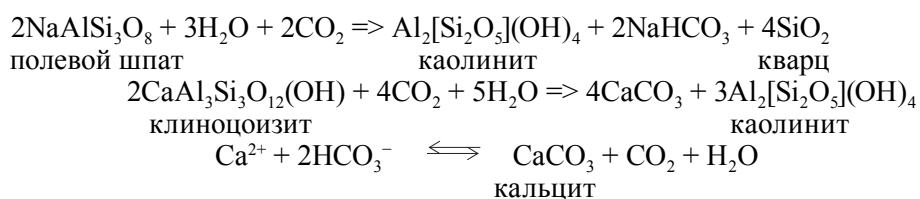


## О ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫХ ИЗМЕНЕНИЯХ В ПОРОДАХ ЮРСКО-НЕОКОМСКИХ ПЛАСТОВ, ИХ ВЛИЯНИИ НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА И НЕФТЕОТДАЧУ

И.Ю. Вильковская, З.Я. Сердюк, Л.И. Зубарева, Н.В. Кирилова,  
О.Н. Стефаненко, Е.С. Бубнова

Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья,  
Новосибирск, serdiukzy@sniiggims.ru

Комплексное геолого-геофизическое изучение нефтегазоносных отложений фанерозоя Западной Сибири позволяет проследить и выделять сейсмические аномалии волнового поля, нередко приуроченные к тектоническим нарушениям. При изучении петрографического состава пород и солевого состава подземных вод из пробуренных в зонах сейсмических аномалий глубоких скважин было выявлено их совпадение с минералого-петрографическими, петрофизическими и гидрохимическими аномалиями, прослеживаемыми на одних и тех же стратиграфических уровнях. Породы в зоне сейсмических аномалий тектонически брекчированные, разуплотненные, постседиментационно измененные и с улучшенными ФЕС. В процессе миграции по трещинам и разломам углекислых газово-жидких флюидов, содержащих глубинный  $\text{CO}_2$ , происходит преобразование минералого-петрографического состава пород и солевого состава подземных вод по известным в природе реакциям:



Алюмосиликатная часть пород при этом каолинизируется. Полевые шпаты, слюды, эпидот, цоизит, обломки осадочных и основных магматических пород, хлориты, монтмориллониты, гидрослюды цементов песчаников, гравелитов частично или полностью превращаются в рыхлый, гидрофобный каолинистый и диккит-каолинистый агрегат (Розин и др., 1971, 1972; Сердюк и др., 1971, 1972, 2008, 2010; Бружес и др., 2010). Новообразованные каолинит и диккит имеют совершенную кристаллическую структуру, образуют пакеты кристаллов гексагональной формы и размером до 0,1–0,001 мм (рис. 1–3).

Являясь гидрофобными, эти минералы резко улучшают коллекторские свойства пород и благоприятствуют нефтеотдаче продуктивных пластов. Неизменными в породе остаются кварц, микроклин, обломки кремнистых пород и кремнистой фауны, т.е. не поддающиеся воздействию  $\text{CO}_2$  минералы. Постседиментационные минеральные преобразования хорошо видны в кусочках породы при больших увеличениях под растровым микроскопом (3000–10000 $\times$ ), при микроскопическом изучении петрографических шлифов из разных типов

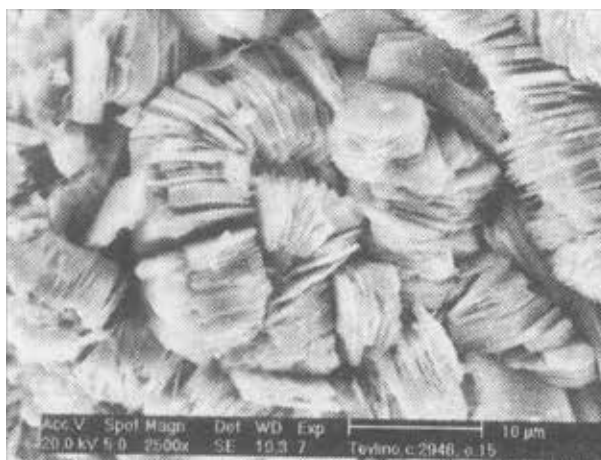


Рис. 1. Структура глинистого агрегата: каолинит, деформированный «книжный домик» (Тевлинско-Русскинское месторождение, скв. 294, обр. 15)

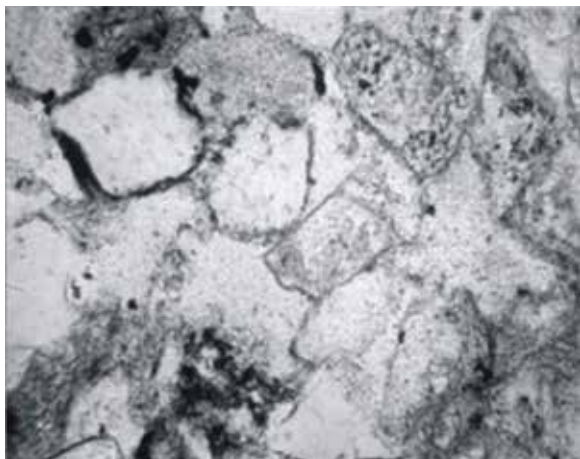


Рис. 2. Песчаник мелкозернистый кварц-полевошпатовый с постседиментационно преобразованным кристаллическим каолиновым цементом порово-базального типа (K<sub>1</sub>, Томская обл., Чебачья площадь, скв. 217, шлиф, николи II)

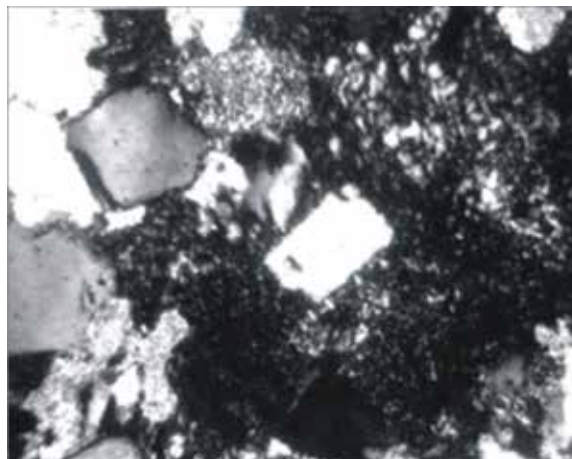


Рис. 3. Песчаник тот же. Обломки полевых шпатов, основных эффузивов, аргиллитов и гидрослюдистый цемент постседиментационно каолинизованы; сохранились лишь редкие зерна кварца (K<sub>1</sub>, Томская обл., Чебачья площадь, скв. 217, шлиф, николи X)

пород и подтверждены рентгеноструктурными анализами.

В результате вышеописанных процессов породы на больших глубинах (2000–5000 м и более) разуплотняются до песков, щебенки, дресвы. Объемная плотность таких пород составляет 1,9–2,15 г/см<sup>3</sup>, что резко повышает их фильтрационно-емкостные свойства и нефтеотдачу. Значения открытой пористости у слабосцементированных, рыхлых песчаников иногда достигают 28–30%, а остаточная водонасыщенность не превышает 20%. Проницаемость таких пород в основном составляет единицы и десятки мД, что соответствует 4 и 5 классам коллекторов по А.А. Ханину. Следует отметить, что среди глинистых минералов каолинит и диккит имеют самую низкую емкость поглощения (6–17 мг-экв. на 100 г). Являясь гидрофобными минералами, они не сорбируют нефть в продуктивных пластах, а наоборот, резко повышают её извлечение при эксплуатации. К сожалению, свойства этих минералов резко снижает щелочная составляющая глинистого бурового раствора. Она облекает гидрофильной пленкой кристаллы каолинита, диккита, закупоривая поры и трещинки пород пласта, и сдерживает извлечение из них нефти. При испытании продуктивных пластов иногда получают фильтрат бурового раствора с пленкой нефти. В этих случаях можно считать, что приток нефти из пласта подавлен щелочной составляющей глинистого раствора. Предотвратить это явление можно рациональной технологией бурения, закачкой CO<sub>2</sub> в пласт или глинистокислотной его обработкой. Последняя широко применяется при разработке продуктивного пласта Б<sub>10</sub><sup>2-3</sup> на Тевлинско-Рускинском месторождении (Сургутский свод) (Коробов и др., 2002, 2013). По результатам комплексного исследования установлено увеличение постседиментационного каолинита от тонкозернистых алеврито-песчаных пород к более грубозернистым (среднезернистым, мелко-среднезернистым песчаникам) породам, что отражается на повышенных значениях открытой пористости и уменьшении объемной плотности, остаточной водонасыщенности (таблица). Из таблицы зависимости петрофизических свойств алеврито-песчаных пород от количества постседиментационного каолинита во фракции <0,001 мм видно, что гидротермальные процессы преобразования алюмосиликатных пород интенсивно проявились в пласте Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в Верх-Тарской скважине 194.

Минералого-петрографические и петрофизические аномалии удивительным образом совпадают с гидрохимическими (Розин и др., 1971). Суть последних сводится к тому, что в солевом составе подземных вод резко увеличивается содержание гидрокарбонат-иона HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> и уменьшается количество Са-иона. Все компоненты солевого состава подземных вод, подверженные инверсионным изменениям, относятся к карбонатной системе (Ca<sup>2+</sup>; HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>; CO<sub>2</sub>).

## Зависимость петрофизических свойств алевроито-песчаных пород от количества постседиментационного каолинита во фракции &lt;0,001 мм по РФА

№ п/п	Скважина	Свита/пласт	Интервал отбора керна, м		Место отбора образца	Краткое описание породы	Каолинит, %	K <sub>пр</sub> , мД	Объём. плотн., г/см <sup>3</sup>	K <sub>ов</sub> , %	Класс коллектора
			кровля	подошва							
1	Верх — Тарская 194	Васюганская	2485,90	2486,70	0,68нк	Аргиллит	4	-	-	-	-
2		Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2486,70	2495,70	3,95нк	Песчаник м/з	46	4,68	2,28	43,6	5
3		Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2486,70	2495,70	4,79нк	Песчаник ср/з, нефтенасыщенный	89	103	2,12	26,6	3
4		Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2486,70	2495,70	5,97нк	Песчаник ср-м/з, слабо карбонатный	79	34,5	2,19	32,5	4
5		Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2486,70	2495,70	6,85нк	Песчаник м/з	78	23,8	2,21	32,9	4
6		Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2486,70	2495,70	7,58нк	Песчаник ср/з, слабо карбонатный	96	59,7	2,20	29,2	4
7		Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2486,70	2495,70	8,70нк	Песчаник м/з	79	3,93	2,25	14,6	5
8		Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2495,70	2513,00	1,41нк	Песчаник м/з	69	7,25	2,19	41,7	5
9		Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2495,70	2513,00	3,79нк	Песчаник р/з, слабо карбонатный	86	4,25	2,30	35,4	5
10		Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2495,70	2513,00	5,90нк	Алевролит песчаный с УГСМ	38	0,33	2,31	78,2	6
11		Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2495,70	2513,00	6,56нк	Алевролит кр/з, песчаный	35	0,29	2,26	78,6	6
12		Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	2495,70	2513,00	9,75нк	Аргиллит	12	-	2,49	-	-
13		Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	2495,70	2513,00	12,67нк	Аргиллит	14	0,00	2,54	-	нк
14		Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	2495,70	2513,00	13,50нк	Алевролит глинистый	17	0,11	2,45	-	6
15		Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	2495,70	2513,00	15,07нк	Песчаник м/з	73	0,67	2,36	-	6
16	Листовая 15	Сорты мская	2374,00	2392,00		Алевролит кр/з	17	0,01	2,36	89,3	6
17			2374,00	2392,00	0,20кк	Песчаник ср-м/з	25	4,43	2,17	57,8	5
18		ЮС <sub>1</sub>	2850,00	2857,00	1,16нк	Песчаник ср-м/з	88	84,59	2,12	25,8	4
19		ЮС <sub>1</sub>	2850,00	2857,00	5,54нк	Песчаник ср-м/з	91	0,71	2,32	54,3	6
20		ЮС <sub>1</sub>	2850,00	2857,00	6,62нк	Песчаник ср-м/з	73	2,02	2,29	48,6	5
21		ЮС <sub>1</sub>	2857,00	2867,00	2,67нк	Песчаник ср-м/з	58	0,1	2,38	85,4	6

Примечание:

	- породы с содержанием каолинита ≥60%;
	- породы с содержанием каолинита от 59 до 41%;
	- породы с содержанием каолинита ≤40 %;
	- покрывка Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> .

Сдвиг этой системы происходит в результате дополнительного поступления в нее глубинной углекислоты. Особенно преобразуются Са-плагиоклазы и все Са-содержащие минералы. Освободившийся при этом Са-ион вступает в реакцию с СО<sub>2</sub>, образуя СаСО<sub>3</sub>, который заполняет поры и трещины в породах, ухудшая их емкостные свойства. В таких условиях образуются вторичные карбонатные (кальцит, доломит, анкерит, сидерит) цементы в алевроито-песчаных породах пласта; минеральная плотность их возрастает до 2,75–2,85 г/см<sup>3</sup>. Наряду с поступлением глубинной углекислоты, ее генератором могут быть и мощные карбонатные толщи палеозоя, широко развитые на территории Западной Сибири (Розин и др., 1971; Предтеченская, 2002; Сердюк и др., 2008, 2010).

В тектонически нарушенных карбонатных породах при их дроблении, брекчировании и подвижках происходит сильный разогрев. Теоретически установлено, что из 100 кг СаСО<sub>3</sub> образуется 56 кг окиси кальция и 44 кг углекислого газа. На разложение 1 кг СаСО<sub>3</sub> требуется около 425 ккал энергии. Генератором тепла может быть либо магматический очаг (глубинный или контактовый), осложняющий карбонатную толщу, либо тепло тектонических подвижек и

напряжений. Кроме того, тепловой эффект возникает и в ходе реакции окиси кальция с водой с образованием гидроокиси кальция (до 277 ккал). Этот природный процесс напоминает гашение извести в быту и довольно часто происходит в карбонатных породах. Встречающиеся в скважинах и обнажениях отбеленные известняки, доломиты нередко ошибочно связывают с предполагаемыми «корами выветривания» или стратиграфическими перерывами в осадконакоплении. На самом же деле это результат углекислой гидротермальной проработки карбонатных пород в тектонически нарушенных зонах (Сердюк и др., 2010).

Исследованиями установлено, что вышеописанные процессы имеют дифференцированный импульсивный и многофазовый характер миграции глубинных растворов и газов. Они теснейшим образом связаны с одновременными фазами тектогенеза разного ранга. Элементы унаследованности в этих процессах прослеживаются довольно часто. Это проявляется на сейсмопрофилях и картируется на структурных картах по опорным отражающим горизонтам, тектонически разломным блокам (Микуленко и др., 1971; Мирзоев и др., 1999; Слепокурова и др., 2006; Коробов и др., 2011, 2013).

Обработка и переобработка многочисленных сейсмопрофилей МОГТ, особенно полученных в последнее десятилетие, показало, что на них с разной выраженностью выделяются аномалии волнового поля вертикальной сейсмической мутности (Слепокурова и др., 2006; Рослов и др., 2009). Они в основном приурочены к тектоническим нарушениям и следятся на разных стратиграфических уровнях. Изучение аномалий волнового поля на сейсмопрофилях ряда нефтегазовых месторождений Западной Сибири (Урненского, Усановского, Ново-Ютымского, Усть-Тегусского, Кальчинского, Северо-Кальчинского, Северо-Демьянского, Салымского, Верх-Тарского, Мыльджинского, Восточного, Малоичского, Малореченского и др.) показало хорошие совпадения большинства из них с минералого-петрографическими, петрофизическими и гидрохимическими аномалиями.

Для выделения зон трещиноватости и постседиментационного разуплотнения, а также аномалий состава и свойств пород в последнее время используется метод прони-фльтрации, разработанный в лаборатории «Прямых и обратных задач сейсмологии» института Геофизики СО РАН, возглавляемой Г.М. Митрофановым. Прони-фльтрация направлена на выделение зон поглощения и рассеивания сейсмических волн с возможностями высокого разрешения в частотной и пространственной областях. Суть ее — разложение сейсмического сигнала на синусоиды, затухающие по экспоненциальному закону.

#### Литература

*Бружес Л.Н., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М.* Нано и мезопористые коллекторы юрского нефтегазосного комплекса Средне-Обской группы месторождений // Материалы II Международной конференции «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям». М., 2010. С. 228–234.

*Коробов А.Д., Калинин В.Ф., Басков Б.Н., Букина Т.Ф.* Вторичные изменения терригенных коллекторов в процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (на примере Западной Сибири). Саратов: изд. Агентство «Стиль-МГ», 2002. 100 с.

*Коробов А.Д., Коробова Л.А.* Пульсирующий стресс как отражение тектоно-гидротермальной активизации и его роль в формировании продуктивных коллекторов чехла (на примере Западной Сибири) // Геология, геофизика, разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 6. С. 4–12.

*Коробов А.Д., Коробова Л.А., Колотухин А.Т., Мухин В.М., Елисеева Л.В.* Гидротермальный минералогический режим как отражение геодинамического режима рифтогенных бассейнов и обоснование прогноза продуктивных коллекторов // Недра Поволжья и Прикаспия. Региональный научно-технический журнал. Вып. 74. 2013. С. 31–45.

*Микуленко К.И., Шемин Г.Г.* Трещиноватость юрских и нижнемеловых пород Обь-Иртышского междуречья // Тектоника нефтегазосных районов Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1971. Вып. 132. С. 102–113.

*Мирзоев Д.А., Истратов И.В.* Роль глубинных разломов во флюидодинамических процессах формирования ловушек (залежей) нефти и газа // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Материалы Третьей Международной конференции. М.: изд. МГУ, 1999. С. 171–172.

*Предтеченская Е.А.* Влияние CO<sub>2</sub>-содержащих гидротермальных растворов на коллекторские свойства песчаников в зоне катагенеза // Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. Томск: Изд-во ТПУ. 2002. Вып. 8. Том 305. С. 62–70.

*Рослов Ю.В., Ефимова Н.Н., Кремлев А.Н., Павленкин А.Д.* Сейсмические признаки флюидопотока и связанных с ними залежей // *Геофизика*. 2009. № 2. С. 26–30.

*Розин А.А., Сердюк З.Я.* К вопросу изучения разрывных нарушений в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты по минералого-петрографическим аномалиям // *Труды СНИИГГиМСа*. 1972. Вып. 132. С. 84–89.

*Розин А.А., Сердюк З.Я.* Преобразование солевого состава подземных вод и минералогического состава пород Западно-Сибирской плиты под воздействием глубинного углекислого газа // *Материалы Международного геохимического конгресса*. М., 1971. С. 774–775.

*Сердюк З.Я.* Главные факторы постседиментационного преобразования пород фанерозоя и влияние их на ФЭС // *Труды III Международной научно-практической конференции и выставки «Санкт-Петербург 2008. Науки о Земле: от новых идей к новым открытиям»*. Санкт-Петербург. 2008. С. 10–13.

*Сердюк З.Я., Вильковская И.Ю., Зубарева Л.И., Исакова Л.И., Предтеченская Е.А., Смолин С.Н.* Роль глинистых наноминералов при поисках и разведке месторождений углеводородов // *Материалы II Международной конференции «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям»*. М., 2010. С. 235–240.

*Слепокурова Л.Д., Митрофанов Г.М., Смолин С.Н., Сердюк З.Я.* Выделение зон порово-трещинных коллекторов для интервалов пластов Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>4</sub> // *Геофизика*. 2006. Спецвыпуск. С. 71–73.