментов онихит. При этом БВУФ имеет сложный состав ОВ, представленный смесью различных мацералов, что влияет и на разницу получаемых кинетических спектров, используемых для моделирования данной толщи. При этом неравномерное преобразование ОВ фиксируются и на микроуровне, что, по всей видимости, связано в том числе и с процессами катализа. Наличие локальной

гидротермальной проработки ускоряет процессы первичного и вторичного крекинга, а также приводит к образованию новых минералов. При этом длительная температурная проработка ОВ нефтематеринских толщ нивелирует разницу в изначальных неоднородностях.

Литература

1. Карпова Е.В., Хотылев А.О., Мануилова Е.А., Майоров А.А., Краснова Е.А., Хотылев О.В., Балущкина Н.С., Калмыков Г.А., Калмыков А.Г. Гидротермально-метасоматические системы как важнейший фактор формирования элементов нефтегазоносного комплекса в баженовско-абалакских отложениях. // Георесурсы, 2021, т. 23, № 2, сс. 142–151.
2. Марунова Д.А., Пронина Н.В., Калмыков А.Г., Иванова Д.А., Савостин Г.Г., Вайтехович А.П., Калмыков Г.А. Эволюция биокластов при катагенезе в породах баженовского горизонта на территории фроловской нефтегазоносной области. // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2023, № 5, сс. 87–95.
3. Пронина Н.В., Вайтехович А.П. Прямые признаки нефтеобразования в породах баженовской свиты. // Георесурсы, 2021, т. 23, № 2, сс. 152–157.
4. Савостин Г.Г., Калмыков А.Г., Иванова Д.А., Калмыков Г.А. Экспериментальные данные по изучению кинетики преобразования органического вещества в образце баженовской сланцевой формации Западной Сибири. // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология, 2023, № 5, сс. 96–104.

ПРОЦЕССЫ ПЕРЕФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Р.С. Сауткин, А.В. Ступакова, А.А. Суслова,
Е.А. Краснова, М.Е. Воронин, Д.О. Жиренко

В работе рассматриваются результаты региональных, зональных и локальных комплексных исследований, с целью открытия новых месторождений в вендских терригенных резервуарах. Показана последовательность действий, позволяющая создать концептуальную модель месторождения, выявить его контуры и спрогнозировать развитие флюидонасыщенности по площади и разрезу. Модель месторождения детализируется и уточняется по мере получения нового фактического материала, увязывая между собой разномасштабные данные.

Методика поиска месторождений нефти и газа в древних бассейнах заключается в последовательном определении геологических событий и в кратком виде представляет:

- Определение эрозий по сети региональных 2Д профилей и скважинных данных для установления скорости и времени погружения очагов генерации;
- Определение расположения очага генерации и времени его активности;
- Анализ изменения структурного плана в геологическом времени - изменение направлений миграции флюидов и зон аккумуляции;
- Выделение палеоструктурных залежей;
- Создание модели месторождения и определение перспектив поиска углеводородов.

Определение мощности эрозии проводится на сейсмогеологических профилях (рис.1), где устанавливаются структурные и угловые несогласия, мощность эрозии и места размыва отложений. По итогам строится таблица, показывающая изменения мощности эрозий на тектонических элементах (табл. 1).

Следующим шагом, основанным на мощности современного разреза и восстановлении эродированных отложений строится модель прогрева для каждого тектонического элемента, с целью установления времени работы очага генерации УВ и НГМТ участвующих в нефтегазоносности (рис.2).

Таким образом, выделены основные очаги генерации УВ, причём НГМТ в разных частях очага начинают генерировать жидкие и газообразные флюиды в разное время (Болдушевская и др., 2024). Например, для центральной части Курейской синеклизы генерация нефти происходила в кембрийско-ордовикский период, а к девонскому периоду НГМТ уже прошли ГЗГ и достигли апокатогенеза. В то время, как в бортовых частях

синеклизы, генерация углеводородов была и в кайнозойское время, хотя, несомненно, прерывалась во время воздымания территории. Соответственно, на 1Д бассейновых моделях показаны периоды активизации и рекативизации очагов генерации нефти и газа (рис.2).

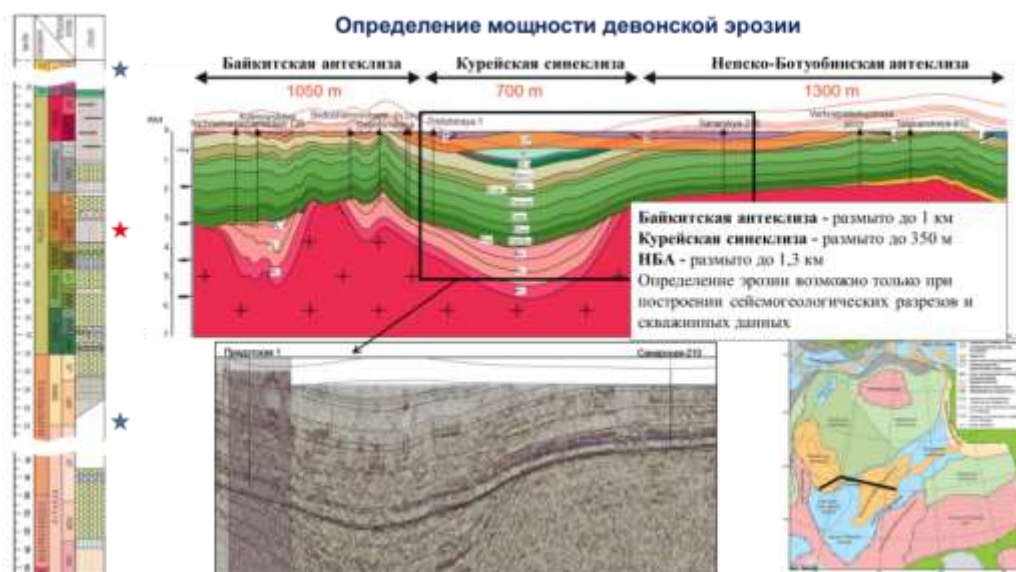


Рисунок 1. Определение мощности девонской эрозии в Курейской синеклизе, Бакитской и Ненско-Ботубинской антеклизах.

Таблица 1. Мощность эрозии юга Сибирской платформы

	Возраст	1	2	3	4
		Байкитская антеклиза	Курейская синеклиза (юг)	Ненско-Ботубинская антеклиза	Предпато-ский прогиб
Эрозия	Pg3-Present			750	1500
Совр. мощн.	K2-Pg			0	0
Исходная мощн.	K2-Pg			300	700
Эрозия	J3-K1			50	100
Совр. мощн.	J			0-50	0
Исходная мощн.	J			500	800
Эрозия	T3-J1	200	350	200	300
Совр. мощн.	T	0	0-300	100	0
Исходная мощн.	T	200	300	300	300
Эрозия	P/T	150	0	160	250
Совр. мощн.	P	0	200	40	100
Исходная мощн.	P	100	250	200	350
Эрозия	C3-P	0	0	100	150
Совр. мощн.	C	0	40	40	50
Исходная мощн.	C	50	40	140	200
Эрозия	C1	?	?	?	300
Совр. мощн.	D	?	?	?	100
Исходная мощн.	D	?	?	?	400
Эрозия	D1	1050	100	1300	1300
Совр. мощн.	O-S	0	650	0	600
Исходная мощн.	O-S	700	700	700	900
Совр. мощн.	V2-Э	2650	2950	2400	2000
Исходная мощн.	V2-Э	3000	3000	3000	3000
Эрозия	V1/2	0	0	100	0
Совр. мощн.	V1	550	250	0-50	400
Исходная мощн.	V1	550	250	0-150	400
Эрозия	R/V	500	500	-	500
Совр. мощн.	R	2000	2000	-	2000
Исходная мощн.	R	2500	2500	-	2500

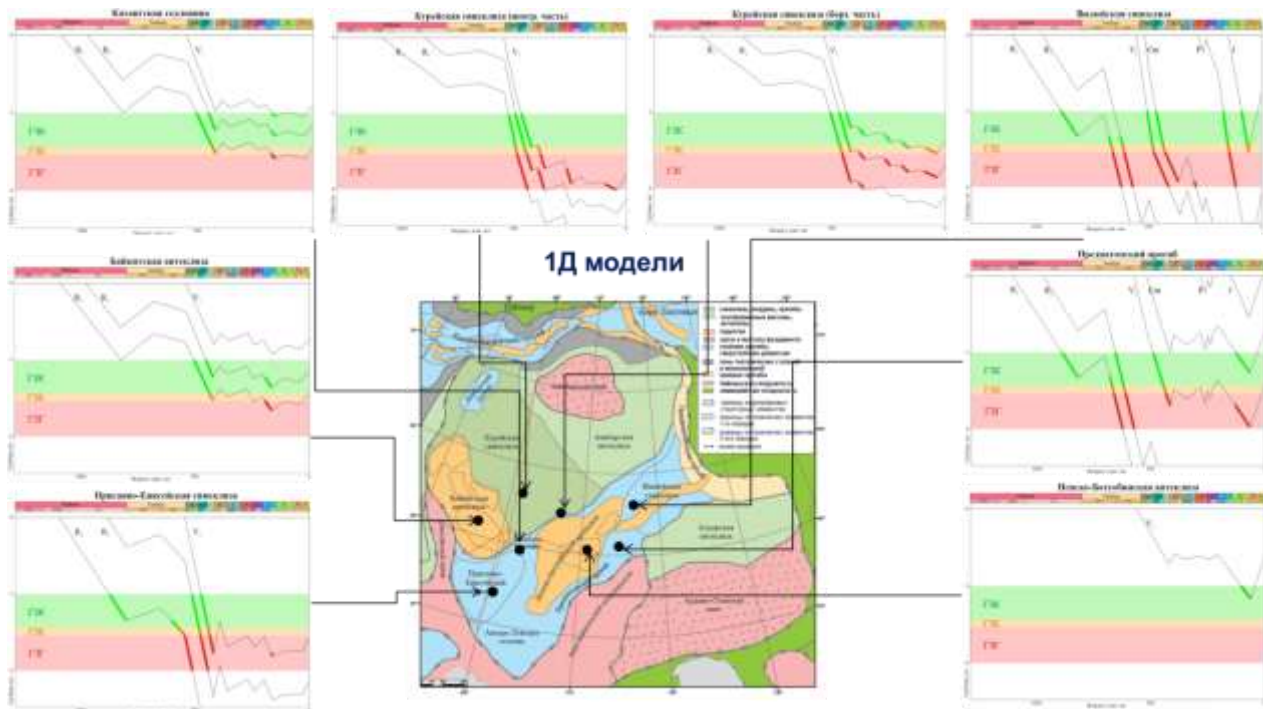


Рисунок 2. Результаты 1D бассейнового моделирования в основных тектонических элементах юга Сибирской платформы

На следующем этапе строятся региональные палео профили с учётом мощностей эрозии, для определения изменения структурного плана бассейна и выявления палеоантиклиналей, которые могли заполняться УВ в периоды работы очага генерации.

Структурный план юга Сибирской платформы менялся минимум три раза, в предвендское, раннедевонское и палеоген-неогеновое время. В результате чего полностью менялся структурный план бассейна и современных месторождений углеводородов. Структуры смещались, наклонялись и/или

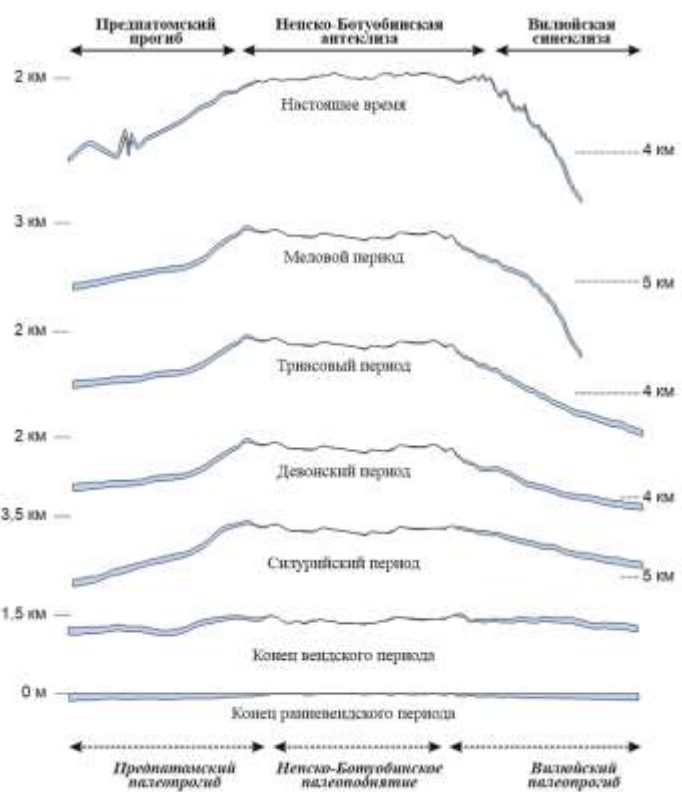


Рисунок 3. Эволюция структурного плана вендского комплекса

полностью изменяли тип залежи
(рис.3).

В Курейская синеклизе происходит формирование валов инверсионного типа, они хорошо видны на региональных профилях. Зачастую бурение ставят в инверсионный вал (купол современной антиклинали) и получают сухие скважины, поскольку залежи расположены не на современном склоне (структурном плане), а в палеоподнятии. При бурении на современный склон, но в палеоподнятии, получают промышленный приток углеводородов (Ступакова А.В. и др., 2019).

На Непско-Ботуобинской антеклизе происходило смещение антиклинальных поднятий, которые достаточно сложно воспринимаются в региональном масштабе. Это малоамплитудные изменения структурного плана с «мигрированием» структур по латерали на 20-50 км. Современный структурный план теоретически отражает и частично унаследует палеоплан, поэтому, когда бурят в антиклиналь, открывают месторождения, но при разработке и подсчёте запасов сразу возникают сложности – отсутствуют достоверные критерии прогноза нефтегазоносности по площади и разрезу. При детальном изучении изменения структурного плана устанавливаются связи палеоструктурного плана древней залежи, которые отражают современное распространение углеводородов и помогают в выборе зон для эксплуатационного бурения.

На заключительной стадии строится модель месторождения, где происходит сопоставление современного структурного плана с расположением и размером древней ловушки для определения прогнозируемой границы палео-ВНК (размера древней палеозалежи), ограничивающей распространение УВ и характеризующейся отсутствием эффективной пористости в результате вторичных преобразований на контакте УВ-вода (рис.4).

При этом для подтверждения предполагаемой границы палео-ВНК проводят бурение минимум одной скважины в перспективной зоне и одной скважины за ее пределами с отбором керна и последующим проведением исследований.

- проведением литологических исследований керна с выявлением вторичных процессов минералообразования и выщелачивания пород-коллекторов;
- выделением в колонке керна участков, характеризующих интервалы расположения аутигенных минералов – зон древних водонефтяных контактов (палео-ВНК);
- определением флюидонасыщенных интервалов, эффективной пористости, плотных непроницаемых пропластков, акустических свойств и контрастности сред в разных зонах по ГИС;
- построение прогнозной карты распространения продуктивных участков по площади месторождения с использованием AVO - анализа и учетом палеоструктурных построений,

которые позволяют нам ограничить проведение исследований только внутри древней палеозалежи.

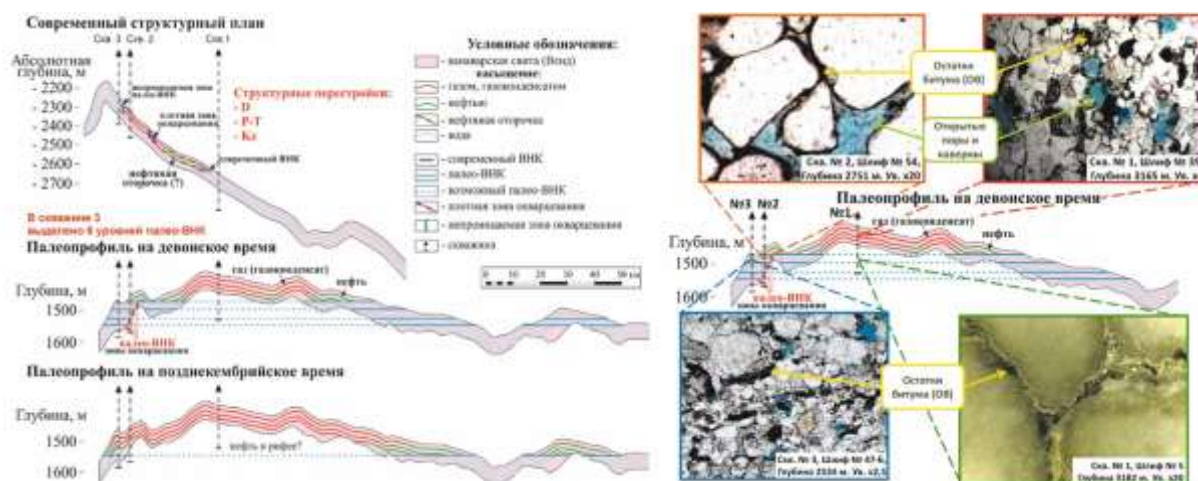


Рисунок 4. Модель формирования залежи UB в вендских терригенных коллекторах

Таким образом, поиск новых месторождений нефти и газа возможен только при комплексном подходе и увязке разномасштабных данных друг с другом. В древних нефтегазоносных бассейнах, одним из важных факторов является восстановление структурного плана во времени и сопоставление палеоструктур со временем генерации и миграции УВ. Многочисленные структурные перестройки усложняют строение и флюидонасыщение залежи, заставляя исследователей детально проследить историю развития, от формирования коллекторов и прихода первых УВ, до современного строения, зачастую восстанавливая некоторые этапы только по косвенным данным.

Литература

1. Болдушевская Л.Н., Фадеева С.В., Гончаров И.В., Трушков П.В., Самойленко В.В., Веклич М.А., Красильникова Н.Б., Савчик Д.М., Рудая Г.Ю., Турова А.Б., Николаева Ю.Л. Нефтематеринские свойства и корреляция органическое вещество пород-нафтиды ирэмэкэнской толщи верхнего рифея Камовского свода Кайкитской антеклизы (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. № 1, 2024. С. 117-132. DOI: 10.15372/GiG2023176
2. Ступакова А.В., Хведчук И.И., Сауткин Р.С., Коробова Н.И., Сивкова Е.Д. Переформирование залежей в древних нефтегазоносных бассейнах (на примере залежей восточного склона Байкитской антеклизы Сибирской платформы) // Георесурсы, 21(2), 2019. С. 31-41. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.31-41>

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ БАРЕНЦЕВО-КАРСКОГО РЕГИОНА И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА ФОРМИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

А.А. Сулова, А.В. Ступакова, А.В. Мордасова, Р.М. Гиладев, Р.С. Сауткин,
Е.А. Краснова, М.А. Большакова, Т.О. Колесникова, А.С. Агаян, Н.И. Коробова,
Н.С. Шевчук, Н.В. Пронина, А.П. Вайтехович, И.В. Кувинов

На современной карте Арктического океана Баренцево-Карский сегмент достаточно хорошо выделяется среди серии положительных и отрицательных структур при этом он выглядит как единый блок, обрамленный континентальной сушей с юга и молодыми кайнозойскими впадинами на севере и западе.

Нужно отметить, что Баренцево-Карский регион обладает достаточно неплохой степенью изученности, по сравнению с другими Арктическими бассейнами. Баренцево море стали изучать в первую очередь с конца 70-х годов, когда начали проводить сейсмические работы, спустя 10 лет приступили к съемкам в Карском море (в конце 80-х). Считается, что региональная стадия геологоразведочных работ (ГРП) практически завершена и нефтегазоносный бассейн (НГБ) находится на поисково-оценочной стадии работ. Однако если рассматривать палеозойские комплексы, то они являются практически неизученными и находятся на этапе начальной стадии региональных работ. Поэтому в силу разной степени изученности палеозойских (PZ) и мезозойских (MZ) комплексов необходим различный подход к их изучению.

Для оценки перспектив нефтегазоносности палеозойские комплексы, которые могут быть изучены только по сейсмике и на основе данных с близлежащих обнажений, должны быть подробно рассмотрены и проанализированы с точки зрения оценки основных геологических критериев (Ступакова и др., 2023б), таких как: выявление структурного плана, литолого-стратиграфическое расчленение разреза, тектонические реконструкции, описание истории развития бассейна и, как следствие, определение нефтегазоносности по возможному наличию элементов УВ системы. А вот мезозойские комплексы отложений, которые находятся на поисково-оценочном этапе, должны быть рассмотрены подробнее. Здесь уже появляется возможность выявить структуры ловушек, смоделировать процессы миграции, создать концептуальные модели залежей (Сулова и др., 2021; Mordasova et al., 2024). Структурный план и литолого-стратиграфический разрез могут быть оценены подробнее, основываясь на более детальной информации.

При оценке структурного плана, особенно глубокопогруженных горизонтов в первую очередь необходимо выделить сверхглубокие впадины, то есть те впадины, которые начали формироваться в палеозойскую эру или ранее и продолжили свое унаследованное

погружение и в мезозойское время. Мощность осадочного чехла в этих впадинах может достигать более 12-14 км. Платформенные массивы, напротив, представляют собой совокупность структур, не претерпевавших сверхглубоких погружений, поэтому мощность осадочного чехла на них часто не превышает 8-10 км. Между сверхглубокими впадинами и платформенными массивами выделяют моноклинали и зоны тектонических ступеней, а к наложенным структурам, образованным в результате последующих тектонических деформаций, относятся инверсионные валы и поднятия. Например, в Северо-Карском бассейне залегает две группы положительных структур, которые имеют разную природу образования и залегают на разном основании (Сулова и др., 2023).

Сводный стратиграфический разрез слабозабуренных скважинами акваторий собирается по частям. Верхняя часть разреза может быть в той или иной степени охарактеризована скважинами (Малышев и др., 2023), тогда как нижняя часть достраивается и фактически моделируется по результатам изучения береговых обнажений (Сулова и др., 2023). В Баренцево-Карском сегменте выделяются доверхнедевонские терригенно-карбонатные комплексы, терригенно карбонатные на западе и терригенные на востоке верхнедевонско-пермские и терригенные мезо-кайнозойские комплексы отложений. Можно отметить серию основных несогласий в разрезе, которые знаменуют этапы основных структурных перестроек: позднепротерозойский, девонский, позднекаменноугольно-пермский, познетриасово-юрский, юрско-меловой, позднемеловой-кайнозойский (Сулова и др., 2023; Малышев и др., 2023). Стоит обратить внимание, что нижняя часть разреза в большей степени моделируется исходя из законов геологического развития. Строятся палеопрофили, определяются рифтовые комплексы, синеклизные, инверсионные, устанавливается время формирования основных структур, которое впоследствии учитывается при оценке нефтегазоносности.

На раннепалеозойском этапе развития формировались прогибы в пределах рифтовой системы, протягивающейся на сотни километров, как продолжение структур Уральского океана с юго-востока и каледонид Атлантики с запада. Эпицентрами погружения являлись Южно-Баренцевская и Южно-Карская впадины. Позднепалеозойский этап – это этап активного погружения всей рассматриваемой части акватории, связанный с расширением Уральского океана и эвстатическим подъемом уровня моря. Большая часть Баренцево-Карского региона представляла собой область шельфа с накоплением карбонатного материала. Заканчивается этап формированием инверсионных структур палеозойского возраста. Возобновление активного погружения всей рассматриваемой части акватории на мезозойском этапе, связанное как с проявлением процессов триасового рифтогенеза в

Западной Сибири, так и началом формирования глубоководных впадин в Атлантике. К концу мелового периода приобретает свои очертания современный структурный план, который в разной степени нивелируется за счет процессов оледенения в конце кайнозойской эры, формируются толщи гляциальных отложений, сносимых в сторону Атлантики.

Можно предположить, что в допалеозойское или в начале раннепалеозойского времени Северо-Баренцевская и Северо-Карская впадины представляли собой единый платформенный массив, а в конце протерозоя сформировалась складчатая система байкалид (Восточно-Баренцевская зона ступеней), разделившая Северо-Баренцевскую и Северо-Карскую впадины (Сулова и др., 2023). По сейсмическим профилям отчетливо выделяется выступ, возможно сформированный за счет байкальской консолидации, в Северо-Карском бассейне выделяется серия инверсионных поднятий возможно девонского возраста. Наложённые глубокие мезозойские бассейны выделяются в Северо-Баренцевском бассейне. Аналогичные бассейны выделяются и в Енисей-Хатангском прогибе, где отмечаются протерозой(?) - палеозойские осадочные бассейны (Притаймырская моноклиналь и Сибирская платформа) и наложенный мезозойский осадочный бассейн (центральная часть Енисей-Хатангского прогиба).

В пределах Баренцево-Карского региона выделяются структуры, сформировавшиеся на позднепротерозойском этапе развития, которые наиболее четко прослеживаются по границам Северо-Баренцевской и Северо-Карской впадин (Сулова и др., 2023), а также по южному обрамлению Южно-Баренцевской впадины. Последующее раннепалеозойское осадконакопление контролировалось тремя источниками сноса: с Восточно-Европейской (в т.ч. Балтийский щит) и Сибирской платформ, а также со стороны севера. Условия осадконакопления, благоприятные для захоронения органического вещества, могли существовать на протяжении всего раннего палеозоя и связаны с обстановками лагун и прибрежно-морской равнины (Ступакова и др., 2023а), в зонах, слабо доступных для привноса терригенного материала. Наиболее благоприятные условия для накопления высокоуглеродистой формации существовали в кембрийское и силурийское время.

На позднепалеозойском этапе развития Баренцево-Карский регион представлял собой область преимущественно карбонатного осадконакопления в условиях мелководного шельфа и прибрежных лагун. Область относительно глубоководного осадконакопления смещается на запад. Условия осадконакопления, благоприятные для захоронения органического вещества, наиболее вероятны для раннекаменноугольного и раннепермского времени (Сулова и др., 2023). В позднепалеозойских комплексах

отложений могли сформироваться в большом объеме карбонатные природные резервуары, благоприятные для захоронения углеводородных (УВ) флюидов.

Решение задач регионального и поисково-разведочного этапа ГРП должно применяться не только в зависимости от степени изученности исследуемой акватории или территории, но и от степени изученности отдельных комплексов отложений, в том числе и глубоких, история развития которых влияет на процессы формирования и переформирования залежей УВ флюидов (Ступакова и др., 2023б). Оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских и мезозойских комплексов отложений Баренцево-Карского шельфа должна проводиться по-разному. Мезозойский комплекс отложений, как более изученный по сравнению с палеозойским, требует подходов к изучению, разработанных для поисково-оценочного этапа ГРП (Ступакова и др., 2021), а палеозойский – для регионального этапа ГРП. Вместе с тем, все полученные на локальных и зональных объектах данные должны встраиваться в региональную модель осадконакопления, увязанную с общей историей развития бассейна.

Литература

1. Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Скарятин М.В., Балагуров М.Д., Илюшин Д.В., Колюбакин А.А., Губарева О.А., Гатовский Ю.А., Лакеев В.Г., Лукашев Р.В., Ступакова А.В., Сулова А.А., Обметко В.В., Комиссаров Д.К. Стратиграфическое бурение на севере Карского моря: первый опыт реализации проекта и предварительные результаты // Геология и геофизика, 2023. №64(3). С. 46–65.
2. Ступакова А.В., Коробова Н.И., Мордасова А.В., Сауткин Р.С., Сивкова Е.Д., Большакова М.А., Воронин М.Е., Сулова А.А., Карпушин М.Ю., Кожанов Д.Д., Махнутина М.Л., Курдина Н.С., Богатырева И.Я., Чупахина В.В. Обстановки осадконакопления как основа генетической типизации базовых критериев нефтегазоносности // Георесурсы, 2023. №25(2). С. 75–88.
3. Ступакова А.В., Поляков А.А., Малышев Н.А., Сауткин Р.С., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К., Волянская В.В., Осипов С.В., Большакова М.А., Сулова А.А., Калмыков А.Г., Ситар К.А., Воронин М.Е., Карпушин М.Ю., Мордасова А.В., Коробова Н.И. Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна // Георесурсы, 2023. №25(2). С. 5–21.
4. Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Калмыков Г.А., Коротков С.Б., Сулова А.А., Карнаухов С.М., Белохин В.С., Митронов Д.В. Цифровой шлам – метод

- углубленного исследования бурового шлама в процессе бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2021. №348(12). С. 5–15.
5. Сулова А.А., Мордасова А.В., Ступакова А.В., Гилаев Р.М., Гатовский Ю.А., Коробова Н.И., Гумеров А.Р., Сахабов Т.Р., Колесникова Т.О. Строение северного сектора Баренцево-Карского региона для прогноза его нефтегазоносности // Георесурсы, 2023. №25(2). С. 47–63.
6. Сулова А.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., Мордасова А.В., Сауткин Р.С., Краснова Е.А., Осипов К.О., Колесникова Т.О., Ковалевская С.О., Гильмуллина А.А., Christian Н.Е., Ture G.К. Характеристики нефтегазоматеринских толщ Баренцево-Карского региона - основа бассейнового анализа и прогноза ресурсов // Деловой журнал Neftegaz.RU, 2021. №2. С. 65–71.
7. Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Escalona A.V., Marín D., Gilmullina A. Sequence stratigraphy and palaeogeography of the upper Jurassic and Lower Cretaceous in the Eastern Barents sea // Basin Research, 2024. №36.

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ДОСТИЖЕНИЙ В ОБЛАСТИ ХРАНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

А.А. Халин

Признано, что повышение средней температуры Земли по сравнению с доиндустриальным уровнем следует удерживать значительно ниже 2 °С к 2100 году, чтобы смягчить серьезные последствия изменения климата [1]. В соответствии с этим, Европейский Союз и «Большая восьмерка» поставили перед собой задачу сократить выбросы парниковых газов как минимум на 80% по сравнению с базовым уровнем 1990 года к 2050 году. Предполагается единая технология CCUS (Улавливание, использование и хранение углерода) в которой рассматриваются, в первую очередь, технология хранения CO₂ в геологических объектах.

В Российской Федерации пока что не существует крупных проектов по хранению углекислого газа. Ведется формирование и создание методических рекомендаций по созданию технических проектов на строительство и эксплуатацию подземных сооружений для размещения углекислого газа.

Мировой же опыт создания проектов по хранению углекислого газа можно начать вести с первого в мире коммерческого проекта по закачке углекислого газа, который происходил в Норвегии в 1990, а именно Sleipner. Данный проект был мотивирован норвежской политикой налогообложения выбросов углекислого газа.

Также, в результате изучения мирового опыта хранения и рассмотрения теоретических проектах хранения с учетом особенностей транспортировки и улавливания углекислого газа можно выделить несколько возможных вариантов хранения. Одними из самых перспективных областей захоронения CO₂ являются геологические объекты и их разновидности: соленые водоносные горизонты, истощенные залежи нефти и газа, нерентабельные или же неразрабатываемые угольные пласты, базальтовые образования, гидратное накопление CO₂ в подповерхностной среде.

Одни из самых крупных мировых проектов, которые были реализованы по программе УХУ на данный момент включают в себя в основном хранение углекислого газа в истощенных месторождениях нефти и газа, а также хранения в соленых водоносных горизонтах. Основным проектом, который был широко известным и направленным на оценку технической и экономической целесообразности использования CO₂ в геологических формациях, особенно в нефтяных резервуарах можно назвать проект Weyburn-Midale [2].

Результаты анализа показывают факт незрелости данной технологии даже в условиях мировой заинтересованности. Существует множество технических проблем, связанных с закачкой CO₂, а также еще не окончательно выстроенной оценкой геологических объектах хранения углекислого газа, реализацией мониторинга геологических систем и сложностей поведения углекислого газа в геологических структурах (геомеханическая и геохимическая оценка участков под хранение углекислого газа).

Литература

1. IPCC. Special report on carbon dioxide capture and storage, Cambridge; 2005.
2. IEAGHG Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Project, IEA Greenhouse as R&D Programme, Jrchard Business Centre, Stoke Orchard, Cheltenham, Glos. GL52 7RZ, UK.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБРАБОТКИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ АНАЛИЗЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

Г.А. Шевченко, М.А. Большакова, А.П. Антонов, М.Ю. Карпушин

Введение

Актуальность работы: обработка исходных геохимических данных является неотъемлемым этапом при бассейновом анализе и моделировании, оценке перспектив нефтегазоносности и ресурсов, а также при обработке результатов других исследований.

Научная новизна: автоматическое комплексное изучение геолого-геохимической информации с помощью специализированных инструментов является малоисследованным вопросом по сравнению с «ручным» анализом, используя традиционные методы исследования. Очевидно, что использование полноценного инструмента с готовой функциональностью для решения рутинных (стандартных) геохимических задач должно не только позволять исследователю получать результат значительно быстрее, чем при ручной обработке, но и способствовать структурированию всего процесса анализа в одном месте и упрощению обработки множества значений. Например, при анализе результатов исследований органического вещества (ОВ) нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) можно получать более точные (чем при ручном анализе) результаты и делать выводы о типе керогена ОВ, генерационном потенциале, зрелости и других характеристиках сразу для 100 – 1000 значений.

Из актуальности и научной новизны непосредственно вытекает **цель работы**, заключающаяся в необходимости разработки дизайна и создания инструмента для автоматизации работы с геологическими данными (в первую очередь геохимическими) с использованием классических методов обработки данных, машинного обучения, а также других методов из области Data Science для применения при анализе углеводородных систем и прогноза нефтегазоносности на различных этапах геолого-разведочных работ с оценкой сопровождающих рисков и целого ряда свойств и характеристик, которые влияют на них.

Обзор существующих решений и публикаций

Критерии для поиска решений: 1. **Направленность:** геохимическая; 2. **Язык программирования:** Python; 3. **Универсальность:** работа с множеством различных типов данных и использования различных методов их обработки; 4. **Открытость:** исходный код находится в открытом доступе; 5. **Автономность:** не требует наличия

полнофункционального программного пакета для работы (контрпример: ArcPy); **6.**

Расширяемость: возможность простого добавление новых инструментов для анализа.

Существующие решения, реализующие часть необходимой функциональности

Инструменты для решения геохимических задач, отвечающие обозначенным критериям поиска, представлены достаточно широко в сфере неорганических геохимических исследований (минералов и пород, изотопов и кристаллов) (табл. 1).

Таблица 1. Найденные решения, отвечающие обозначенным выше критериям (github.com)

Название инструмента	Краткое описание функциональности
<i>Geochemistry π</i> (ZhangZhou et al., 2024)	Фреймворк для геохимических исследований с использованием автоматического машинного обучения (AutoML) и табличных данных геохимических анализов.
<i>GeoPyTool</i> (Yu et al., 2018)	Программное обеспечение для осуществления рутинных геолого-геохимических расчетов и построения графических материалов.
<i>pyrolite</i> (Williams et al., 2020)	Набор инструментов для визуализации, обработки и преобразования геохимических данных минералов и пород.
<i>NOMspectra</i> (Volikov et al., 2023)	Программный пакет для обработки результатов анализа органического вещества масс спектрометрией высокого разрешения.

В тоже время в органической геохимии, являющейся одним из ключевых направлений геологии нефти и газа, по большому счету не существует подобных инструментов для анализа, исходя из проведенного автором обзора публикаций. Кроме того, даже существующие решения не реализуют большую часть функциональности, которая является “необходимой” в процессе работы с геохимической информацией сразу из нескольких источников. Это может быть связано со следующими факторами:

- **Относительно новая область:** применение цифровых методов Data Science (машинного и глубокого обучения, Big Data и др.) в геохимии – это сравнительно новая активно развивающаяся область. Многие исследования могут быть ещё не опубликованы или находится на стадии разработки.

- **Направленность исследований:** исследования (особенно российские) в области геохимии могут быть больше ориентированы на практическое применение традиционных, чем на использование новых методов.

Авторское решение для геохимии нефти и газа AutoPyro

В связи с этим автором была начата разработка инструмента, который бы позволил использовать цифровые методы по отношению к геохимии. Инструмент AutoPyro изначально был нацелен на автоматизацию интерпретации данных пиролиза, но уже сейчас происходит активное расширение его функциональности на другие геохимические типы данных. Таким образом, исчезает необходимость использования целого набора различного ПО (Crystal Ball, Excel, ArcGIS, CorelDraw, MassHunter и т.д.), не теряя при этом ничего в функциональности.

Реализованная функциональность:

- Извлечение информации из растровых изображений (оцифровка): карт и графиков в различных координатах;
- Визуализация карт и специализированных геохимических диаграмм;
- Автоматическая интерпретация результатов с использованием геохимических диаграмм;
- Статистический и аналитический анализы данных.

Функциональность, которая будет реализована в дальнейшем:

- Большая языковая или мультимодальная модель с геологической специализацией (Cheng et al., 2023);
- Работа с хроматограммами: оцифровка изображений, определение степени биодеградации нефтей и пиков, полуавтоматическая интерпретация, перевод в табличный вид и т.д.;
- Определение условий осадконакопления, источников и типов ОВ, степени катагенетической преобразованности, литологического состава вмещающей НГМТ, на основе всех известных геохимических коэффициентов, индексов и зависимостей (Peters, 2004);
- Специализированная автоматическая схема работы (пайплайн) с моделями машинного обучения (Alferez et al., 2022; ZhangZhou et al., 2024; Sun et al., 2023).

Для эффективного осуществления процесса разработки был определен дизайн его компонент и создана схема работы инструмента (рис. 1).

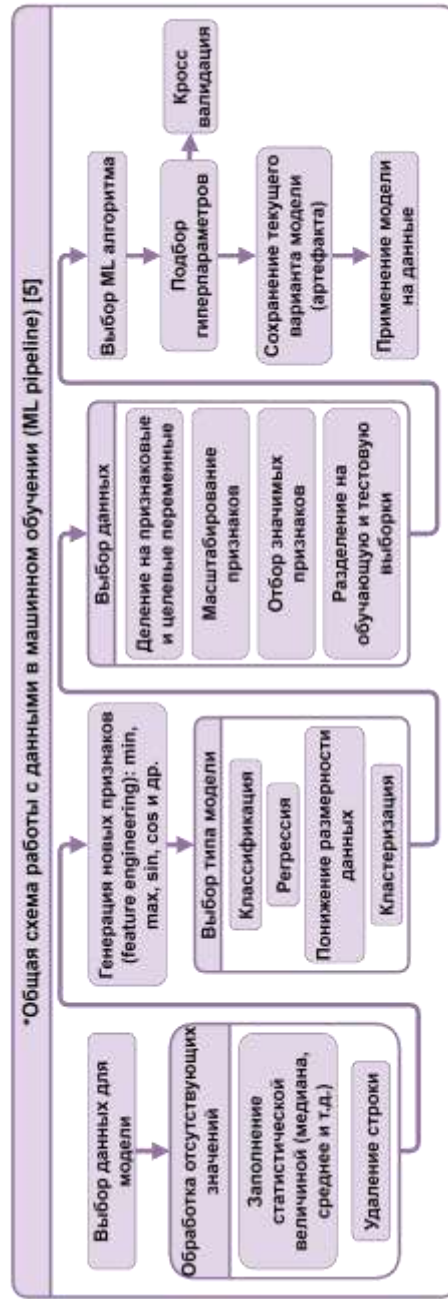
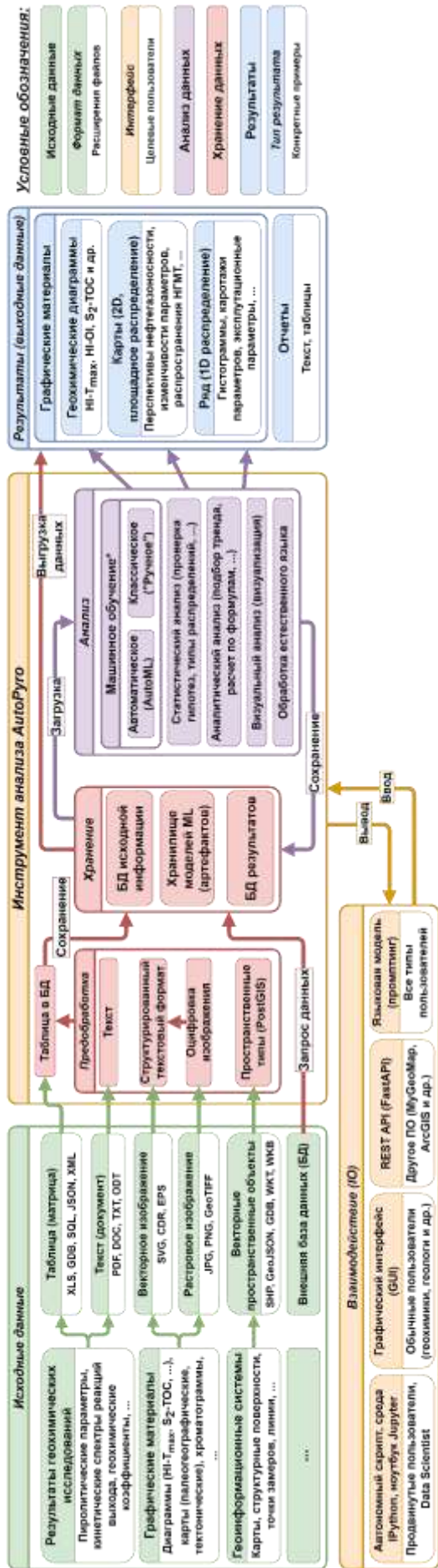


Рисунок 1. Общая схема работы AutoRuGo: примеры входных и выходных данных, пути их движения, схема работы AutoML пайплайна и интерфейсы для взаимодействия с инструментом

Выводы

Таким образом, исходя из изложенного выше, можно сделать вывод, что на текущий момент еще не все эксперты в области геологии и геохимии до конца осознали возможности, которые может дать применения новых самописных инструментов и систем, активно использующих методики Data Science и нестандартные подходы к решению стандартных задач. Так внедрение новых разработок в геологическую практику является, по мнению автора, неизбежным процессом, необходимым для поддержания актуальности и конкурентоспособности геологии среди других естественных наук.

Сейчас создание подобных инструментов является задачей значительно более простой и актуальной, чем когда бы то ни было до этого в силу наличия таких технологий как Python и его огромной экосистемы пакетов для работы с любыми типами данных во всех возможных форматах.

Автор хочет также отметить, что, безусловно, представленный им список существующих решений и публикаций не является исчерпывающим. Этот список каждый год пополняется новыми исследованиями от множества авторов.

Литература

1. Alférez, G. H., Estéban, O., Clausen, B. L. & Ardila, A. M. M. (2022). Automated machine learning pipeline for geochemical analysis. *Earth Science Informatics*, 15(3), 1683–1698. DOI: 10.1007/s12145-022-00821-8
2. Cheng, D., Zhang, T., He, Z., Chen, Q., Shi, Y., Zhou, L., Fu, L., Zhang, W., Wang, X., Zhou, C., Lin, Z., & He, J. (2023). K2: A Foundation Language Model for Geoscience Knowledge Understanding and Utilization. arXiv (Cornell University). DOI: 10.48550/arxiv.2306.05064
3. Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M. (2004). *The Biomarker Guide*. Volume 1 and 2, 2nd edition. Cambridge: Cambridge University Press.
4. Sun, J., Dang, W., Wang, F., Nie, H., Wei, X., Li, P., Zhang, S., Feng, Y., & Li, F. (2023). Prediction of TOC content in Organic-Rich shale using machine learning algorithms: comparative study of random forest, Support Vector Machine, and XGBOOST. *Energies (Basel)*, 16(10), 4159. DOI: 10.3390/en16104159
5. Volikov, A., Rukhovich, G. & Perminova, I. V. (2023). NOMspectra: An Open-Source Python Package for Processing High Resolution Mass Spectrometry Data on Natural Organic Matter. *Journal of the American Society for Mass Spectrometry*, 34(7), 1524–1527. DOI: 10.1021/jasms.3c00003
6. Williams, M., Schoneveld, L., Mao, Y., Klump, J., Gosses, J., Dalton, H., Bath, A. B. & Barnes, S. J. (2020). pyrolite: Python for geochemistry. *Journal of Open Source Software*, 5(50), 2314. DOI: 10.21105/joss.02314

7. Yu, Q.-Y., Bagas, L., Yang, P.-H., Zhang, D., GeoPyTool: a cross-platform software solution for common geological calculations and plots, *Geoscience Frontiers* (2018). DOI: 10.1016/j.gsf.2018.08.001
8. ZhangZhou, J., He, C., Sun, J., Zhao, J., Lyu, Y., Wang, S., et al. (2024). Geochemistry π : Automated machine learning Python framework for tabular data. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 25, e2023GC011324. DOI: 10.1029/2023GC01132
9. Awesome Open Geoscience. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://github.com/softwareunderground/awesome-open-geoscience>