

Рис. 3 Заполнение порового пространства агрегатами каолинита. Образец 499, скв. 3. Глуб. 2066,28 м. Фотографии скола песчаника в растровом электронном микроскопе, в режиме SE

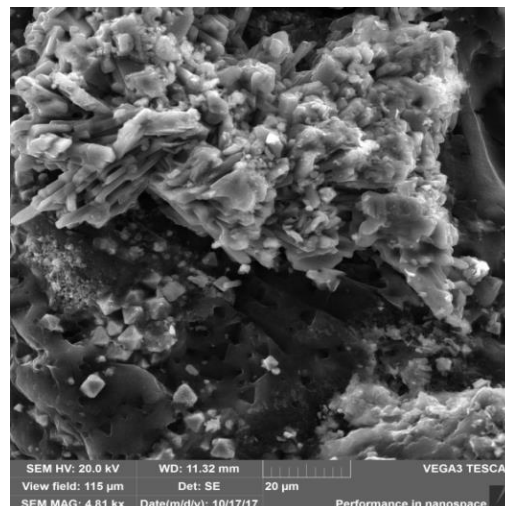


Рис. 4 Заполнение порового пространства агрегатами кальцита. Образец 499, скв. 3. Глуб. 2066,28 м. Фотографии скола песчаника в растровом электронном микроскопе, в режиме SE

Литература

- Вакуленко Л.Г., Дульцева О.В., Бурлева О.В. Строение и обстановки формирования васюганского горизонта (верхи бата-оксфорд) на территории Александровского свода (Западная Сибирь) // Геология и геофизика, 2011. – Т. 52. – № 10. – С. 1538–1556.
- Кулькова С.М. Литологическая характеристика пород васюганского горизонта (Пласт Ю₁) Трайгородско-Кондаковского нефтяного месторождения (Томская область) // Проблемы геологии и освоения недр, 2017. – Том 1. – С. 270.
- Недоливко Н.М. Эволюция пустотно-порового пространства в зонах водонефтяных контактов // Известия Томского политехнического университета, 2010. – С. 99–107.
- Недоливко Н.М., Ежова А.В., Перевертайло Т.Г., Полумогина Е.Д. Роль дизъюнктивной тектоники в формировании пустотного пространства в коллекторах пласта Ю₁³ Западно-Моисеевского участка Двуреченского нефтяного месторождения (Томская область) // Известия Томского политехнического университета, 2005. – С. 47 – 53.
- Япаскурт О.В. Генетическая минералогия и стадийный анализ процессов осадочных пород и рудообразования: Учебное пособие. – М.: ЭСЛАН, 2008. – С. 356.
- Япаскурт О.В. Стадийный анализ литогенеза. – М.: Изд-во МГУ, 1995. – С. 138.

ПРЕДПОСЫЛКИ ОТКРЫТИЯ НОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ДОЮРСКОМ КОМПЛЕКСЕ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (НА ПРИМЕРЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

Л.М. Лаухин, И.В. Гончаров

Научный руководитель профессор И.В. Гончаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вопросу нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской плиты уже более восьмидесяти лет. В 1932 г. И.М. Губкин первым сформулировал предположение о нефтегазоносности мезозойских отложений данной территории. В качестве его оппонентов выступали М.К. Коровин, Н.А. Кудрявцев, Н.С. Шатский и др., которые утверждали, что перспективы нефтегазоносности отложений Западно-Сибирской плиты связаны, прежде всего, с доюрским комплексом.

После открытия залежей углеводородов в Приуралье и Широком Приобье основной приоритет был отдан поиску скоплений углеводородов в мезозойских отложениях. Однако в 1964 г. А.А. Трофимук возвращается к идее о поиске залежей углеводородов в доюрском комплексе отложений. В течение 70–80-х годов в работах А.А. Трофимука и В.С. Вышемирского, а также Н.П. Запывалова, Н.П. Кирды, В.И. Бененсона и других исследователей данный вопрос был рассмотрен весьма подробно для того времени.

Геохимические исследования органического вещества доюрского комплекса отложений в сравнительно небольших объемах проводились В.С. Вышемирским, Л.И. Богородской, А.Э. Конторовичем, О.Ф. Стасовой, И.А. Олли, А.С. Фомичевым, А.Н. Фоминым, В.Ф. Шугуровым. Они занимались определением содержания органического углерода и катагенетической преобразованности органического вещества, а также определением физико-химических характеристик нефтей.

Более детально к вопросу о геохимии и генезисе палеозойских нефтей подошла Е.А. Костырева (2003). В своей работе [2] она показала, что в доюрском комплексе юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции есть отдельные зоны, где термобарические условия недр в прошлые геологические эпохи не приводили к полной деструкции залежей углеводородов. В качестве аргумента Е.А. Костырева приводила факт наличия в

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

рассеянном органическом веществе образцов палеозойских пород углеводородов-биомаркеров, а также нефтепроявления во внутривпадинных резервуарах. Кроме того, на основе кластерного анализа она осуществила первую генетическую типизацию палеозойских нефтей: среди них было выделено три семейства.

Однако при всей продолжительности и результативности проведенных исследований, тем не менее, до сих пор остается не решенным ряд вопросов, связанных с выделением в доюрском комплексе нефтематеринских пород, коллекторов, покрышек и ловушек; с оценкой начального и текущего нефтегенерационного потенциала нефтематеринских пород и др. Решение этих вопросов позволит разработать генетическую модель формирования залежей палеозойских углеводородов.

На сегодняшний день недропользователи и крупные нефтегазовые компании проявляют все больший интерес к доюрскому комплексу отложений. Постепенно увеличивается количество залежей нефти и газа, открытых в нем, подавляющая часть из которых расположена на территории Томской области. Примерами являются как нефтегазоконденсатные (Герасимовское, Арчинское, Калиновое и др.), так и нефтяные (Урманское и др.) месторождения. Такой интерес к доюрскому комплексу связан с тем, что нефтегазоносность чехла Западной Сибири уже достаточно хорошо изучена. И со временем ресурсы и запасы углеводородов мезозойских отложений Западной Сибири будут уменьшаться, поэтому недропользователи и крупные нефтегазовые компании уже сегодня планируют поиск, разведку и разработку залежей нефти и газа в дочехольном (доюрском) комплексе отложений, промышленная нефтегазоносность которого доказана опытным путем.

Почему же большинство залежей углеводородов доюрского комплекса отложений обнаружено именно на территории Томской области? На это есть ряд причин.

Во-первых, данная территория находится на периферии Западно-Сибирской плиты, в связи с чем доюрский комплекс находится здесь на доступных для бурения глубинах, а в юго-восточной части Томской области он даже выходит на дневную поверхность. Это обстоятельство заведомо снижает затраты на процесс бурения нефтяных и газовых скважин, поскольку здесь не будет необходимости в проходке разреза чехольного комплекса отложений значительной толщины.

Во-вторых, в Томской области имеются научные коллективы (Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, Национальный исследовательский Томский государственный университет и др.), которые обладают достаточными знаниями и опытом, современными лабораториями, коллекциями проб нефти и нефтяных, коллекцией керна доюрского комплекса и др., для того чтобы провести весь комплекс необходимых исследований. Уже сегодня в Национальном исследовательском Томском политехническом университете совместно с другими университетами и организациями занимаются разработкой технологий по поиску и освоению трудноизвлекаемых запасов нефти в доюрском комплексе Томской области (проект «Палеозой»). Инициатором проекта является компания «Газпром нефть».

В-третьих, в Томской области имеется вся необходимая инфраструктура для осуществления поиска, разведки и разработки залежей нефти и газа в доюрском комплексе: аэропорты, линии электропередач, нефте-, газо-, конденсатопроводы и др.

В-четвертых, это политическая воля губернатора Томской области С.А. Жвачкина, которая способствует решению вопроса по освоению трудноизвлекаемых запасов в доюрском комплексе со стороны государства.

Согласно [4], в пределах Томской области выделяются Нюрольский, Никольский, Колпашевский и Вездеходный структурно-фациальные районы. Литолого-стратиграфические разрезы каждого из этих районов пока ещё неполные, но, тем не менее, они показывают, что в строении доюрского комплекса Томской области присутствуют как докембрийские отложения, так и отложения всех систем палеозойской эратемы.

Благоприятные условия накопления органического вещества существовали преимущественно на континентальных шельфах. С этими областями и связаны основные перспективы поисков углеводородов в доюрском комплексе. В связи с этим, наиболее перспективными являются морские девонские и нижнекаменноугольные отложения, которые наиболее полно палеонтологически охарактеризованы. Девонские отложения (кыштовская, армичевская, солоновская, надеждинская, герасимовская, лугинецкая свиты и др.) представлены преимущественно мелководными карбонатными и терригенно-карбонатными породами. Данная территория в прошлые геологические эпохи представляла собой продолжение внешнего шельфа Сибирского континента, располагавшегося полосой вдоль Северного Алтая и по Салаиру (Елкин и др., 1994). Нижнекаменноугольные отложения представлены табганской и кехорегской свитами. Первая из них образовалась в обстановке мелководья с карбонатным типом седиментации, а вторая – в относительно более глубоководных условиях [4].

Доюрский комплекс Западно-Сибирской плиты имеет гетерогенное строение. Он представлен двумя структурными этажами: складчатый фундамент (от добайкальских до герцинских сооружений) и промежуточный тектонический комплекс, существование которого подтверждается геофизическими данными [3]. Складчатый фундамент малоперспективен на нефть и газ, поскольку в процессе его формирования захороненное в нем органическое вещество прошло подстадию апокатагенеза. В связи с этим промежуточный комплекс, сложенный, в основном, осадочными и вулканогенно-осадочными образованиями, является единственным геоструктурным элементом, в котором палеозойские отложения перспективны на нефть и газ.

Однако сформировавшиеся залежи углеводородов промежуточного комплекса могли быть разрушены в процессе существования континентального режима на территории Томской области (пермский и триасовый период); в процессе вторичного катагенеза отложений доюрского комплекса за счет перекрытия их морскими отложениями юрской, меловой и палеогеновой систем; за счет теплового воздействия, зависящего от возраста консолидации фундамента, наличия рифтов, магматических тел и разломов. Поэтому, вероятнее всего, залежи нефти и газа могли сохраниться только в наименее прогретых зонах. В поиске таких зон может помочь схема катагенеза органического вещества в кровле палеозойских отложений, составленная А.Н. Фоминым [5], и уточненная работами И.В. Гончарова

с соавторами схема реализации генерационного потенциала породами баженовской свиты [1]. По этой схеме И.В. Гончарова и соавторов можно произвести оценку катагенеза органического вещества в кровле палеозойских отложений в соответствии с относительно менее зрелым органическим веществом в породах баженовской свиты.

Анализируя схему А.Н. Фомина [5], можно увидеть, что большинство открытых месторождений углеводородов в доюрском комплексе на территории Томской области расположено как раз в зонах с уровнем катагенеза органического вещества, соответствующим подстадии мезокатагенеза (МК₂–МК₃¹).

Используя информацию о палеогеографических реконструкциях обстановок осадконакопления для разных геологических эпох на территории Томской области; информацию о фациальной принадлежности отложений доюрского комплекса; схему катагенеза органического вещества в кровле палеозойских отложений; информацию, полученную в результате геохимических исследований рассеянного органического вещества, нефтей и нафтидов доюрского комплекса, можно построить в будущем схему распространения наиболее перспективных зон для обнаружения залежей углеводородов в доюрском комплексе, что позволит количественно оценить его перспективы нефтегазоносности в Томской области.

Литература

1. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В., Веклич М.А., Кашапов Р.С., Трушков П.В., Бахтина Е.С. Типы и катагенез органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов // Нефтяное хозяйство. – М., 2016. – № 10. – С. 20–25.
2. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири: дис. на соиск. учен. степ. канд. геол.-минер. наук. – Новосибирск, 2003. – 284 с.
3. Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока / Под ред. В.С. Суркова. – Новосибирск: Наука, 1981. – 153 с.
4. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири / Под ред. Е.А. Елкина, В.И. Краснова. – Новосибирск: Издательство СО РАН Филиал «ГЕО», 2001. – 166 с.
5. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

ПЕРВЫЕ ПОПЫТКИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СВЯЗИ НЕФТЕНАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТОВ С ДАННЫМИ ПЕТРОМАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ШЛАМА (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ)

Д.А. Лемешева, К.А. Курдюков

Научный руководитель старший преподаватель А.А. Морова

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

В начале работы следует особо отметить, что авторы не считают грамотным позиционировать литолого-минералого-геохимические исследования шлама как альтернативу стандартным лабораторным исследованиям керна. Априори считается, что началу этапа, подразумевающего работу со шламом, предшествуют длительные предварительные работы с керном, изучение всего фактического материала по месторождению, включая литературные источники, сопоставление данных с каротажными диаграммами (привязка данных по глубине). Во всех случаях, шлам исследовался нами классическими методами для уточнения литологии вскрываемых толщ. Одновременно специалистами лаборатории петрофизики Саратовского государственного университета были проведены петромагнитные (каппаметрические и термокаппаметрические) исследования проб шлама, по данным которых были выделены циклы седиментационной ритмичности. Насыщение пластов определялось методами ГИС и ГТИ. Выявленные закономерности не претендуют на абсолютную истинность, а дают всего лишь почву для размышлений в дальнейшем.

Особенности работы со шламом. Работа со шламом требует от исследователя терпения и усидчивости, что авторы познали в полной мере, описывая пробы. Работая над материалом, изучая статьи, мы невольно задавали себе вопрос: почему шлам так мало востребован российскими компаниями. Данные ГТИ часто игнорируются и не принимаются всерьез. Ответ прост: со шламом не умеют и не хотят работать. Качество материала, за который часто нам приходится браться, ужасное из-за безалаберности отбора, обусловленное отсутствием у работников элементарных навыков работы со шламом. В таких условиях выработать какую-либо методику можно лишь чисто теоретически. С практической же точки зрения перед тем как работать со шламом того или иного месторождения, нужно обязательно оценить его качество. Для этого визуально оценивается общий вид шлама: расситовка, отсутствие посторонних примесей, отмытость, упаковка, отсутствие повторяемости в процентном соотношении с выше и нижележащими интервалами в пределах не более двух проб (4 метра), синхронность и повторяемость на петромагнитных кривых (скважина со шламом, неправильно отобранным, как правило, «отрисовывается» по кривой магнитной восприимчивости как набор хаотично расположенных точек, соединенных линиями без какой-либо синхронности и повторяемости с соседними скважинами). Далее, если шлам признается удовлетворительно отобранным и принимается к обработке, он отмагничивается, расситовывается при надобности, отмывается повторно и описывается по традиционной методике, принятой при описании керна. Составление таблицы литолого-фациальных признаков по шламу дублирует те же работы, проводимые по керну в интервалах отбора керна, или дает независимую информацию в интервалах бурения сплошным забоем (что бывает чаще всего). Часть данных, безусловно, теряется вследствие разрушения породы (текстурные признаки), но часть и добавляется (физико-механические признаки). Добавим только то, что описание каждой фракции шлама ведется отдельно: основной – рабочей, размер которой 3-7 мм или менее в зависимости от типа долота, и обвальная, размером, как правило, крупнее, чем основная фракция.