

УДК 550.8.02:553.98:551.72(571.51)

Горлов И.В., Качинская И.В., Санькова Н.В.ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Тюмень, Россия, Gorlov@tngg.info, KachinskasIV@gmail.com, SankovaNV@tngg.info

ПЛАНИРОВАНИЕ РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ В ТЕРРИГЕННЫХ ПЛАСТАХ ВЕНДА НА ОМОРИНСКОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ

Показано, что промышленные притоки нефти и газа из отложений венда на Оморинском лицензионном участке получены в зонах развития русловых фаций, первоочередность поиска которых и составляет один из важных элементов проведения здесь геологоразведочных работ. В изучаемых породах широко развита трещиноватость, поэтому необходимо внедрение технологий гидроразрыва пластов при испытании объектов в скважинах, вскрывающих продуктивные отложения вне русловых фаций.

Ключевые слова: *терригенный пласт, фации, венд, трещиноватость, испытание объектов в скважинах, Оморинский лицензионный участок.*

Оморинский лицензионный участок расположен в пределах Байкитской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (рис. 1). В пределах его выявлено два месторождения (Оморинское и Камовское), продуктивные коллекторы на которых связаны с терригенными отложениями вендского возраста, в частности, с пластом Б-VII катангской свиты и с пластами Б-VIII, Б-VIII-1 и Б-IX оскобинской свиты, сформировавшимся в тирское и раннеданиловское время.

Отложения терригенного венда здесь вскрыты 28 скважинами. При этом испытания пластов в колонне проведены только в 18 скважинах, а в остальных отсутствие продуктивных коллекторов доказано данными геофизических исследований скважин и результатами испытаний в открытом стволе. Одной из особенностей разведочных работ является то, что из 56 испытанных в колонне объектов здесь только в пяти (9 %) были получены промышленные притоки углеводородов. А именно, на Оморинском месторождении в скв. Ом-2 из пласта Б-VII получен приток газа, абсолютно свободный дебит которого составил 624 тыс. м³/сут., а также из пласта Б-VIII – 545 тыс. м³/сут., в скв. Ом-12 из пласта Б-VIII-1 – 109,6 тыс. м³/сут. на диафрагме 11 мм и из пласта Б-IX – 36,9 тыс. м³/сут. на диафрагме 5 мм. На Камовском месторождении только в одной скважине (Км-1) из пласта Б-VIII-1 был получен приток нефти дебитом 153,6 м³/сут. на штуцере 14 мм. Остальные 51 объект либо не дали притока (48 %), либо дали непромышленные притоки (25 %), либо притоки воды и воды с плёнкой нефти (18 %).

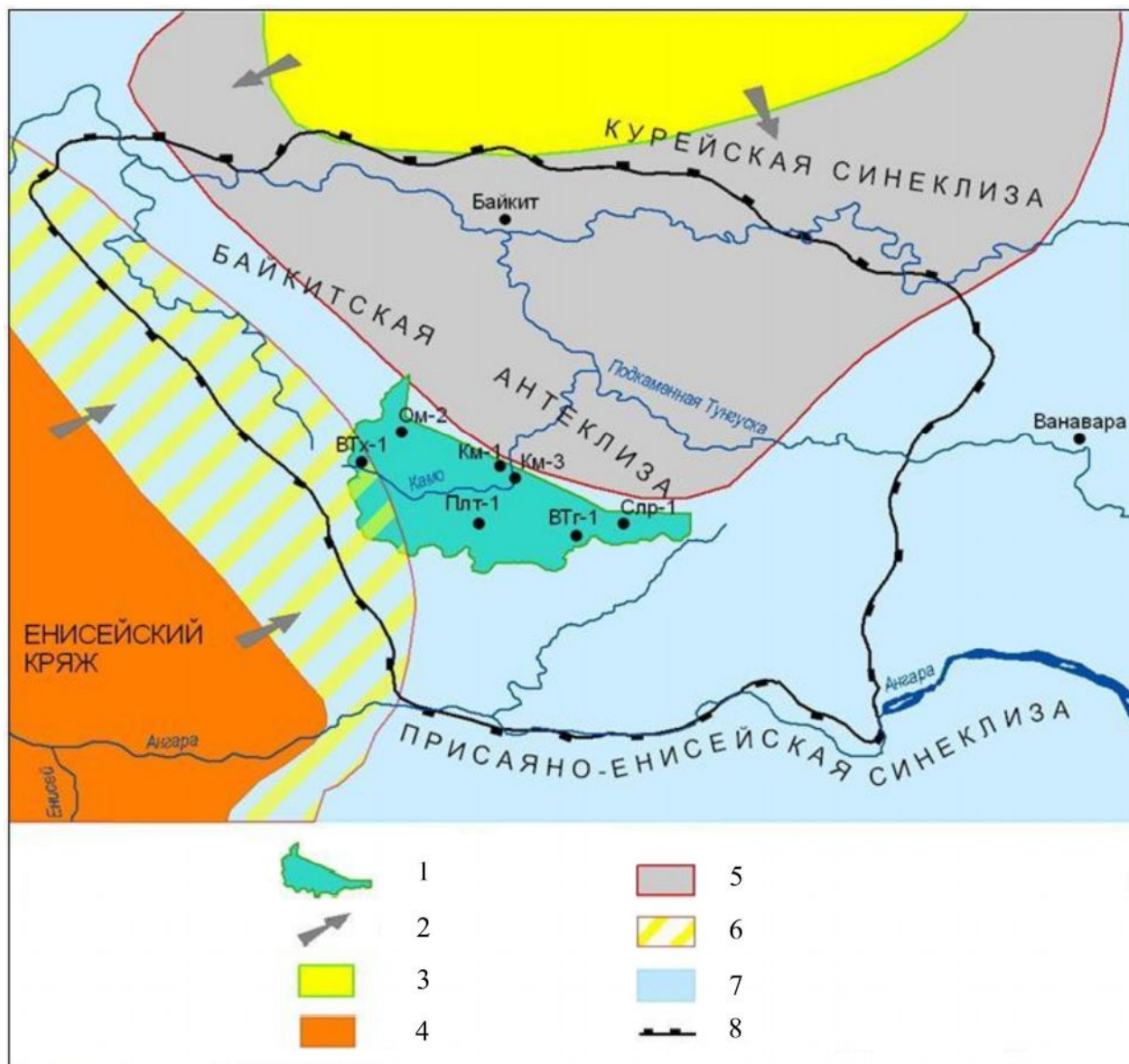


Рис. 1. Палеогеографическая карта центральных районов Сибирской платформы (тирское время) [Шемин, 2007]

1 - Оморинский лицензионный участок; 2 - направление сноса терригенного материала; 3 - суша аккумулятивная; 4 - суша с расчлененным рельефом; 5 - области, в которых отложения размыты во время последующего перерыва; 6 - прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем; 7 - море, мелкая часть шельфа; 8 - контур Байкитской антеклизы.

Такая низкая доля высокопродуктивных объектов в перечисленных выше пластах объясняется высокой сложностью строения залежей и отсутствием надёжных методик прогнозирования зон развития коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Ниже рассматриваются особенности седиментации и вторичного преобразования терригенных пород-коллекторов, которые необходимо учитывать при проведении геологоразведочных работ на Оморинском лицензионном участке.

В соответствии с существующими в настоящее время представлениями о палеогеографии [Шемин, 2007] и о фациальных обстановках в тирское время [Стариков, 1989; Мельников, Исаев, 2004; Мельников, Константинова, 2006; Боровикова, 2010; Моисеев, Константинова, Романов, 2011], формирование песчаных резервуаров венда происходило в условиях прибрежно-морского мелководья. Так, в работе Л.В. Боровиковой отмечается, что существование в тирское время протяженной через всю Байкитскую нефтегазоносную область береговой линии (см. рис. 1) определяет распространение на Оморинском лицензионном участке в оскобинской и катангской свитах песчаных тел дельтового, пляжевого, барового типов, а также русловые тела, конусы выноса, песчаники промоин и другие типы тел песчаников, встречающихся на рубеже море-суша [Боровикова, 2010]. Более того, Л.Н. Константинова, С.А. Моисеев и М.И. Романов считают, что «... в западной части Байкитской антеклизы преобладали русловые и дельтовые обстановки» [Моисеев, Константинова, Романов, 2011, с. 15].

Так, по результатам интерпретации сейсмических разрезов эффективных коэффициентов отражений, полученных в системе РЕАПАК, на юго-западе Камовского свода выделены русловые песчаные тела, наиболее глубоко врезанный участок - к западу от скв. Вдр-6 [Мельников, Исаев, 2004].

Русловые отложения, по нашему мнению, фиксируются в геологической летописи не только во врезках вендских отложений в рифейские образования, но и в толще самих вендских терригенных пород. Действительно, по распределению точек на диаграмме Р. Пассега (рис. 2) можно сделать вывод, что большинство образцов из терригенных коллекторов венда отвечают областям мутьевых потоков и градационной суспензии. Согласно диаграмме, поле RQP отвечает осадкам, выпавшим из градационной суспензии, образующейся в нижних частях быстрых потоков, непосредственно у дна. Заметно, что большое количество образцов из скв. Км-1 попадают в эту область. Поле РО, в которое попадает часть образцов из скв. Ом-17, образовано осадками смешанного происхождения – отчасти перенесенными путем качения, отчасти выпавшими из суспензии. Это могут также быть осадки течений, но с более низкой динамикой среды по сравнению с полем RQP.

Различия в динамике среды осадконакопления терригенных пластов венда наблюдаются не только по скважинам, но и в пределах пластов. На данный факт, помимо генетических диаграмм, указывает и то обстоятельство, что степень сортировки осадков сильно изменяется (как по площади, так и по вертикали) в пределах одного пласта от хорошо сортированных до плохо сортированных (табл. 1). Так, в скв. Плт-1 максимальное значение

его для пласта Б-VIII-1 равно 1,78, что в два раза ниже, чем в скв. Км-1, где он равен 3,57. Такие же высокие значения коэффициента сортировки встречаются и в пластах Б-VIII и Б-IX (скв. Км-2).

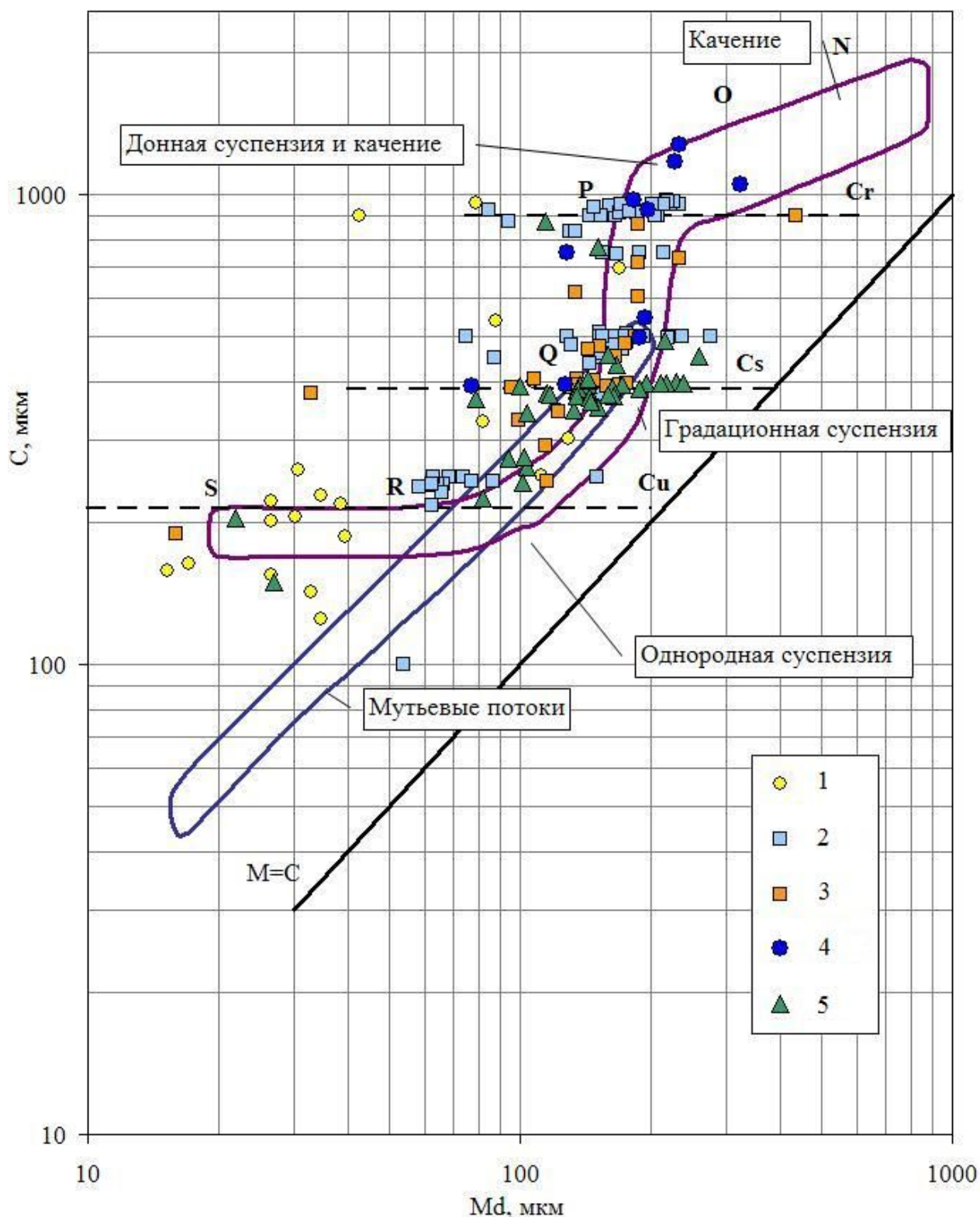


Рис. 2. Диаграмма СМ Р. Пассеги для определения способа переноса осадков в водной среде при формировании пластов оскобинской свиты
 1 – Камовская-2; 2 – Верхнетохомская-1; 3 – Платоновская-1; 4 – Оморинская-17; 5 – Камовская-1.

Таблица 1

Коэффициенты сортировки Траска для песчаников оскобинской свиты

Пласт	Показатель	Скважины				
		Км-1	Км-2	Ом-11	Плт-1	Плт-2
Б-VIII	Количество	6	12	2	-	-
	Среднее	1,93	2,57	2,09	-	-
	Минимум	1,46	1,66	1,71	-	-
	Максимум	2,89	3,40	2,46	-	-
Б-VIII-1	Количество	34	3	11	18	26
	Среднее	1,74	2,02	2,30	1,56	1,88
	Минимум	1,25	1,61	1,68	1,38	1,36
	Максимум	3,57	2,73	3,28	1,78	2,85
Б-IX	Количество	-	8	-	-	1
	Среднее	-	2,33	-	-	2,51
	Минимум	-	1,65	-	-	-
	Максимум	-	3,08	-	-	-

Потоки формировали осадочные тела с канальной формой залегания – русла обломочных потоков. Эти отложения диагностируются и по данным геофизических исследований скважин, по форме кривых микробокового (МБК), бокового (БК) каротажа, по кривым естественной и наведённой радиоактивности пород гамма-каротажа (ГК), нейтронного гамма-каротажа (НГК) и акустического каротажа (ДТ).

Рассмотрим это на примере пласта Б-VII в скв. Ом-2 (рис. 3). В целом разрез пласта Б-VII представлен преимущественно терригенными породами, грубость которых вверх по разрезу убывает от гравелитов и грубозернистых песчаников до мелкозернистых песчаников и алевролитов. Он залегает в интервале глубин от 2428,3 до 2434,8 м и может быть разделён на два интервала: нижний, залегающий от 2432,5 до 2434,8 м, и верхний – от 2428,3 до 2432,5 м.

Нижний интервал представлен мелкозернистыми песчаниками, кавернозными с прослоями алевролитов, и песчаниками от мелко- до грубозернистых и гравелитов. Толщина последних достигает 2,5 м. В середине интервала виден прослой аргиллитов темно-коричневых. К кровле интервала размер зерен увеличивается (показания на кривых ГК и МБК к кровле уменьшаются, а на кривой ДТ увеличиваются). Отличительной особенностью нижнего интервала по каротажу являются минимальные, относительно ниже- и вышележащих отложений, показания на кривой МБК и максимальные – на ДТ.

Верхний интервал представлен равномерным переслаиванием доломитизированных песчаников мелкозернистых и алевролитов. По каротажной характеристике он отличается от нижнего интервала более высокими значениями МБК и НГК. Качественным каротажным признаком доломитизации пород является разнонаправленное поведение кривых ГК и НГК.

А именно, в интервалах развития доломитизированных песчаников кривая ГК имеет тенденцию к снижению своих значений по отношению к выше и ниже лежащим интервалам, а НГК – наоборот, к повышению.

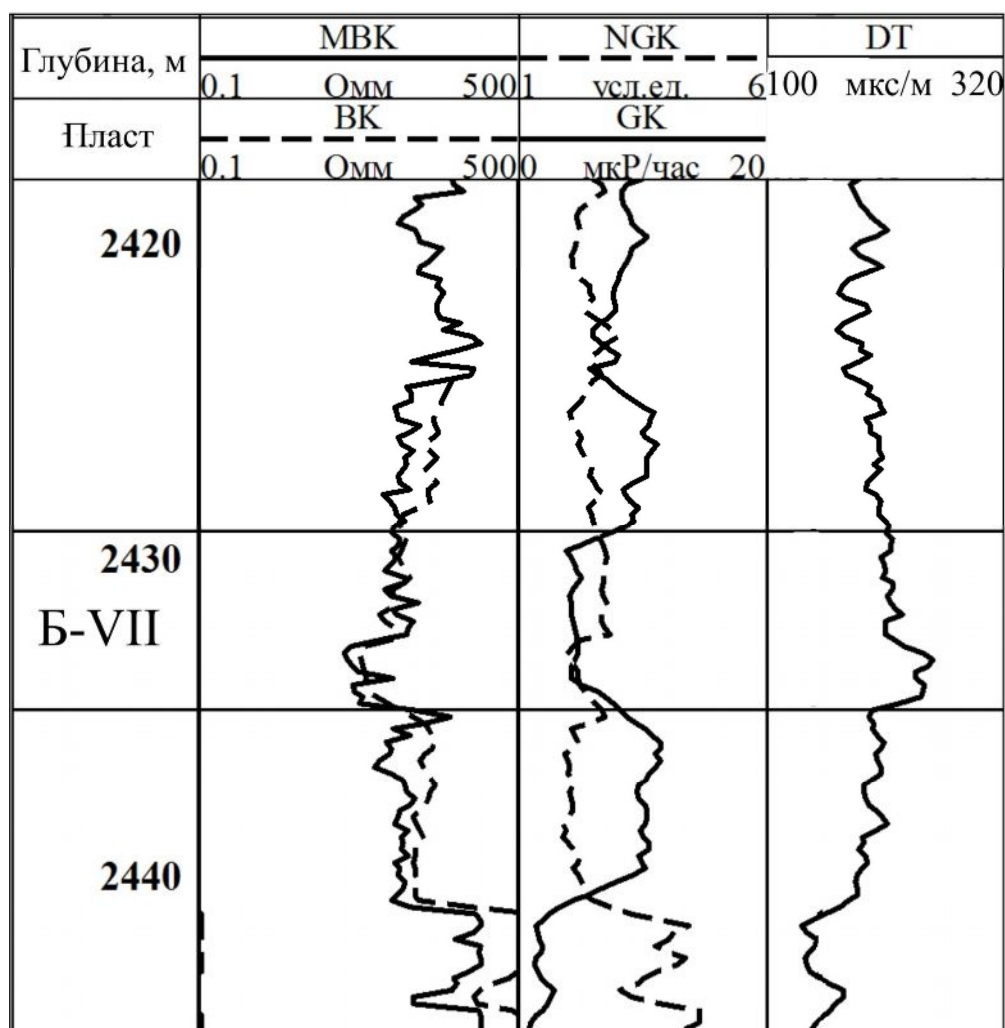


Рис. 3. Каротажная характеристика скв. Ом-2

В разрезе рассматриваемого пласта породы имеют в основном красновато-коричневый цвет, что свидетельствует о преобладании в момент формирования пласта окислительного режима осадконакопления, предопределяемого небольшими глубинами бассейна и высокой динамикой водной среды.

Исходя из того, что русловые отложения в разрезе пласта Б-VII скв. Ом-2 по керну фиксируются только в нижней его части, можно сделать вывод имевшей место миграции русел обломочных потоков. Доказательством наличия такой миграции по площади пласта служит то обстоятельство, что на Оморинском месторождении прослой грубозернистых песчаников встречаются только в двух скважинах: Ом-2 и Ом-9. В остальных скважинах рассматриваемый пласт представлен либо доломитизированными разнозернистыми

песчаниками (Чгб-1, Ом-17, Ом-11 и Ом-12), либо равномерным переслаиванием мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов (Ом-10, Ом-7) или доломитизированных мелкозернистых песчаников и доломитов (Ом-5, Ом-8, Ом-1).

Аналогичным образом можно показать, что отложения русел обломочных потоков имеют место и в других пластах, в частности, в интервале пласта Б-VIII-1 они вскрыты в скв. Ом-17, Км-1 и отсутствуют во всех остальных скважинах.

Опыт прогноза продуктивных отложений на Оморинском месторождении с использованием интерпретационной системы «Пангея» (по аналогии с другими исследователями [Яицкий, Крекнин, 2006]), показал, что о развитии русловых фаций в отложениях венда можно судить по данным 2D сейсморазведки и на основе конверсии атрибутов сейсмического поля на такие каротажные кривые, как DT и ГК. В настоящее время такой подход проходит апробацию в отделе геолого-геофизического мониторинга ООО «ТюменНИИГипрогаз».

Учитывая малые толщины терригенных пластов венда, задача прогноза русловых фаций будет вызывать затруднения, но это очень важная задача, т. к. именно с русловыми фациями связаны три из вышеуказанных четырех объектов испытания с промышленными притоками углеводородов – это объекты скважин Ом-2 и Км-1.

Другой принцип связан с тем обстоятельством, что коллекторы терригенных пластов характеризуются вторичной пористостью как межзерновой, так и трещинной.

Как показали петрографические исследования, отложения венда (катангская, оскобинская, ванаварская свиты) и рифея несут черты сложных разновозрастных эпигенетических преобразований [Сурков, Коробейников, Крылов, 1996]. В зонах повышенной проницаемости карбонатные и терригенные образования в различной степени гидротермально изменены. Доломиты окварцованы (окремнены), иногда в значительной степени; нередко они ангидритизированы. Алевролиты также заметно окварцованы. В ряде случаев в них отмечаются прожилки гидротермального доломита. Песчаники большей частью окварцованы, реже встречаются участки окварцевания и адуляризации. Развитие адуляра сопряжено с возникновением каверн.

Проведенный нами анализ показал, что пористость песчано-алевритовых разностей пород венда на Оморинском лицензионном участке слабо связана с гранулометрической характеристикой коллекторов. Действительно, как видно из табл. 2, пористость алевролитов (Кп от 8 до 10 %) резко отличается от пористости песчаников средне-мелкозернистых (Кп от 12 до 20 %) и мелко-среднезернистых (Кп от 14 до 18 %). А вот пористость песчаников

мелкозернистых алевритистых и песчаников мелкозернистых алевритовых изменяется во всём диапазоне значений от 8 до 20 %. Другими словами, повышенная вторичная пористость не может сформироваться в изначально низкопористых алевролитах и с большой вероятностью развивается песчаниках с повышенными размерами зёрен.

Таблица 2

**Диапазоны изменения пористости гранулярных коллекторов
Оморинского лицензионного участка**

Разности пород	Коэффициент пористости (Кп), %					
	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20
Алевролит	+	-	-	-	-	-
Песчаник мелкозернистый алевритовый	+	+	+	+	+	+
Песчаник мелкозернистый алевритистый	+	+	+	+	+	+
Песчаник средне-мелкозернистый	-	-	+	+	+	+
Песчаник мелко-среднезернистый	-	-	-	+	+	-

Поскольку в русловых образованиях формируются наиболее крупнозернистые породы, то с ними и связаны коллекторы с наиболее высокой пористостью. Именно этим можно объяснить высокие дебиты, полученные, как это было отмечено выше, при испытании объектов в скв. Ом-2, вскрывшей пласты Б-VII и Б-VIII в русловых фациях.

Трещинное пустотное пространство в рассматриваемых здесь породах фиксируется как по полевому описанию керна, так и по результатам лабораторных исследований. Например, по описанию керна скв. Ом-12 в интервале от 2642,9 до 2648,0 м пласт Б-VIII-1 представлен кварц-полевошпатовым песчаником, плотным, средней крепости, с чередующейся массивной и слоистой структурой, при этом в основании интервала присутствует короткая субвертикальная трещина открытого типа. Далее, в следующем слое, представленном серым и темно-серым алевролитом доломитовым песчанистым, керн в нижней части оказался расколот пополам вдоль плоскости субвертикальной открытой трещины, частично полуразрушен.

Ещё ниже по разрезу в пласте Б-IX, в полевых описаниях керна, отмечаются трещины смыкания. Так в средней части интервала от 2652,1 до 2653,8 м, представленного тонким переслаиванием аргиллита и песчаника серого мелкозернистого, с тонкослоистыми горизонтально-, косослоистыми и плейчатными текстурами отмечена субвертикальная сомкнутая трещина длиной 0,5 м, по которой керн фрагментирован. Такие трещины смыкания встречаются и в более тонкозернистых разностях. Например, в интервале 2664,0 – 2665,5 м, где пласт Б-IX представлен алевролитами глинистыми светло-серыми с

зеленоватым оттенком, тонкозернистыми, тонко слоистыми, слабо ангидритизированными, в нижней части слоя отмечена вертикальная сомкнутая трещина, по которой керн фрагментирован. Отметим, что пористость отобранных для лабораторных исследований образцов не превышала 7 %, с преобладающими значениями от 2 до 4 %. По оценкам, полученным по ГИС, она колеблется в слоях коллекторов от 5 до 8 %. Несмотря на такую низкую пористость, из интервала от 2656 до 2662 м был получен приток газа дебитом 36,9 тыс. м³ на диафрагме 5 мм. Таким образом, можно с уверенностью сказать, что приток газа здесь связан с трещиноватостью пород-коллекторов.

О большом влиянии трещиноватости на фильтрационные свойства терригенных коллекторов венда говорят и результаты лабораторных исследований по определению коэффициента динамической проницаемости (Кпр. дин.) по газу, представляющей собой проницаемость по газу в присутствии остаточной воды.

На рис. 4 приведена точечная диаграмма взаимосвязи коэффициентов динамической проницаемости и открытой пористости для терригенных пород вендского возраста, построенная по результатам анализов, выполненных в лаборатории ЛТД «Экогеос», Москва. Видно, что при пористости образцов более 11 % отмечается классическая линейная связь между коэффициентами пористости и логарифмом проницаемости с преобладающим разбросом точек не более чем на полпорядка. И совсем по-другому обстоит дело в интервале пониженных значений пористости, особенно в интервале от 1 до 4 %. Здесь разброс относительно линейной зависимости превышает два порядка. Обращает внимание то обстоятельство, что полноразмерные образцы, на которых визуальнo отмечались трещины, имея очень низкую пористость (от 1 до 4 %), обладают повышенной динамической проницаемостью. Совершенно очевидно, что такая высокая проницаемость в них предопределена их трещиноватостью. Это подтверждается и тем, что, несмотря на очень низкую пористость, динамическая проницаемость лишь немного ниже абсолютной проницаемости, определённой по сухим образцам, в то время как для большинства образцов с пористостью от 2 до 4 % она катастрофически снижается более чем на порядок.

Широкое распространение трещиноватости в изучаемых пластах является, на наш взгляд, причиной такого большого (почти 50 %, как было указано выше) количества «сухих» объектов при испытании объектов в колонне, ибо отсутствие притоков может быть следствием высокой степени загрязнения призабойной зоны пласта буровым и цементным раствором, проникающими вглубь пласта по трещинам.

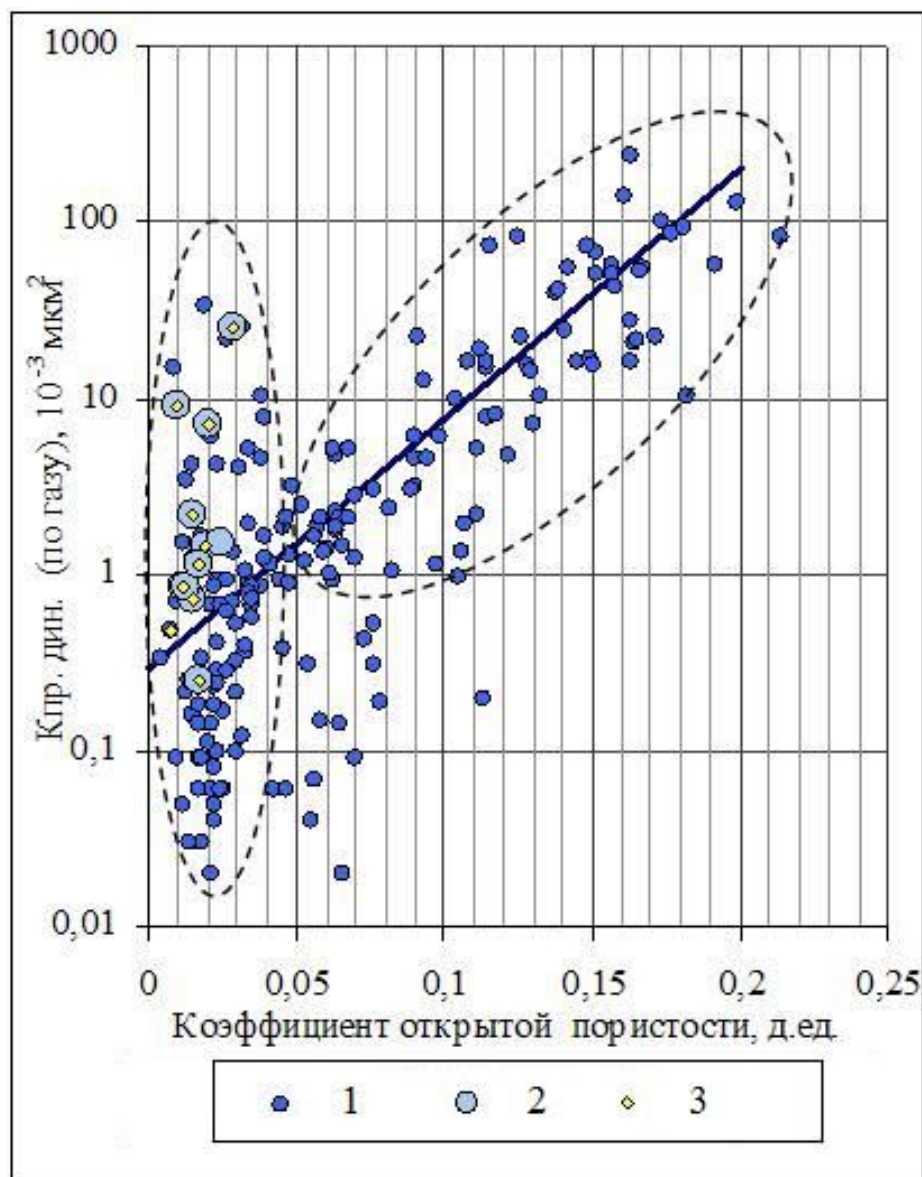


Рис. 4. Взаимосвязь коэффициентов динамической проницаемости и открытой пористости для терригенных пород вендского возраста

1 - песчаники и алевролиты; 2 - полноразмерные образцы; 3 - трещиноватые образцы.

Роль кольматации при опробовании объектов с трещиноватыми коллекторами можно видеть на примере испытания пласта Б-VIII-1 в эксплуатационной колонне скв. Км-3. В ней на основе изучения керна, результатов испытания с помощью испытателя пластов на трубах, а также интерпретации материалов комплекса ГИС, в интервале от 2390,0 до 2398,7 м выделено два прослоя коллекторов суммарной толщиной 3 м, представленных алевролитами серыми и темно-серыми с прослоями ангидритов и аргиллитов чёрных. При испытании в открытом стволе с использованием комплекта испытательного оборудования КИИ2М-146 при создании депрессии в 9,55 МПа из интервала от 2376 до 2399 м (более широкого, чем пласт Б-VIII-1) был получен приток газа дебитом 17,5 тыс. м³/сут. После завершения

скважины бурением в ней было проведено испытание в эксплуатационной колонне в интервале от 2377 до 2397 м (практически совпадающего с интервалом испытания в открытом стволе). При этом на среднем динамическом уровне 1021,5 м был получен слабый приток газа 3,3 тыс. м³/сут. с пленкой жидких углеводородов, т. е. объект недоосвоен.

На наш взгляд, здесь следовало бы провести дальнейшие работы по интенсификации притоков с применением гидроразрыва пласта. Об эффективности применения гидроразрыва пласта в трещиноватых коллекторах свидетельствуют данные, опубликованные в работе С.О. Денка (1998). А именно, в ней доказывается, что «...на разведочных площадях с широким развитием коллекторов трещинного и порово-трещинного типов: определение действительной промышленной значимости подобного рода нефтегазоносных отложений (безотносительно к их литологическому составу, фациальной принадлежности, глубине залегания и пр.) невозможно без целенаправленного раскрытия и фиксации в раскрытом виде смыкающихся флюидопроводящих трещин» [Денк, 1998, с. 232].

Таким образом, для успешной разведки месторождений на Оморинском лицензионном участке надо исходить из следующих двух принципиальных положений:

1. Местоположение разведочных скважин должно определяться на основе выделения зон развития русловых фаций.
2. При испытании объектов, представленных трещинными и трещинно-поровыми коллекторами, в поисково-оценочных и разведочных скважинах, вскрывающих продуктивные пласты вне русловых фаций, необходимо внедрять технологии гидроразрыва пластов.

Литература

Боровикова Л.В. Перспективы нефтегазоносности оскобинской свиты на юго-западе Камовского свода // Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки полезных ископаемых. - Сборник VI международного научного конгресса «ГЕО-Сибирь - 2010». - Т. II. - Часть 1. - Новосибирск: СГГА, 2010. - С. 54-59.

Денк С.О. Нефть и газ в трещинных коллекторах Пермского Прикамья. - Пермь: Перм. гос. техн. ун-т, 1998. - Т. 1. - 248 с.

Мельников Н.В., Исаев А.В. Сейсмогеологические модели и перспективные нефтегазоносные объекты вендского комплекса в Байкитской нефтегазоносной области // Геология и геофизика, 2004. - Т. 45. - С. 134-143.

Мельников Н.В., Константинова Л.Н. Литолого-фациальное районирование нижнего

венда Байкитской НГО // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2006. - № 7. - С. 25-35.

Моисеев С.А., Константинова Л.Н., Романов М.И. Прогнозная оценка качества терригенных резервуаров венда юго-западной части Байкитской нефтегазоносной области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2011. - № 8. - С. 15-23.

Стариков Л.Е. Фациальные особенности накопления вендских терригенных отложений Катангской седловины // Геология нефти и газа, 1989. - № 11. - С. 53-56.

Сурков В.С., Коробейников В.П., Крылов С.В. Геодинамические и седиментационные условия формирования рифейских нефтегазоносных комплексов на западной окраине Сибирского палеоконтинента // Геология нефти и газа, 1996. - Т. 37. - № 8. - С. 154-165.

Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). - Новосибирск: изд-во СО РАН, 2007. - 467 с.

Яицкий Н.Н., Крекнин С.Г. Прогноз продуктивности отложений васюганской свиты и пластов ПК19-20 в пределах Восточно-Тэрельского ЛУ с использованием ИС «Пангея» // Горные ведомости, 2006. - № 9. - С. 52-59.

Gorlov I.V., Kachinskas I.V., San'kova N.V.

TyumenNIIgiprogaz, Tyumen, Russia, Gorlov@tngg.info, KachinskasIV@gmail.com, SankovaNV@tngg.info

OMORIN LICENSE BLOCK - EXPLORATION PLANNING OF THE VENDIAN TERRIGENOUS RESERVOIR

Commercial oil and gas inflow from the Vendian sediments within the Omorin license block were recovered in the zones of channel facies development. Searching these zones is one of the most significant exploration targets in this region. Wide spread occurrence of reservoir-scale fractures in the studied rocks proved the necessity of implementation of hydraulic fracturing technology in testing of wells, which uncover producing sediments out of channel facies.

Key words: terrigenous reservoir, facies, Vendian, fracturing, well testing, Omorin license block.

References

Borovikova L.V. *Perspektivy neftegazonosnosti oskobinskoy svity na yugo-zapade Kamovskogo svoda* [Petroleum prospects of oskobinsk suite in southwestern Kamovsk uplift]. Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Novye napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki poleznykh iskopaemykh. Sbornik VI mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa «GEO-Sibir' - 2010» [Proceedings of the VI International Scientific Congress "GEO-Siberia - 2010"], vol. II, part 1. Novosibirsk: SGGa, 2010, pp. 54-59.

Denk S.O. *Neft' i gaz v treshchinykh kollektorakh Permskogo Prikam'ya* [Oil and gas in fractured reservoir of the Perm Pre-Kama region]. Perm: Permian state technical university, 1998, vol. 1, 248 p.

Mel'nikov N.V., Isaev A.V. *Seysmogeologicheskie modeli i perspektivnye neftegazonosnye ob'ekty vendskogo kompleksa v Baykitskoy neftegazonosnoy oblasti* [Seismic geological models and perspective oil-and-gas-bearing objects of the Vendian complex in Baykit petroleum region]. Geologiya i geofizika, 2004, vol. 45, pp. 134-143.

Mel'nikov N.V., Konstantinova L.N. *Litologo-fatsial'noe rayonirovanie nizhnego venda Baykitskoy NGO* [Litho-facial zoning of the Lower Vendian Baykit petroleum region]. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy, 2006, no. 7, pp. 25-35.

Moiseev S.A., Konstantinova L.N., Romanov M.I. *Prognoznaya otsenka kachestva terrigennykh rezervuarov venda yugo-zapadnoy chasti Baykitskoy neftegazonosnoy oblasti* [Forecast evaluation of the quality of the Vendian terrigenous reservoirs, south-western part of the Baykit petroleum region]. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy, 2011, no. 8, pp. 15-23.

Starikov L.E. *Fatsial'nye osobennosti nakopleniya vendskikh terrigennykh otlozheniy Katangskoy sedloviny* [Facial features of accumulation of the Vendian terrigenous deposits, Katanga saddle]. Geologiya nefti i gaza, 1989, no. 11, pp. 53-56.

Surkov V.S., Korobeynikov V.P., Krylov S.V. *Geodinamicheskie i sedimentatsionnye usloviya formirovaniya rifeyskikh neftegazonosnykh kompleksov na zapadnoy okraine Sibirskogo paleokontinenta* [Geodynamic and sedimentation conditions of the Riphean petroleum complexes' formation, the west of Siberian paleocontinent]. Geologiya nefti i gaza, 1996, vol. 37, no. 8, pp. 154-165.

Shemin G.G. *Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembriya tsentral'nykh rayonov Sibirskoy platformy (Nepsko-Botuobinskaya, Baykitskaya anteklizy i Katangskaya sedlovina)* [Geology and petroleum potential of the Vendian and Lower Cambrian central regions of the Siberian platform (Nepa-Botuoba, Baikit anteklises and Katanga saddle)]. Novosibirsk: SO RAN, 2007, 467 p.

Yaitskiy N.N., Kreknin S.G. *Prognoz produktivnosti otlozheniy vasyuganskoy svity i plastov PK19-20 v predelakh Vostochno-Terel'skogo LU s ispol'zovaniem IS «Pangeya»* [Potential forecast of Vasyugan suite and layers PK19-20 within the East-Terelsk license block using "Pangea" system]. Gornye vedomosti, 2006, no. 9, pp. 52-59.