РОЛЬ ИЗМЕНЧИВОСТИ КОНЦЕНТРАЦИЙ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ДЕФЛЮИДИЗАЦИИ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ НА КАТАГЕННЫХ ГЛУБИНАХ

И.Ф. Юсупова

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

The Role of Concentrations Variability of Organic Matter in Kerogenic Shale Defluidisation on the Catagenic Depths

I.F. Yusupova

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Abstract

The Baltic kerogenic shale – kukersites (O_2kk) were considered high-carbon marls which consist of three rock-forming components: organic matter (kerogen), carbonates and terrigenous material. As example used are data of the other high-carbon rocks. It is shown that increased concentrations of organic matter predetermine a number of features of these rocks (reduced density, reduced strength, etc.). The concentrations variability of the organic matter makes conditions the heterogeneity of the intraformational space, the anisotropy of many parameters, as well as the manifestation unevenness of the fluid-generation and evacuation capabilities. It was found that in kukersite shales fluid-generating properties can appear at the earliest stages of catagenesis. The role of areas with the maximum qualities of organic matter in the defluidisation of the shale coals is emphasized: here the more intensive generation of gas-liquid products and increased strength contribute to the earlier formation of drainage microcracks and fluid fractures. The appearance of shrinkage cracks due to catagenic losses of organic matter and usually uneven volume contraction and due to fluid-generating shale coals is substantiated. The possibility of fluid-generating shale coals losing it lithological individuality during of it defluidisation is found out.

Keywords:

Organic matter;
Oil shale;
Kukersite;
Defluidization;
Catagenesis;
Hydrocarbons.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Горючие сланцы с содержанием органического вещества (ОВ) 10-70 % признаны высококачественными нефтегазоматеринскими породами. Считается, что, подвергаясь катагенным преобразованиям, горючие сланцы могли генерировать существенное количество углеводородов (УВ). При этом они трансформируются в другие породы: глинистые, глинисто-карбонатные, битуминозные, а также черные сланцы с низкими концентрациями ОВ и ничем не напоминающие исходные горючие сланцы [1, 2]. Возникают определенные трудности диагностики измененных горючих сланцев и связи их с процессами нефтегазообразования; это повышает значимость данных по докатагенным горючим сланцам, информативная ценность которых еще

не исчерпана и может быть использована при обосновании более достоверных моделей нефтедогенеза. К тому же, примеров, где в нефтегазовых бассейнах горючие сланцы с начальными характеристиками ОВ (и минеральных компонентов) доступны для изучения, немного. В этом отношении интересны Балтийская синеклиза, где на глубинах свыше 1 км вскрыты ордовикские черные сланцы - продукты регионального катагенеза горючих сланцев, и примыкающий с севера Прибалтийский сланцевый бассейн с малопретворенными горючими сланцами.

Прибалтийские горючие сланцы – кукурситы (O_2kk) – высокоуглеродистые мергели, состоящие из трех породообразующих компонентов: ОВ (керогена), карбонатов и терригенного материала. Сланценосная толща (мощность около 30 м) содержит многочисленные прослои сланцев, переслаивающихся с мергелями и известняками.

E-mail: abukova@ipng.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200553>

В ней обособляется сланцевая залежь – несколько сближенных пластов кукурситов (рис.1). Керогенообразующим для этих сланцев являются остатки сине-зеленых водорослей [3]. Формы нахождения ОБ в кукурситах – детритная (преобладающая) и сорбированная (подчиненная). В кукурситах встречается еще один вид обособлений ОБ – мелкие включения твердых битумов; их природа дискуссионна. В регионе известны диктионемовые сланцы (O_{1pk}) – темно-коричневые аргиллиты, залегающие примерно на 30 м ниже кукурситовой залежи; по большинству параметров они отличаются от кукурситов [4].

В Прибалтийском сланцевом бассейне к собственно горючим сланцам относят поликомпонентные породы с содержанием ОБ, равным 35%-вес. и выше; другими пороодообразующими компонентами являются карбонаты и терригенный материал (табл.1). Цвет кукурситов бежевый

(разных оттенков). ОБ кукурситов характеризуется постоянством состава и свойств в пределах бассейна.

Известно, что ОБ отличается от минерального пониженной плотностью, равная примерно 1 г/см^3 , поэтому значительные концентрации ОБ определяют пониженную плотность пород. Так, для кукурситов при содержании в них 30 % ОБ плотность сланцев составляет около 1.8 г/см^3 . Тесные корреляционные связи между содержанием ОБ и плотностью высокоуглеродистых пород установлены в доманиковом комплексе, баженовской свите, сланцах Грин-Ривер [5-8].

Пониженная плотность ОБ предопределяет его объемную значимость: при равных весовых содержаниях органического и минерального вещества на долю ОБ приходится больший объем. Поэтому объемные отношения компонентов в кукурситах не совпадают с весовыми [6]. Использование только весовых параметров может привести к неверным представлениям о строении кукурситов. Так, ошибочным оказалось заключение о известковом (карбонатном) каркасе этих горючих сланцев, вмещающем в себе комочки органического вещества и терригенного материала [4]. Однако, объемные соотношения свидетельствуют о более скромной роли карбонатного вещества в пластовом пространстве кукурситов. Это подтверждается петрографическими исследованиями: карбонатный материал содержится в дисперсной форме (он различим только под микроскопом), а также в форме фаунистических остатков и конкреционных включений [3]. На примере усредненного сланца отметим несоответствие весовых и объемных значений компонентов, слагающих кукурсит, и подчеркнем объемную значимость ОБ в этих сланцах (табл.2).

Результаты опробования кукурситовой залежи в горных выработках [4] свидетельствуют об

Таблица 1
Типы пород, слагающих сланценосную толщу Прибалтийского бассейна [3]

Наименование породы	Содержание, %		
	кероген	карбонаты	терригенный материал
Горючий сланец	35	40	25
Горючий сланец глинистый	15	45	40
Известняк керогенсодержащий	5	80	15

Таблица 2
Несоответствие весовых и объемных содержаний (%) пороодообразующих компонентов в кукурситах [6]

Содержания	Усредненный состав кукурсита		
	ОБ	карбонаты	терригенный материал
весовые	35	40	25
объемные	54	25	21

Примечание: при расчете объемов принимались значения плотности: ОБ – 1.0 масс.-% , карбонаты – 2.5 масс.-% , терригенный материал – 2.0 масс.-%

изменчивости концентраций ОВ (и других породообразующих компонентов) как по горизонтали, так и вертикали (табл.3); это свойство присуще многим горючим сланцам [9]. Так, например, содержание ОВ в болтышских горючих сланцах (Украинский кристаллический массив) изменяется в широких пределах. Самое низкое его содержание (12-14%, реже до 25%) отмечается в пластах I и III горизонтов, а самое высокое (30-50%) – в пластах IV горизонта. Неравномерно распре-

лено ОВ в пласте Б (рис.2), на долю которого приходится половина всех запасов сланцев по месторождению [3]. В горючих сланцах Грин-Ривер пропластки с высокими и низкими содержаниями ОВ (рис.3) могут иногда сменять друг друга на расстоянии нескольких дюймов [8].

Изменчивость концентраций в кукурситовых сланцах проявляется неравномерной насыщенностью в виде гнездообразных скоплений, линз, прослоек, отличающихся по содержанию ОВ. К тому же

Таблица 3
Изменчивость концентраций породообразующих компонентов, составляющих горючие сланцы-кукурситы (Эстонское месторождение, западный район)[4]

Индекс сланцевого слоя	Число анализов	Содержание компонентов (%) <small>мин.-макс. среднее</small>		
		ОВ	карбонаты	терригенный материал
A	40	<u>11.5–27.8</u> 18.2	<u>36.5–71.0</u> 53.5	<u>14.3–41.6</u> 28.3
B	88	<u>30.8–61.6</u> 44.7	<u>21.3–52.0</u> 37.2	<u>11.1–23.5</u> 18.1
C	82	<u>16.6–45.0</u> 24.1	<u>36.5–71.2</u> 56.5	<u>9.3–28.0</u> 19.4
D	90	<u>20.6–45.5</u> 32.2	<u>18.4–56.0</u> 34.8	<u>20.7–38.0</u> 33.0
E	98	<u>21.6–59.1</u> 40.2	<u>20.5–60.0</u> 38.7	<u>12.3–25.2</u> 21.1

в кукурситах неоднородность создают остатки фауны (среди них раковинный детрит, местами переполняющий сланец), ходы илоедов, конкреции. Содержание последних в отдельных пластах залежи иногда достигает 15-20 % (слой С) и даже 40-50 % (слой F). Обычно в нижней части пластов кукурситов ОВ содержится больше, чем в верхней. Всего запасы органического углерода только в сланценой толще мощностью 20 м на площади около 100 тысяч кв. км оцениваются в количестве не менее 200 млрд тонн, в том числе 40-50 млрд. тонн сконцентрированного в пластах и примерно 150 млрд тонн – рассеянного в карбонатных породах. Запасы дикионемовых сланцев составляют примерно 16 млрд. тонн [3, 4].

Концентрационная неоднородность ОВ, установленная в кукурситах, переслаивание пород с разным соотношением органической и минеральной составляющих создают и плотностную, и прочностную анизотропию, иногда довольно заметную. Разные плотностно-прочностные параметры предопределяет разную устойчивость к дроблению, измельчению при эксплуатации сланцев, а также особенности пиролитической деструкции ОВ в термоградиентных полях при термических способах внутрипластовой добычи твердых каустобиолитов. Сохранение (или чередование) в пласте разноплотностных и разнопрочностных участков не может не проявляться при погружении подобных пород на катагенные глубины. Например, трансформация ОВ, его убыль, неравномерное уменьшение мощности и образование пустотности в ходе катагенеза делают такой пласт «разнодеформированным» (деформационная анизотропия); появление флюидоразрывов и микротрещиноватости тоже будут иметь свою специфику.

В кукурситах максимальное содержание ОВ достигает 68.4 % (Эстонское месторождение, центральный район, пласт В), что соответствует примерно 80 % объема; т.е. в этой точке опробования сланец сложен почти нацело керогеном. Это позволяет говорить о существовании в пластах микро- и макроучастков с минеральной или углеродистой (керогеновой) матрицей и переходными (по количественному соотношению) между ними разновидностями.

Участки, сложенные практически нацело керогеном, наблюдались автором при петрографическом изучении не только кукурситовых сланцев, но и болтышских, кашпирских горючих сланцев. Установлены они и в доманиковых, кендерлыкских, вычегодских сланцах [10], а также в формации Eagle Ford [11]. Скопления микролинз ОВ отмечены в баженской толще [12].

О размерах участков с углеродистой матрицей внутри кукурситовых, доманиковых и других пород по данным аналитических определений подчас невозможно говорить в силу усреднения изучаемых образцов. Данные приводятся в виде минимальных и максимальных значений, часто приводятся среднеарифметические, реже медиан-

ные значения и еще реже среднегеометрические, характеризующие логнормальное распределение параметров, характерное для изучаемых пород. Такая подача аналитических данных зачастую снижает их информативность, не всегда оправдана (особенно в случае резкой дифференциации параметров). По мнению некоторых исследователей, усреднение данных по содержанию ОВ (и другим параметрам) снижает достоверность многих построений и расчетов, в частности, по разуплотнению пород баженской свиты [7].

Наличие повышенных концентраций ОВ в кукурситах предопределяет ряд физико-химических особенностей этих пород – цвет, пониженные плотность и прочность и др., а переслаивание кукурситов и известняков создает плотностную и прочностную анизотропию залежей, обуславливая своеобразие ее существования в массиве [7]. Внутрипластовое мозаичное распределение ОВ предопределяет сохранение в пластах кукурситов разноплотностных и разнопрочностных участков, что не может не проявляться на нефтегазогенерирующих глубинах. Генерация флюидов, их эвакуация, флюидоразрывы, катагенные потери ОВ, усадка флюидогенерирующих сланцев делают пласты подобных пород неравномерно трещиноватыми, проницаемыми, деформированными.

Анализ данных по изменчивости концентраций ОВ в кукурситах (табл.3) свидетельствует, что кукурситы не во всех точках опробования могут считаться «горючими сланцами» в соответствии с классификацией (табл.1). Так, например, пласт А (таблица 3) в одном участке опробования сложен «горючими сланцами глинистыми» (ОВ – 27.8 %), а в другом – «известняками керогенсодержащими» (ОВ – 11.5 %). Таким образом, различия в соотношениях минерального вещества и керогена (даже в смежных участках) обуславливают неоднородность внутрипластового пространства и, как следствие, мозаичность проявления механических, емкостно-фильтрационных и других свойств кукурситов. Границы между участками обычно нечеткие, но в ряде случаев они могут быть достаточно резкими (на контакте участков с контрастными содержаниями ОВ, например, кукурситов с конкрециями). Прочность контактирующих поверхностей иногда понижена.

Особенности внутрипластового пространства предопределяют анизотропию многих параметров (физико-механических, фильтрационных и др.) и сохранение в пластах кукурситов разноплотностных и разнопрочностных участков, а главное изменчивость флюидогенерирующих и эвакуационных возможностей.

Известно, что на катагенных глубинах флюидогенерационные процессы и явления в подобных высокоуглеродистых отложениях разнообразны: многоактное образование флюидов (H_2O , CO_2 , H_2 , H_2S , NH_3 , углеводороды и их производные), их удаление, убыль массы ОВ, уменьшение мощности и усадка нефтегазоматеринских пластов ходе

катагенеза. Наряду с потерей первичной пористости (в ходе катагенного уплотнения) появляется вторичная не только в самом сланце, но и в «керогеновой» матрице (баженовская свита, формация Eagle Ford и др.) [11,13].

Флюидогенерационные процессы в отложениях с чередованием пропластков с разными концентрациями ОВ (рис.3) приводят к образованию горизонтальной трещиноватости, а в частных случаях – листоватых коллекторов. Катагенная трансформация ОВ, уменьшение его объема в результате эмиграции образующихся подвижных продуктов, ослабление межслоевых связей приводят к нарушению сплошности, разрыву и расслоению пород. Считается, что в баженовской свите такие условия возникли в интервале глубин 2.2-2.4 км. Микрослоистость и листоватость закладываются при осадконакоплении, но ослабленные интервалы и горизонтальные трещины формируются после определенных постседиментационных превращений в ходе дефлюидизации керогена. Листоватые коллекторы, помимо баженовской свиты, известны в доманикитах, отложениях куонамского горизонта [14].

В кукерситах флюидогенерирующие свойства могут проявиться на самых ранних стадиях катагенеза, об этом свидетельствуют эксперименты по отжатию органогенных и связанных вод из кукерситов. Даже при низких температурах (25-80 °С) и барических воздействиях (10 мПа) кукерситы уже способны к водогенерации; их дефлюидизация сопровождается частичным выносом ОВ и некоторых минеральных компонентов [15].

Однако в пределах Прибалтийского сланцевого бассейна (южный склон Балтийского щита), территория которого около 500 млн лет не меняла своего гипсометрического положения, кукерситы не испытывали заметного погружения и катагенетических трансформаций, оставаясь на бурогоугольной стадии превращенности. На территории сланцевого бассейна рассматриваемые породы не могут реализовать свой нефтематеринский потенциал, а флюидогенерационные свойства проявляют лишь в локальных участках.

Такие участки были установлены при проведении горных работ. В ходе эксплуатации (в шахтных выработках) были закартированы так называемые структурно-деформационные зоны, представленные выщелоченными раздробленными водонасыщенными породами. Горючие сланцы в них отсутствуют, на месте их первоначального залегания обнаружены слаболитифицированные терригенные остатки этих пород, утративших два других пороодообразующих компонента: ОВ и карбонаты [16, 17]. Присутствие эпигенетических сульфидов (и других минералов) в терригенных реликтах позволило некоторым исследователям предполагать проявление здесь гидротермальных процессов [18]. В то же время изотопный состав серы (и другие многочисленные и разнообразные данные) показал, что потеря сланцами карбонатов и ОВ обусловлены биогенным восстанов-

лением сульфатов, возникающим временами в условиях подземной гидросферы. Вовлечение ОВ кукерситов в эти процессы сопровождалось генерацией таких газо-жидких продуктов, как H_2S , CO_2 , органические кислоты. Здесь сланцы постепенно теряли свое ОВ под воздействием различных факторов, во многом еще неясных; среди них утилизация части керогена сульфатредуцирующей микрофлорой, его деструкция, растворение и вынос подземными водами. В результате состав остающегося ОВ не соответствовал исходному, о чем свидетельствует изменение цвета сланца, снижение теплотворной способности и выхода смолы; прослеживается более интенсивное проявление выщелачивания в кукерситах с повышенными содержаниями ОВ [16].

Отметим, что отдельные аспекты разрушения ОВ осадочных пород с участием биокоррозии, биовыщелачивания рассматривались и ранее. Например, в палеозойских карбонатных породах пермского региона сульфатредуцирующие микроорганизмы, используя в качестве субстрата битуминозное ОВ, способствовали формированию коллекторов нефти и газа. Это объясняется тем, что десульфатизация подземных вод, вызываемая биогенным восстановлением сульфатов, приводила к растворению сульфатной составляющей разреза, а образующиеся углекислота, органические кислоты и другие агрессивные продукты – к растворению карбонатов [19]. Известны факты образования провалов в асфальтовом покрытии дорог под действием сульфатвосстанавливающей микрофлоры. С использованием последней рассматривалась возможность восстановления сульфатной серы до сульфидной в экспериментах с горючими сланцами Грин-Ривер [20].

В структурно-деформационных зонах одновременно с утратой кукерситами своего ОВ происходило выщелачивание их карбонатной составляющей. В дополнение к диагенетическим сульфидам сланценосная толща в локальных участках приобрела эпигенетические сульфидные минералы (пирит, марказит, халькопирит, галенит, сфалерит). При этом сланцы теряли свою литологическую индивидуальность и становились сначала почерневшими, затем черными и, в конце концов, превращались в глины осветленные (серые, голубые) и брекчии с прожилковой рудной и нерудной минерализацией [16,17]. Площадь структурно-деформационных зон невелика и составляет несколько процентов от территории Эстонского месторождения. Фиксация терригенных реликтов в ходе бурения затруднена; их выявлению и идентификации способствовала промышленная разработка этих полезных ископаемых [16].

Принято считать, что горючие сланцы утрачивают свое ОВ лишь с погружением на нефтегазогенерирующие глубины, где они, исчерпав свой нефтегазоматеринский потенциал, превращаются в «черные сланцы», содержащие еще некоторую концентрацию ОВ и нередко рудо-

носные компоненты. В нашем случае кукурситы на локальных участках утратили свой кероген стремительнее, причем на меньших (докатагенных) глубинах. Так, эпизодическое вовлечение ОВ кукурситов в процессы сульфатредукции превращало отдельные участки сланцевой залежи в арену генерации сульфидной серы и необратимых изменений горючих сланцев. ОВ кукурситов как твердый компонент сланцевых пластов на этих участках практически полностью исчезло. На месте кукурситов, утративших горючесланцевый статус, остались их терригенные реликты. Здесь возникли зоны повышенной проницаемости; с погружением на нефтегазогенерирующие глубины докатагенная флюидопроводимость сохранится хотя бы частично и будет участвовать в процессах миграции флюидов.

Таким образом, в пределах Прибалтийского сланцевого бассейна кукурситы не способны быть источником больших масс углеводородов, и в образовании почерневших разновидностей этих сланцев катагенез не участвовал. Однако за пределами сланцевого бассейна в южном направлении, в пределах Балтийской синеклизы на глубинах свыше 1 км вскрыты ордовикские черные сланцы, которые были признаны продуктами регионального катагенеза и дефлюидизации кукурситов. Считается, что катагенные превращения этих горючих сланцев должны были сопровождаться генерацией около 32 млрд тонн нефти, достаточных для формирования десятка крупных месторождений, имеющих начальные извлекаемые запасы около 1 млрд тонн. Здесь были оценены площадь, где происходила трансформация керогена, начальная суммарная мощность пород с концентрированным ОВ и ее сокращение в результате деструкции ОВ, выход жидких углеводородов. Всё это позволило сделать вывод, что ордовикские горючие сланцы следует рассматривать в качестве существенного источника промышленной нефти в Балтийской синеклизе [1, 18].

Тем не менее, несмотря на огромные массы нефти, возникшие из горючих сланцев в Балтийской синеклизе, в ордовикских коллекторах обнаружены небольшие ее количества; это объяснялось дефицитом ловушек, недостаточной герметичностью покрышек. А образование крупных залежей нефти в кембрийских песчаниках (хотя потенциал кембрийских отложений весьма скромный) обосновывается нисходящей миграцией ордовикских углеводородов под влиянием перепада давлений [1, 18].

Анализ масштабов вовлечения отложений с высокими содержаниями ОВ в нефтегазообразование привел исследователей к выводу, что горючие сланцы обычно залегают на периферии прогибов, на небольших глубинах, а их стратиграфические аналоги (черные сланцы, глинистые породы и другие «бывшие» горючие сланцы) – на погружении и в центральных частях прогибов [18].

Однако, вопреки распространенному мне-

нию о нахождении горючих сланцев лишь на небольших глубинах, известны случаи, не подтверждающие это правило. Например, в Шемахи-Гобустанском нефтегазоносном районе (Азербайджан) горючие сланцы (эоцен) были идентифицированы в выбросах грязевых вулканов. Утверждается, что они были вынесены вместе с нефтеносными породами (майкоп) с глубин 7-8 км. Количество ОВ в твердых сланцевых выбросах достигает 42.5% (грязевой вулкан Гушчу). Геохимические исследования показали, что изученные горючие сланцы при благоприятных условиях могут генерировать углеводороды [21, 22]. Это расширяет представления о вертикальном диапазоне существования горючих сланцев – пород с нереализованным нефтегазоматеринским потенциалом.

Интерес представляют явления исчезновения горючих сланцев: региональное – в Балтийской синеклизе и локальное – в Прибалтийском сланцевом бассейне. В последнем случае на месте первоначальных горючих сланцев оказались их терригенные реликты, а в первом – черные сланцы. Имело место эпигенетическое уменьшение концентрированного органического вещества (КОВ); в некоторых случаях вплоть до полного его исчезновения. Содержание керогена уменьшилось за счет докатагенного (сланцевый бассейн) и катагенного (Балтийская синеклиза) образования и удаления флюидов (H_2O , H_2S , CO_2 , NH_3 , УВ, органические кислоты и др.). Таким образом, участки (и площади), где имело место уменьшение концентрации ОВ, трассируют процессы дефлюидизации горючих сланцев.

Связь изменчивости концентраций ОВ с дефлюидизацией горючих сланцев прослеживается и на других примерах. В кашпирских горючих сланцах на ранних этапах их существования возникают поры и полости дегидратации; они часто связаны с теми участками (прослойками породы), которые более обогащены ОВ [23]. В баженитах отмечена приуроченность проводящих каналов коллектора к линзовидным прослойкам ОВ [12]. Приуроченность пластовых микротрещин к прослоям с наибольшим содержанием ОВ наблюдалось Р.С. Сахибгареевым в доманиковых отложениях Волго-Уральской области и других регионах [24].

Неравномерность распределения ОВ (в том числе послойная) и ее значение для эмиграции образующихся УВ рассматривалась в работах Л.Н. Капченко [24]. Послойная неравномерность присуща всем типам ОВ; она обычно обусловлена ритмичностью и цикличностью осадконакопления, а также вариациями биопродукции в седиментационных бассейнах. Неоднородность распределения ОВ признается как в латеральном, так и в вертикальном направлении. Роль участков с максимальными содержаниями ОВ в дефлюидизации глинистых толщ объясняется возникновением здесь неравных градиентов пластовых давлений за счет неравномерного образо-

вания флюидов. Возникающие флюидоразрывы сопровождаются микротрещинами; последние ориентированы по участкам и сечениям с наибольшим содержанием ОВ [24, 25]. Напомним о пониженной прочности пород, обогащенных ОВ.

Участие трещин флюидоразрыва в наращивании коллекторской емкости оценивается по-разному [13]. Более однозначно оценивается их роль в дефлюидизации нефтегазоматеринских отложений, обеспечивающих миграцию микро-нефти в коллектор [12]. Прайс положительно оценивал «оптимальную» нарушенность материнских пород в эвакуации углеводородов, связывал ее с разрывами в очагах нефтегазогенерации [26]. Важно, что в разностях с равномерным распределением ОВ условия для возникновения автофлюидоразрыва считаются менее благоприятными [13]. Таким образом концентрация ОВ в отдельных участках и направлениях может обеспечить начало активной эмиграции нефти и газа. Этому способствует и трещинный характер миграции, требующий гораздо меньшего насыщения нефтью по сравнению с поровыми флюидопроводниками [24].

Продолжающаяся флюидогенерация и нарастание давления до критического уровня, его спад после флюидоразрыва, образование дополнительных трещин, эвакуация образовавшихся газожидких продуктов делают дефлюидизацию в погружающейся толще непрерывно-прерывистым процессом.

Еще одно проявление изменчивости концентраций ОВ во нефтегазогенерирующих горючих сланцах – это образование катагенных трещин усадки за счет неодинаковых (и частичных) потерь ОВ, неравномерного уменьшения докатагенной мощности сланцев. Для разных горючих сланцев уменьшение мощности за счет потерь на флюидогенерацию оценивается 15-30 до 60 % [18]. Ранее автором статьи обсуждались отдельные аспекты усадки кукурситов: роль объемной значимости ОВ, латеральная изменчивость концентраций ОВ, реакция вышележащих отложе-

ний на неравномерное уменьшение мощности сланцевых пластов [7, 27].

Катагенное уменьшение концентрации ОВ (и сопряженные явления) испытали горючие сланцы во многих регионах, притом в разной степени. Например, юрские горючие сланцы Прикаспийской впадины на глубинах 1-2 километра деградируют незначительно, что обусловлено геотермическими особенностями региона. Широкий диапазон преобразований сланцев Грин-Ривер от буроугольной до жирной стадии (начальный мезокатагенез) объясняется воздействием палеотемператур от 90 до 160 °С. По мнению многих исследователей, породы баженновской свиты Западной Сибири до катагенеза были типичными горючими сланцами; подчеркивается пространственная связь баженитов с нефтяными залежами этого региона [1, 2].

Итак, изменчивость концентраций ОВ – фактор мозаичного распределения участков с различными физико-механическими свойствами и разным флюидоматеринским потенциалом в пластах горючих сланцев-кукурситов.

В пластах горючих сланцев дефлюидизация начинается на участках с максимальным содержанием ОВ – очагах более интенсивной генерации флюидов; здесь возникают «микродренажность» (за счет флюидоразрывов и трещин усадки).

При реализации нефтегазоматеринского потенциала и дефлюидизации горючие сланцы претерпевают изменения, вплоть до потери первоначальной литологической индивидуальности.

На участках, где горючие сланцы теряют свой горючесланцевый статус, концентрированные формы керогена сменяются рассеянными ОВ. Дефлюидизация горючих сланцев трассируется уменьшением концентрации ОВ.

На докатагенных глубинах дефлюидизация кукурситов происходит, главным образом, в локальных участках. На катагенных глубинах дефлюидизация горючих сланцев носит региональный характер; вмещающие отложения приобретают нефтегазоносность.

Исследования выполнены за счет госбюджетного финансирования НИР «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений углеводородов в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов» (номер гос. регистрации АААА-А19-119022890063-9).

Литература

1. Ильин, В. Д., Клещев, К. А., Максимов, С. П., Минский, Н. А. (1986). Формации горючих сланцев в зоне катагенеза метаморфизма – важный региональный источник углеводородов. *Москва: ВИЭМС*.
2. Голицын, М. В., Прокофьева, Л. М. (1990). Закономерности метаморфизма твердых горючих ископаемых. *Советская геология*, 4, 32–38.
3. (1973). Формации горючих сланцев. (Методы изучения и генетическая классификация) /под ред. Баукова, С. С., Котлукова, В. А.. *Таллин: Валгус*.
4. (1968). Геология месторождений углей и горючих сланцев СССР. Т.11 /ред. Котлуков, В.А. *Москва: Недра*.
5. Нестеров, И. И. (2007). Нефть и газ – возобновляемые источники энергии. *Отечественная геология*, 2, 73–82.
6. Юсупова, И. Ф. (2019). Роль органического вещества в формировании свойств сланцевой залежи. *Доклады Академии Наук*, 484(2), 32–34.
7. Юсупова, И. Ф., Фадеева, Н. А., Шарданова, Т. А. (2019). Влияние повышенных концентраций органического вещества на свойства пород. *Георесурсы*, 21(2), 183–188.
8. Фертель, В. Х. (1980). Оценка горючих сланцев с помощью каротажа /в кн. «Горючие сланцы», под ред. Иена, Т. Ф., Чилингаряна, Дж. В. *Ленинград: Недра*.
9. Dyni, J. R. (2003). Geology and resources of some world oil-shale deposit. *Oil Shale*, 20(3), 193–252.
10. Хрусталева, Г. К. (1991). Атлас горючих сланцев СССР. *Ростов-на-Дону: Издательство Ростовского Университета*.
11. Pommer, M., Miliken, K. (2015). Pore types and pore-size distribution across thermal maturity, Eagle formation, South Texas. *AAPG Bulletin*, 99(9), 1713–1744.
12. Нестеров, И. И., Ушатинский, И. Н., Малыхин, А. Я. (1987). Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири. *Москва: Недра*.
13. Балущкина, Н. С., Калмыков, Г. А., Кирюхина, Т. А. и др. (2013). Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты связи с перспективами добычи нефти. *Геология нефти и газа*, 3, 48–61.
14. Гурари, Ф. Г. (1981). Доманикиты и их нефтегазоносность. *Советская геология*, 11, 3–11.
15. Абукова, Л. А., Абрамова, О. П., Юсупова, И. Ф. (2004). Геохимия поровых вод с концентрированным органическим веществом. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа /в сб. «Актуальные проблемы геологии нефти и газа». *Москва: ГЕОС*.
16. Газизов, М. С. (1971). Карст и его влияние на горные работы. *Москва: Наука*.
17. Абукова, Л. А., Абрамова, О. П., Юсупова, И. Ф. (2014). Роль органического вещества сланцевой залежи в формировании ее проницаемости на раннекатагенном этапе. *Химия твердого топлива*, 2, 19–24.
18. Минский, Н. А. (2007). Литофизическая зональность осадочного чехла платформ и ее влияния на распределение месторождений нефти, газа и гидротермальных руд. *Москва: ГЕОС*.
19. Розанова, Е. П., Быков, В. Н., Балдина, А. Л. (1973). Карстовые коллекторы нефти и газа. *Пермь: Издательство Пермского Университета*.
20. Йен, Т. Ф., Чилингарян, Дж. В. (1980). Общая характеристика состояния исследования горючих сланцев /в кн. «Горючие сланцы», под ред. Иена, Т. Ф., Чилингаряна, Дж. В. *Ленинград: Недра*.
21. Алиев, Ад. А., Байрамов, А. А., Мамедова, А. Н. (2006, май-июнь). Геохимические особенности горючих сланцев палеоген-миоценовых отложений Азербайджана. Тезисы докладов международной конференции «Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых». *Москва: ГЕОС*.
22. Аббасов, О. Р., Ибадзаде, А. Д., Хасиева, А. Б. и др. (2015). Углеводородный потенциал грубокопированных отложений Гобустана (Азербайджан) (на основе горючих сланцев и нефтеносных пород, выбросов грязевых вулканов) /в сб. «Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр». *Москва: РУДН*.
23. Мишунина, З. А. (1978). Литогенез органического вещества и первичная миграция нефти в карбонатных формациях. *Ленинград: Недра*.
24. Капченко, Л. Н. (1983). Гидрогеологические основы теории нефтегазонакопления. *Ленинград: Недра*.
25. Баженова, О. К., Бурлин, Ю. К., Соколов, Б. А., Хаин, В. Е. (2000). Геология и геохимия нефти и газа. *Москва: МГУ*.
26. Price, L. C. (1994). Basin reach and resources disruption - a fundamental relation. *Petroleum Geology*, 17, 5–38.
27. Юсупова, И. Ф. (1994). Флюидогенерация в осадочных толщах и их дислоцированность. *Доклады Академии Наук*, 335(3), 352–356.

References

1. Il'in, V. D., Kleshchev, K. A., Maksimov, S. P. (1986). Formations of oil shales in the zone of catagenesis and metamorphism: an Important source of hydrocarbons. *Moscow: VIEMS*.
2. Golitsyn, M. V., Prokof'eva, L. M. (1990). Zakonomernosti metamorfizma tverdyh goryuchih iskopaemyh. *Sovetskaya geologiya*, 4, 32–38.
3. (1973). Formacii goryuchih slancev. (Metody izucheniya i geneticheskaya klassifikaciya) /pod red. Baukova, S. S., Kotlukova, V. A.. *Tallin: Valgus*.
4. (1968). Geology of coal and oil shale deposits of the USSR. Vol.11 /ed. Kotlukov, V. A. *Moscow: Nedra*.
5. Nesterov, I. I. (2007). Neft' i gaz – vozobnovlyayemye istochniki energii. *Otechestvennaya geologiya*, 2, 73–82.
6. Yusupova, I. F. (2019). The role of organic matter in formation of the properties of a shale deposit. *Doklady Akademii Nauk*, 484(2), 32–34.
7. Yusupova, I. F., Fadeeva, N. P., Shardanova, T. A. (2019). The effect of increased concentration of organic matter on the rock properties. *Georesursy*, 21(2), 183–188.
8. Fertel', V. H. (1980). Ocenka goryuchih slancev s pomoshch'yu karotazha /v kn. «Goryuchie slancy», pod red. Iena, T. F., CHilingaryana, Dzh. V. *Leningrad: Nedra*.
9. Dyni, J. R. (2003). Geology and resources of some world oil-shale deposit. *Oil Shale*, 20(3), 193–252.
10. Hrustaleva, G. K. (1991). Atlas goryuchih slancev SSSR. *Rostov-na-Donu: Izdatel'stvo Rostovskogo Universiteta*.
11. Pommer, M., Miliken, K. (2015). Pore types and pore-size distribution across thermal maturity, Eagle formation, South Texac. *AAPG Bulletin*, 99(9), 1713–1744.
12. Nesterov, I. I., Ushatinskij, I. N., Malyhin, A. YA. (1987). Neftegazonosnost' glinistyh porod Zapadnoj Sibiri. *Moskva: Nedra*.
13. Balushkina, N. S., Kalmykov, G. A., Kiryukhina, T. A., et al. (2013). Regularities of structure of bazhenov horizon and upper parts of abalak suite in view of oil production prospects. *Oil AND Gas Geology*, 3, 48– 61.
14. Gurari, F. G. (1981). Domanikity i ih neftegazonosnost'. *Sovetskaya geologiya*, 11, 3–11.
15. Abukova, L. A., Abramova, O. P., YUsupova, I. F. (2004). Geohimiya porovyh vod s koncentrirovannym organicheskim veshchestvom. Novye idei v geologii i geohimii nefti i gaza /v sb. «Aktual'nye problemy geologii nefti i gaza». *Moskva: GEOS*.
16. Gazizov, M.S. (1971). Karst and its influence on mining activity. *Moscow: Nauka*.
17. Abukova, L. A., Abramova, O. P., Yusupova, I. F. (2014). Role of the organic matter of a shale layer in the formation of its permeability at the early catagenic stage. *Solid Fuel Chemistry*, 48(2), 92-97.
18. Minskii, N. A. (2007). Lithophysical zonality of the sedimentary cover of platforms and its influence on the distribution of oil-and-gas fields and hydrothermal ores. *Moscow: GEOS*.
19. Rozanova, E. P., Bykov, V. N., Baldina, A. L. (1973). Karstovye kollektory nefti i gaza. *Perm': Izdatel'stvo Permskogo Universiteta*.
20. Ien, T. F., Chilingaryan, J. V. (1980). General characteristics of the current state of knowledge of fossil fuels in oil shales. *Leningrad: Nedra*.
21. Aliev, Ad. A., Bajramov, A. A., Mamedova, A. N. (2006, maj-iyun'). Geohimicheskie osobennosti goryuchih slancev paleogen-miocenovyyh otlozhenij Azerbajdzhana. Tezisy dokladov mezhdunarodnoj konferencii «Degazaciya Zemli: geoflyuidy, neft' i gaz, paragenezы v sisteme goryuchih iskopaemyh». *Moskva: GEOS*.
22. Abbasov, O. R., Ibadzade, A. D., Hasaeva, A. B. i dr. (2015). Uglevodorodnyj potencial grubokopogruzhennyh otlozhenij Gobustana (Azerbajdzhan) (na osnove goryuchih slancev i neftenosnyh porod, vybrosov gryazevyh vulkanov) /v sb. «Resursovoproizvodyashchie, malootodnye i prirodohrannye tekhnologii osvoeniya nedr». *Moskva: RUDN*.
23. Mishunina, Z. A. (1978). Litogenez organicheskogo veshchestva i pervichnaya migraciya nefti v karbonatnyh formacijah. *Leningrad: Nedra*.
24. Kapchenko, L. N. (1983). Hidrogeologicheskie osnovy teorii neftegazonakopleniya. *Leningrad: Nedra*.
25. Bazhenova, O. K., Burlin, Yu. K., Sokolov, B. A., Khain, V. E. (2000). Geology and geochemistry of oil and gas. *Moscow: MSU*.
26. Price, L. C. (1994). Basin reach and resources disruption - a fundamental relation. *Petroleum Geology*, 17, 5–38.
27. Yusupova, I. F. (1994). Flyuidogeneraciya v osadochnyyh tolshchah i ih dislocirovannost'. *Doklady Akademii Nauk*, 335(3), 352–356.

Роль изменчивости концентраций органического вещества в дефлюидизации горючих сланцев на катагенных глубинах

И.Ф. Юсупова

Институт проблем нефти и газа
Российской академии Наук, Москва, Россия

Реферат

Рассматривались прибалтийские горючие сланцы кукерситы (O_2kk) – высокоуглеродистые мергели, состоящие из трех пороодообразующих компонентов: органического вещества (керогена), карбонатов и терригенного материала. В качестве примеров привлекались данные по другим высокоуглеродистым породам. Показано, что повышенные концентрации органического вещества определяют ряд особенностей этих пород (пониженные плотность, прочность и т.д.). Изменчивость концентраций органического вещества обуславливает неоднородность внутрипластового пространства, анизотропию многих параметров, а также неравномерность проявления флюидогенерационных и эвакуационных возможностей. Установлено, что в кукерситовых сланцах флюидогенерирующие свойства могут проявляться на самых ранних стадиях катагенеза. Подчеркивается роль участков с максимальными содержаниями органического вещества в дефлюидизации горючих сланцев: здесь более интенсивная генерация газожидких продуктов и пониженная прочность благоприятствуют более раннему образованию дренажных микротрещин и флюидоразрывов. Обосновано появление трещин усадки за счет катагенных потерь органического вещества и сокращения объема (обычно неравномерного) флюидогенерирующих горючих сланцев. Выявлена возможность потери флюидогенерирующими горючими сланцами своей литологической индивидуальности в ходе их дефлюидизации.

Ключевые слова: органическое вещество; горючие сланцы; кукерситы; дефлюидизация; катагенез; углеводороды.

Katagen dərinliklərdə yanar şistlərin defluidləşdirilməsində üzvi maddənin konsentrasiyasının dəyişkənliyinin rolu

İ.F. Yusupova

Rusiya Elmlər Akademiyasının
Neft və Qaz Problemləri İnstitutu, Moskva, Rusiya

Xülasə

Məqalədə Baltıqyanı kukersit yanar şistlərə (O_2kk) – üç süxurəmələgətirən komponentdən (orqanik maddə (kerogen), karbonat və terrigen material) ibarət yüksək karbonlu mergellərə baxılmışdır. Misal kimi digər yüksək karbonlu süxur məlumatları da göstərilmişdir. Göstərilmişdir ki, üzvi maddənin yüksək konsentrasiyaları bu süxurların bir sıra xüsusiyyətlərini (aşağı sıxlığı, möhkəmliyi və s.) müəyyən edir. Üzvi maddənin konsentrasiyalarının dəyişkənliyi laydaxili fəzanın qeyri-bircinsliyini, bir çox parametrlərin anizotropiyasını, həmçinin flüidəmələgətirici və daşıyıcı imkan təzahürlərinin qeyri-bərabərliyini şərtləndirir. Müəyyən edilmişdir ki, kukersit şistlərində flüidəmələgətirən xassələr katagenezisin ən erkən mərhələlərində özünü göstərə bilər. Maksimal üzvi maddə tərkibli sahələrin yanar şistlərin deflüidləşməsindəki rolu vurğulanmışdır: burada qaz-maye məhsullarının daha intensiv əmələgəlməsi və möhkəmliyin aşağı olması drenaj mikroçatların və flüid yarılmalarının daha erkən əmələgəlməsinə şərait yaradır. Üzvi maddənin katagen itkisi və flüidəmələgətirən yanar şistlərin həcmnin azalması (adətən qeyri-bərabər) nəticəsində sıxlaşma çatlarının əmələgəlməsi əsaslandırılmışdır. Flüidəmələgətirən yanar şistlərin deflüidləşdirilməsi zamanı litoloji fərdiliyini itirmə ehtimalı aşkar edilmişdir.

Açar sözlər: üzvi maddə; yanar şistlər; kukersitlər; deflüidləşdirmə; katagenez; karbohidrogenlər.