

Маговского и Озерного месторождений варьируется от 0,59 до 0,83 мПа·с. Из этого следует, что нефти турнейского яруса в пределах рассматриваемой территории являются нефтями с незначительной вязкостью, однако в северо-западной части выявлены маловязкие нефти.

Максимальное значение вязкости нефтей бобриковских отложений зафиксировано в северной части Соликамской депрессии и равно 1,78 мПа·с (Логовское месторождение). Минимальное значение отмечено в юго-восточной части и составляет 0,58 мПа·с (Крутовское месторождение). Вязкость нефтей бобриковских отложений Уньвинского, Юрчукского, Чашкинского и Пихтового месторождений колеблется в пределах от 0,95 до 1,43 мПа·с. Исходя из этого, нефти бобриковского горизонта являются маловязкими.

Нефти тульского горизонта изучены на Юрчукском месторождении и также являются маловязкими (1,04 мПа·с).

Максимальное значение вязкости нефтей башкирских отложений приурочено к центральной части Соликамской депрессии и составляет 10,46 мПа·с (Юрчукское месторождение). Минимальное значение установлено в восточной части и составляет 0,46 мПа·с (Маговское месторождение). Вязкость нефтей башкирских отложений Крутовского, Чердынского, Уньвинского и других месторождений варьируется от 0,72 до 1,14 мПа·с. Таким образом, нефти башкирского яруса являются маловязкими, только в центральной части выявлены нефти с повышенной вязкостью.

Можно сделать вывод, что в отложениях каменноугольной системы Соликамской депрессии преобладают нефти очень легкие, маловязкие. Исключение составляют нефти башкирского яруса – нефти средней плотности, с повышенной вязкостью, а также нефти с незначительной вязкостью турнейского яруса.

Литература

1. Ермолкин В.И., Керимов В.Ю. Геология и геохимия нефти и газа: учебник для вузов. – М., 2012. – 460 с.
2. Курдюмова А.С. Физические и химические свойства нефтей Соликамской депрессии // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ: сб. науч. ст. по мат-м II Международ. науч. конф. – Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2019. – С. 128 – 133.
3. Неганов В.М. Сейсмогеологическая интерпретация геофизических материалов среднего Приуралья и перспективы дальнейших исследований на нефть и газ. – Пермь: Перм. гос. ун-т, 2010. – 247 с.
4. Нефти, газы и ОВ пород севера Урало-Поволжья. Каталог физико-химических свойств / Под ред. А.З. Кобловой, Ю.А. Дулепова. – Пермь: КамНИИКИГС, 1989. – Вып. III. – 685 с.

ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД ДМИТРИЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ (НА ОСНОВЕ ДАННЫХ МЕТОДА ROCK-EVAL)

Л.М. Лаухин

Научный руководитель профессор И.В. Гончаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Горючие сланцы являются породами, обогащенными сингенетичным органическим веществом. В связи с этим, они представляют интерес для органической геохимии, поскольку теоретически могут рассматриваться в качестве пород, способных генерировать нефть. Необходимым условием для этого является достижение породами достаточной зрелости – их вступление в стадию «oil window».

Оценить степень зрелости, качество и количество органического вещества породы позволяет зарекомендовавший себя и получивший широкое распространение метод пиролиза Rock-Eval. В ходе реализации этого метода осуществляется пиролиз органического вещества пород в инертной атмосфере при программируемом нагреве с детектированием продуктов деструкции органического вещества [3]. Параметром, характеризующим зрелость органического вещества, является температура T_{max} . Качество органического вещества характеризуется параметрами водородного (HI) и кислородного (OI) индексов, а его количество – содержанием органического углерода (C_{org}). В свою очередь, доля минерального углерода характеризуется параметром MINC.

В качестве объекта исследования в работе выступают образцы пород с Дмитриевского месторождения. В административном отношении оно расположено вблизи поселка Дмитриевка Барзасского района г. Березовский Кемеровской области. В географическом отношении месторождение приурочено к правобережью реки Барзасс, между ее притоками Перебоем и Топкой.

Месторождение представляет собой полосу выхода толщи сланцев, которая прослеживается на расстоянии около 5 км от посёлка Одиночного на севере до посёлка Дмитриевка на юге и моноклинально падает на юго-запад под углом 20-25°.

Согласно [2] сланцевая толща представлена пачкой пластов суммарной толщиной от 35 до 55 м. При движении на север суммарная толщина постепенно уменьшается, но при этом увеличивается толщина слоев пустой породы между отдельными пластами горючих сланцев. Максимальная толщина (до 55 м) установлена в средней части месторождения – в 1,5–2,0 км от посёлка Дмитриевка. К юго-востоку, на реке Чернушка, толщина залежи горючих сланцев уменьшается до 38 м, а к северо-западу, на реке Трудной – до 40 м.

Породы Дмитриевского месторождения представляют собой мергелистые породы от серовато-бурых до темно-серых от однородных до сланцеватых карбонатизированные. Единичные включения и тонкое распыление углефицированного растительного детрита. Единичные остатки стеблей псилофитов. Карбонатизация представлена в виде налетов и примазок кальцита буровато- и серовато-белого цвета. Прожилки битума. Раковистый излом.

Пласты горючих сланцев приурочены к дмитриевско-перебойской толще, которая имеет достаточно неопределенное стратиграфическое положение – она подстилается ранне-среднедевонскими отложениями красногорской толщи и трансгрессивно перекрывается отложениями верхнего девона. По итогам исследований Гутак Я.М. [1] относит толщу к среднему девону.

На основании данных, полученных по результатам пиролиза, был построен геолого-геохимический разрез Дмитриевского месторождения (рис. 1).

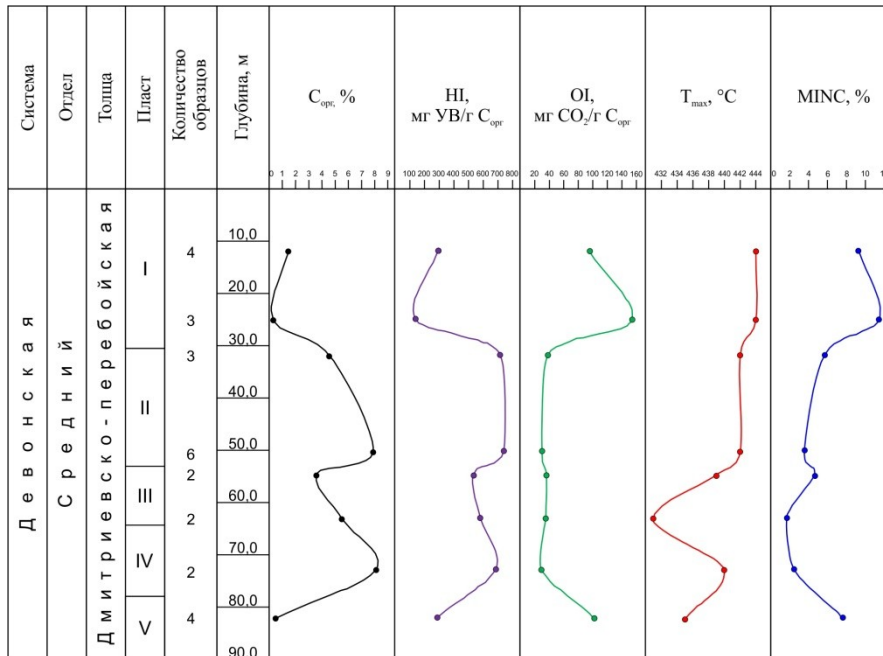


Рис. 1. Геолого-геохимический разрез среднедевонских отложений Дмитриевского месторождения

Различное содержание органического углерода позволило провести разбивку дмитриевско-перебойской толщи на 5 пластов: 0,3-1,5 % – пласт I; 4,0-7,8 % – пласт II; 3,5-6,0 % – пласт III; 6,0-8,1 % – пласт IV; 0,5-4,3 % – пласт V. Толщина пластов, обогащенных органическим веществом, составляет около 22,5 м (пласт II), 11,0 м (пласт III) и 13,5 м (пласт IV). Для них значения водородного индекса изменяются в пределах от 670 до 700 мг УВ/г C_{орг} (пласт II), от 530 до 600 мг УВ/г C_{орг} (пласт III), от 500 до 700 мг УВ/г C_{орг} (пласт IV), а значения кислородного индекса – от 30 до 40 мг CO₂/г C_{орг}, что указывает на их высокий текущий нефтегазогенерационный потенциал и на восстановительные условия накопления органического вещества в геологическом прошлом. Подобный потенциал пород для достаточно древних отложений девона объясняется тем, что Дмитриевское месторождение расположено на северо-восточной окраине Кузнецкого прогиба, и потому оно испытало относительно меньшее прогибание территории в сравнении с центральными частями прогиба. Как следствие, погружение отложений происходило в обстановки с относительно меньшей температурой и давлением. С учетом такого потенциала пород и температуры T_{max}, превышающей 430 °C, можно сделать вывод, что органическое вещество достигло необходимой зрелости и вступило в начальную стадию процесса генерации нефти.

Содержание минерального углерода для пластов II, III, IV составляет не более 6 %, что типично для мергелистых пород. При этом значения MINC, превышающие 6 %, уже указывают на наличие карбонатных пород (пласты I и V).

Стоит отметить, что отбор образцов происходил дискретно и с неравномерным шагом, поскольку осуществлялся из шурфов, расположенных на различном расстоянии друг от друга. Кроме того, каждая точка отбора характеризуется небольшим количеством образцов. Поэтому границы выделенных пластов и полученные пределы изменения геохимических параметров нуждаются в дальнейшем уточнении. Однако для предварительной характеристики органического вещества пород Дмитриевского месторождения этого вполне достаточно

Литература

1. Гутак Я.М., Антонова В.А. Корреляция средне-верхнедевонских отложений севера Кузбасса и Томь-Колыванской области // Геосферные исследования, 2017. – № 2. – С. 68 – 76.
2. Патраков Ю.Ф., Кузнецова Л.В., Анфёров Б.А. Дмитриевское месторождение горючих сланцев Кузбасса – перспективы комплексного освоения // Вестник КузГТУ, 2016. – № 4. – С. 33 – 43.
3. Espitalie J., Laporte J. L., Madec M. and other. Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution // Rev. Inst. Fr. Pét., 1977. – Vol. 32. – No 1. – P. 23 – 42.