

**ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД ВАСЮГАНСКОГО ГОРИЗОНТА
(ПЛАСТ Ю₁) ТРАЙГОРОДСКО-КОНДАКОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

С.М. Кулькова

Научный руководитель доцент И.В. Вологодина

*Национальный исследовательский Томский государственный университет,
г. Томск, Россия*

В статье представлены результаты изучения литолого-петрографических особенностей пород пласта Ю₁ васюганского горизонта Трайгородско-Кондаковского нефтяного месторождения по разрезу скважины 7Р. В административном отношении изучаемое месторождение расположено в Александровском районе Томской области. Материалы для исследований были любезно предоставлены ОАО «Томскнефть» ВНК.

В тектоническом отношении месторождение находится в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты и приурочено к центральной части Александровского свода и (к западу) – к зоне его сочленения с восточным склоном Колтогорского мегапрогиба. В соответствии с нефтегазогеологическим районированием месторождение находится в Александровском нефтегазоносном районе (Васюганская нефтегазоносная область), в непосредственной близости от крупных разрабатываемых месторождений нефти, таких как Северное, Вахское. Промышленная нефтеносность месторождений Александровского свода установлена в широком диапазоне юрских и меловых отложений. По данным лаборатории физики пласта ОАО «ТомскНИПИнефть», песчаники пласта Ю₁ характеризуются низкими значениями пористости (3,7 – 16,0 %) и проницаемости (0,02 – 1,42 мД).

В результате проведенных исследований получены структурно-текстурные характеристики пород, установлен вещественный состав песчаников, изучена структура порового пространства, характер цементации, выделены стадийные преобразования пород, выявлены факторы, влияющие на коллекторские свойства песчаников пласта Ю₁.

Литолого-петрографические исследования проводились по стандартным методикам [2], отдельные образцы песчаников были проанализированы на растровом электронном микроскопе фирмы Tescan VEGA II LMU с энергодисперсионным спектрометром INCA Energy в ЦКП ТГУ «Аналитический центр геохимии природных систем». Выявление признаков стадийных преобразований пород проводилось по методике О.В. Япаскурта [5, 6]. Характеристика порового пространства сделана на основании типизации и классификации пор, приведенных в работах доцента кафедры ГРПИ ТПУ Н.М. Недоливко [3, 4].

Песчаники пласта Ю₁ характеризуются довольно однородным вещественным составом, по результатам количественно-минералогического анализа выделено два петротипа – кварцевые граувакки и мезомиктовые песчаники (по классификации В.Н. Шванова). В целом, для песчаников характерно невысокое содержание полевых шпатов (до 10%), что возможно связано с процессами их растворения и глинизации (рис. 1). Обломки пород представлены силицитами, кварцитами, слюдисто-кремнистыми сланцами и андезитами.

Поровое пространство представлено: 1) первичными седиментогенными межзерновыми порами; 2) вторичными порами растворения: а) межзерновыми порами растворения; б) внутризерновыми порами, образовавшимися в результате растворения зерен; 3) межкристаллитными (межпакетными) порами. *Первичные седиментогенные межзерновые поры* встречаются довольно редко, в основном, в верхней части разреза. Как правило, это изолированные поры извилистой или щелевидной формы и сложной конфигурации, размер пор не превышает 0,1 мм. *Вторичные поры растворения* встречаются в породах всего изучаемого интервала, образуются в результате растворения зерен минералов или обломков пород, или растворения или неполного заполнения отдельных участков цемента (рис. 2). *Межзерновые поры*, образовавшиеся в результате растворения зерен, мелкие, редко превышают 0,2 мм. *Внутризерновые поры* не пользуются большим распространением, приурочены, в основном, к обломкам полевых шпатов, кварца, реже к обломкам кварцитов и силицитов. *Межкристаллитные микропоры* располагаются между пакетами каолинита или, реже, чешуйками гидрослюды, которые заполняют пространство между обломочными зернами, являются цементирующим материалом в большинстве песчаников пласта Ю₁. В связи с интенсивной каолинитизацией песчаников поры этого типа являются преобладающими. Часто межпакетные поры заполнены нефтяным веществом

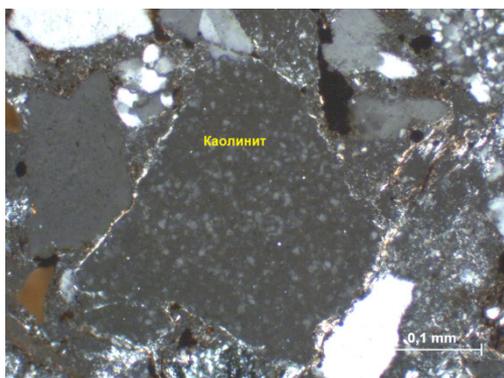


Рис. 1. Полное замещение агрегатами каолинита зерна полевого шпата. Образец 6467, глубина 2073 м. Николи +

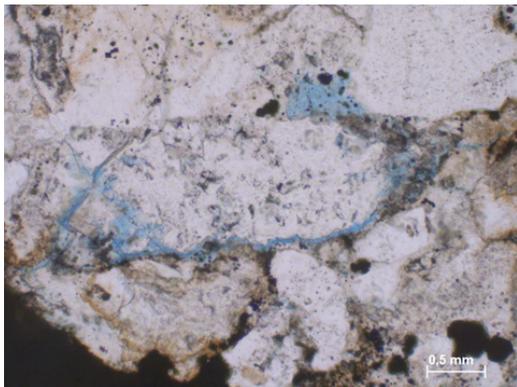


Рис. 2. Вторичные поры растворения: межзерновые и внутризерновые поры растворения. Образец 6475, глубина – 2075,52 м. Без анализатора

Большое внимание было уделено изучению характера цементации песчаников. В песчаниках преобладают поровые цементы каолинитового (рис. 3) и кальцитового состава, в подчиненном количестве в песчаниках встречаются гидрослюдистый, кремнисто-гидрослюдистый, хлорит-гидрослюдистый цементы, еще менее развит хлоритовый цемент. Для изучаемых песчаников характерна интенсивная каолинизация, практически по всему разрезу в порах присутствует хорошо раскристаллизованный каолинит, образующий крупнопакетные агрегаты. Каолининовый цемент в породах пласта развивается неравномерно, наибольшее его количество (до 30%) отмечается в верхней части пласта, к низу его содержание уменьшается практически до 0%. Уменьшение каолинита связано с развитием наложенных процессов карбонатизации и с развитием порового кремнисто-гидрослюдистого цемента.

Каолинит в песчаниках установлен несколькими методами: диагностика по оптическим свойствам и морфологии агрегатов в шлифах, рентгенофазовым анализом (РФА) глинистой составляющей пород в ОАО «ТомскНИПИнефть», а также микроанализом с помощью растрового электронного микроскопа, совмещенного с энергодисперсионным микроанализатором в ЦКП ТГУ «Аналитический центр геохимии природных систем». Растровая электронная микроскопия широко используется в изучении осадочных пород, при характеристике структур порового пространства и при диагностике аллотигенных и аутигенных минералов, в том числе глинистых минералов [5]. Автором изучены особенности развития каолинитового цемента, произведен расчет кристаллохимической формулы каолинита. На сколе образца четко выделяются обломочные зерна, и поровое пространство, заполненное чешуйчатыми агрегатами каолинита (рис. 4). Для расчета кристаллохимической формулы каолинита выбраны данные, полученные в точке наблюдения 1 (Спектр 1), так они соответствуют мономинеральной фазе. В остальных точках наблюдения выявляются смешанные минеральные фазы. Расчет кристаллохимической формулы минерала выполнен по катионному методу (на 28 катионов).

В результате расчета получена следующая кристаллохимическая формула каолинита $K_{0,11}Al_{3,729}[Si_{4,13}O_{10}]OH_8$. В отличие от формульного состава каолинита ($Al_4[Si_4O_{10}][OH]_8$) отмечается некоторый переизбыток кремнезема и присутствие калия. Повышенные содержания кремнезема, возможно, связаны с захватом электронным пучком пограничного обломочного зерна кварца. Согласно опубликованным данным [1], в составе каолинита в качестве изоморфных примесей может присутствовать ряд элементов, в том числе и калий. Кроме того, присутствие калия в каолините может быть связано с процессами растворения калиевых полевых шпатов.

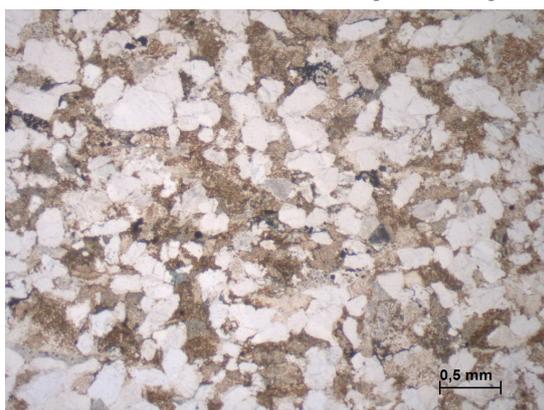


Рис. 3. Интенсивная каолинизация песчаника (темные участки – поровый открытый каолининовый цемент). Образец 6450, глубина 2066,65 м, без анализатора

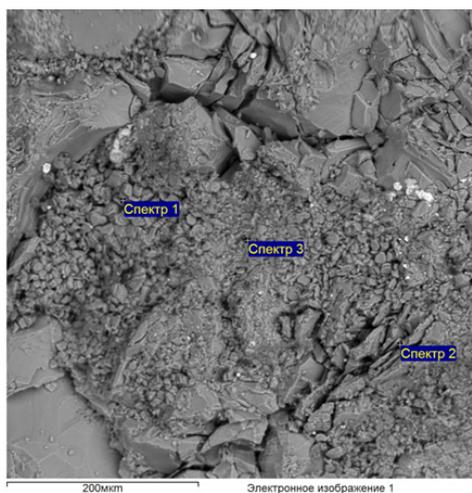


Рис. 4. Крупнопакетные агрегаты каолинита в поровом пространстве. Фотография скола в режиме BSE. Образец 6448, глубина 2066,28 м

В песчаниках пласта Ю₁ выявлены значительные постседиментационные изменения. Большинство обломочных зерен подвергаются растворению по краям, имеют заливообразные границы. Практически во всех образцах наблюдается регенерация кварцевых зерен, часто каемки отделены от зерна чешуйками гидрослюды, железистыми пленками и битумоидными пленками. Развитие каемок приводит к образованию кварцевого цемента по типу «припая». Наблюдаются шиповидные вростки чешуек слюды в зерна кварца. Заметным преобразованиям подвержены зерна биотита. Листочки биотита гидратируются (вследствие чего ослабевает плекроизм), деформируются, приобретают веерообразные, гармошковидные формы. Концы зерен часто расщепляются. Гидратация сопровождается скоплением агрегатов гидроксидов железа. Также часто отмечается хлоритизация и гидрослюдизация биотита.

Выявленные изменения пород возникли на поздней стадии катагенеза и в результате развития регрессивных наложенных процессов. Под действием стадийных преобразований в песчаниках сформировался поровый открытый каолиновый цемент, коррозионный кальцитовый, кварцевый регенерационный. Развитие этих цементов, а также растворение зерен, их деформация, привели к формированию специфического порового пространства, которое, в конечном итоге, определило, плохие фильтрационно-емкостные свойства пород и качество коллектора.

Литература

1. Бетехтин А.Г. Курс минералогии. – М.: Государственное издательство геологической литературы, 1951. – 541 с.
2. Бетхер О.В., Вологодина И.В. Осадочные горные породы. Систематика и классификации. Примеры описания: Учебное пособие. – Томск: ЦНТИ, 2016. – 118 с.
3. 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. – Т. 308. – № 5. – С. 47 – 53.
4. Недоливко Н.М. Эволюция пустотно-порового пространства в зонах водонефтяных контактов // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2010. – Т. 316. – С. 99 – 107.
5. Япаскерт О.В. Генетическая минералогия и стадийный анализ процессов осадочных пород и рудообразования: Учебное пособие. – М.: ЭСЛАН, 2008. – С. 356.
6. Япаскерт О.В. Стадийный анализ литогенеза. – М.: Изд-во МГУ, 1995. – С. 138.

МАТЕМАТИЧЕСКИЙ ИНСТРУМЕНТ НА ОСНОВЕ ТЕОРИИ НЕЧЕТКИХ МНОЖЕСТВ ДЛЯ ПОДБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ НА ПРОВЕДЕНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Р.Х. Курбанов

Научный руководитель научный сотрудник А.А. Кашапов

*Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа,
г. Томск, Россия*

Месторождения нефти и газа, находящиеся на поздних стадиях разработки, характеризуются высокой степенью выработки запасов углеводородов и отсутствием перспективных зон для дальнейшего эксплуатационного бурения с учетом текущей изученности пласта. Достижение плановых уровней добычи нефти и выход на проектный коэффициент извлечения нефти (КИН) на данных месторождениях становится возможным только при регулярном выполнении высокоэффективных геолого-технологических мероприятий (ГТМ). Одним из основных факторов, влияющих на эффективность ГТМ, наряду с технологическими особенностями проведения скважинных операций, является выбранный подход к подбору скважин-кандидатов.

Подходы, используемые при поиске кандидатов, можно условно разделить на две группы. К первой группе относятся методы, основанные на использовании постоянно-действующей цифровой гидродинамической модели месторождения [1]. Ко второй относится группа аналитических методов, основанных на использовании исходной геологической информации (геологические свойства), а также показателей разработки (текущие динамические параметры и история), характеризующие потенциальную скважину-кандидата. Как правило, для повышения качества итоговых кандидатов, рассмотренные группы методов поиска скважин-кандидатов используются совместно.

При этом необходимо учитывать, что применение большинства аналитических методик поиска скважин-кандидатов возможно только на действующем фонде скважин, тогда как для бездействующего фонда применимость некоторых аналитических инструментов существенно ограничена. В данной работе рассматривается возможность применения теории нечетких множеств (ТНМ) [3] в качестве аналитического метода для поиска скважин-кандидатов на ГТМ. Рассматриваемый подход позволяет провести «обучение» по ограниченной выборке скважин и затем, применив полученный результат, выделить перспективных кандидатов из множества скважин рассматриваемого объекта разработки. Необходимо отметить, что использование алгоритма на основе ТНМ возможно, в том числе, и для поиска кандидатов среди множества скважин, находящихся в бездействии