

Таким образом, частые изменения относительного уровня моря (трансгрессии-регрессии) при формировании осадков горизонта Ю₁ обусловили их цикличное строение и значительную фаціальную изменчивость.

Для более детального анализа нами было проведено сравнение пластов-коллекторов горизонта Ю₁ на Красноленинском и Казанском месторождениях (табл. 1).

На Красноленинском нефтяном месторождении для пласта ЮК₁ характерны достаточно низкие значения коэффициентов пористости (<15 %) и проницаемости (0,01 – 6 мД), определенные в лабораторных условиях по керну. Стоит заметить, что наличие большого количества вторичного пустотного пространства в карбонатных прослоях не стало достаточным условием высоких ФЕС пласта-коллектора в целом. Притом, что пласт имеет плохие коллекторские характеристики, дебит на некоторых скважинах, полученный при испытании объекта, достигает 90 м³/сут.

Если сравнивать полученные значения для абалакской свиты со средними значениями ФЕС горизонта Ю₁ Казанского месторождения, то пласты изучаемого горизонта обладают лучшими коллекторскими свойствами. Значения коэффициента пористости варьируются от 12 до 25 %. Значения коэффициента проницаемости так же непостоянны и изменяются от 0,5 до 975,0 мД. Но, несмотря на это, средние дебиты по разрабатываемым пластам Ю₁¹ и Ю₁² достигают также невысоких величин 60 м³/сут.

Стоит заметить, что на территории Западной Сибири прослеживается закономерность распределения месторождений по фазовому составу углеводородов, продуктивность которых приурочена к васюганской свите. На месторождениях, расположенных в зоне перехода васюганской в наунакскую свиту, преобладают газоконденсатные и газоконденсатнонефтяные залежи в подугольной толще. В надугольной толще в основном распространены нефтяные залежи, исключением является юго-восток Нюрольской впадины, здесь отмечаются газовые и газоконденсатные [4].

Таким образом, выявленные закономерности доказывают, что изучаемый горизонт Ю₁ был сформирован в полифаціальных условиях. И можно предположить, что территория Казанского месторождения находится на условной границе перехода васюганской свиты в наунакскую.

Из проведенного сравнительного анализа видно, что фильтрационно-емкостные свойства меняются как по площади, так и в разрезе и указывают на разнообразные условия формирования горизонта Ю₁ в одно геологическое время в пределах одной нефтегазоносной провинции. Но в результате разработки пласта дебит в среднем имеет одинаковые значения.

Таким образом, несмотря на разную литологию, разные ФЕС, изучаемые отложения горизонта Ю₁ являются продуктивными на всей территории Западной Сибири. Поэтому следует пересмотреть фонд скважин, в которых отложения под баженовской свитой могут быть перспективными для поисков залежей углеводородов. И необходимо дальнейшее детальное изучение верхнеюрских отложений.

Литература

1. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 298 с.
2. Гладков Е.А. Условия формирования отложений подугольной толщи васюганской свиты юго-западной части Средневасюганского мегавала // Геология нефти и газа. – Москва, 2008. – №6. – С. 37 – 42.
3. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, Н.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – Москва: Недра, 1975. – 700 с.
4. Пинус О.В., Куренко М.И., Шульев Ю.В., Билинчук А.В. Условия осадконакопления песчаных пластов Ю₁ в центральных и юго-восточных районах Западной Сибири // Геология нефти и газа. – Москва, 2008. – №2. – С. 34 – 43.

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРИЗНАКИ БАРОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ ПЕСЧАНЫХ ПОРОД ПЛАСТА Ю₁³ КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

С. Жэнь, Н.М. Недоливко

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

Целью исследований являлось выявление литолого-петрографических особенностей и ёмкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов баровых отложений. Объектом изучения послужили регрессивные баровые отложения [3] пласта Ю₁³ Крапивинского нефтяного месторождения. Методы исследования – гранулометрический, петрографический и литолого-фаціальный анализы.

1. Баровые отложения

Регрессивные баровые отложения представляют собой песчаные тела валобразной формы толщиной до первых десятков метров, расположенные на некотором расстоянии от берега и отделенные от него вдольбереговой промоиной. Они подстилаются морскими глинистыми осадками и перекрываются глинистыми осадками континентального генезиса, представляя собой благоприятный для накопления углеводородов резервуар. В условиях регрессирующего морского бассейна гребень бара перемещается влед за отступающим морем, и зона отложений относительно грубозернистых осадков, формирующихся при высоких

гидродинамических уровнях, перемещается в сторону моря, перекрывая образовавшиеся ранее более тонкозернистые осадки [5]. Благодаря постоянному перемыву, баровые осадки отличаются хорошей отсортированностью, равномерным распределением порового пространства и повышенной степенью сообщаемости пор, вследствие чего, песчаники барового генезиса обладают улучшенными коллекторскими свойствами и благоприятны для формирования коллекторов углеводородов [4].

2. Общая характеристика объекта исследования

На Крапивинском нефтяном месторождении, расположенном в юго-западной части Кargasкого района Томской и частично в Тарском районе Омской области (рис. 1), регрессивные баровые отложения приурочены к нижней части продуктивного горизонта Ю₁ верхневасюганской подсвиты (оксфорд) – пласту Ю₁³ подугольной толщи (рис. 2). В пласте Ю₁³ сконцентрированы основные промышленные запасы нефти (более 78 %) васюганской свиты. Вместе с тем, пласт неоднороден и характеризуется распространением в его составе разнородных, высоко-, средне- и низкопроницаемых типов коллекторов [2].



Рис. 1. Карта района Крапивинского нефтяного месторождения

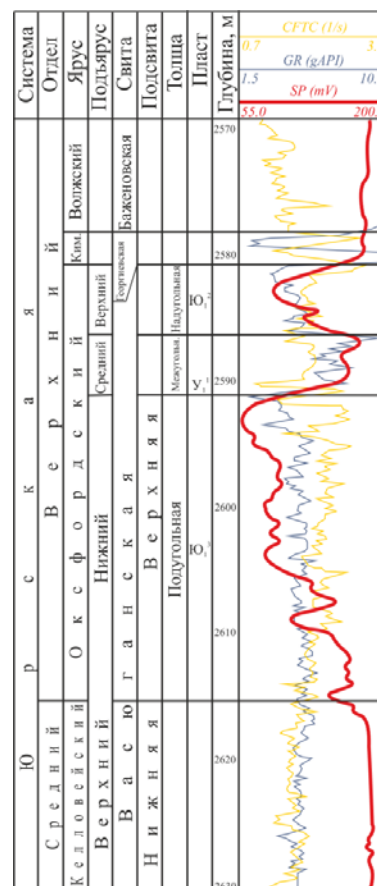


Рис. 2. Пласт Ю₁³ в разрезе Крапивинского месторождения

3. Положение в разрезе и генетические признаки пород пласта Ю₁³.

Продуктивный горизонт Ю₁ подстилается толщей мелководно-морских алевритоглинистых осадков нижневасюганской подсвиты мощностью 26–29 м, сформированных в трансгрессивный этап бат-келловейской трансгрессии, хорошо выдержанных по простиранию и играющих роль регионального флюидоупора [1]. Горизонт сложен разнофациальными терригенными отложениями (от прибрежно-морских до континентальных), формирование которых осуществлялось в регрессивный этап (бат-раннеоксфордской) и трансгрессивный этап (позднеоксфордской) трансгрессий. В составе горизонта снизу вверх по разрезу выделяются: регрессивная прибрежно-морская подугольная (к ней приурочен пласт Ю₁³), континентальная межугольная (с пластом Ю₁^М) и трансгрессивная прибрежно-морская надугольная (с пластом Ю₁¹⁻²) толщи. Толщина продуктивного горизонта колеблется в пределах 27–41 м. Перекрывается горизонт с локальным размывом глауконит-содержащими алевритами (барабинская пачка) и глинами георгиевской свиты (J₃km) толщиной 0–3 м, постепенно сменяющимися глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами баженовской свиты (J₃v), входящей в состав региональной верхнеюрско-меловой покрывающей юрского нефтегазоносного комплекса.

Продуктивный песчаный пласт Ю₁³ (см. рис. 2) залегающий в основании горизонта Ю₁, являясь по своей природе регрессивным, характеризуется постепенным характером смены литологического состава от глинистых мелководно-морских отложений нижневасюганской подсвиты до существенно песчаных пород в

пласте Ю₁³, и направленностью изменения гранулометрического состава песчаников, выраженной в увеличении зернистости материала снизу-вверх по разрезу. О регрессивном характере осадконакопления свидетельствует и треугольная форма аномалии кривой ПС стандартного каротажа, имеющая наклонную, осложненную зубчатостью подошвенную линию; максимальное отрицательное отклонение α ПС, приуроченное к верхней части аномалии; и слабонаклонную кровельную линию.

Седиментологическая модель регрессивного бара отражает увеличение активности среды седиментации с течением времени: от низких гидродинамических уровней, существовавших на начальных этапах осадконакопления и свойственных зонам волнения мелководного моря, до высоких и очень высоких – на завершающих этапах образования песчаного тела, отражающих более высокую гидродинамическую активность в прибрежной полосе моря.

К общим генетическим признакам баровых отложений, выраженным в керне, относятся (рис. 3): 1) преобладание в составе толщи, включающей пласт Ю₁³, песчаных пород, участками карбонатизированных; 2) преобладание преимущественно волнистой (пологоволнистой, косоволнистой одно- и разнонаправленной) слоистости, переходящей в участках переслаивания песчаников с алевролитами и глинистыми породами в горизонтальную; 3) наличие следов жизнедеятельности донных животных типа *Scolithos*, *Chondrites*, *Teichichnus* и *Palaeophycus* (рис. 3), свидетельствующих о морском генезисе отложений [4]; 4) постоянное присутствие сыпи и конкреций сидерита и пирита, образованных в восстановительных обстановках.

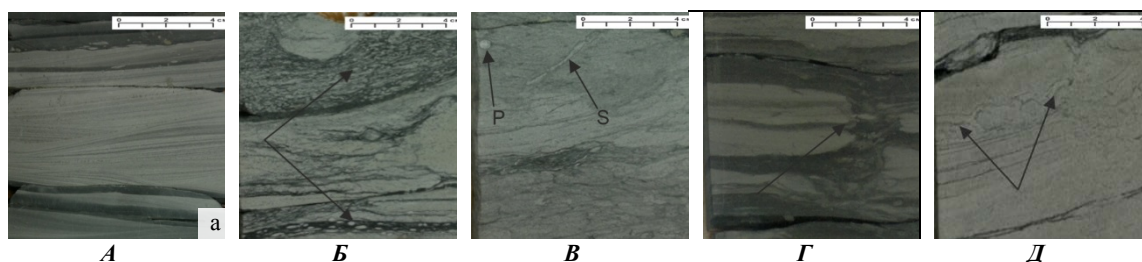


Рис. 3. Генетические признаки пород пласта Ю₁³ (по керну скважины 235): А – косоволнистая разнонаправленная слоистость; Б – икнофоссилии типа *Chondrites*; В – остатки раковин (P), икнофоссилии типа *Scolithos* (S); Г – следы жизнедеятельности типа *Teichichnus*; Д – следы жизнедеятельности типа *Palaeophycus*

2. Особенности песчаников, сформированных в разных участках баровых тел.

Литолого-петрографические особенности и фильтрационно-емкостные свойства песчаных пород, во многом определяются условиями седиментации и приуроченностью осадконакопления к различным участкам баровых тел. значительно отличаются.

Песчанники нижних частей баровых тел (подошва регрессивных баров) сформированы в условиях слабой и средней активности водной среды (α ПС=0,4–0,5) и представлены в основном мелкозернистыми фракциями. Максимальные диаметры зерен их меняются в широких пределах: от 0,25 до 0,95 мм; медианные от 0,12 до 0,25 мм. Отсортированность осадка от средней до плохой ($S_0=2-3$). В составе обломочной части отмечается кварц (30–42 %), полевые шпаты (23–27 %) и горные породы (33–36 %). Количество цемента в породах повышенное (до 16–22 %), тип цементации часто базально-поровый и базальный, а состав цемента полиминеральный (преимущественно глинисто-гидрослюдистый с каолинитом, хлоритом, сидеритом, иногда кальцитом и пиритом). Пустотно-поровое пространство представлено в основном межзерновыми порами, реже встречаются поры внутризерновые и в каолиновом цементе. Они распределены неравномерно: чаще всего сообщающиеся поры отмечаются в отдельных изолированных участках или в мелких прослойках. Канальцы между порами очень тонкие, извилистые. Размер сечений пор – 0,01–0,15 мм, канальцев – 0,01–0,02 мм. Коллекторские свойства пород невысокие: пористость – 4,6–12,7 %; проницаемость – $0,28-0,82 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Песчанники средних частей баровых тел (склоны регрессивных баров) формируются в более высокочастотной среде (α ПС=0,6–0,8), поэтому среди них распространены мелкозернистые и среднезернистые разности с максимальными и медианными размерами зерен соответственно 0,20–0,97 мм и 0,10–0,35 мм. Отсортированность обломков в них улучшается ($S_0=1,87-2,41$); содержание кварца незначительно увеличивается (32–45 %), а обломков пород (30–35 %) и полевых шпатов (21–28 %) и количество цемента снижается (до 12–20 %); тип цементации меняется на базально-поровый и поровый. Состав цемента непостоянный: в одних образцах отмечается повышенное содержание карбонатов (до 15 %), в других – высокое содержание неразделенного глинисто-хлорит-слюдистого (до 14 %) или хорошо раскристаллизованного каолинового цемента (до 10 %). Поровое пространство в песчанниках сформировано сочетанием межзерновых, внутризерновых и межпакетных (в каолиновом цементе) пор. Вариации открытой пористости в изученных образцах находятся в пределах 9–15,5 %, а проницаемости – $1-8,6 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Песчаные породы верхней части баров (центральная часть регрессивных баров) сформированы при очень высокой активности водной среды (α ПС=0,8–1), поэтому имеют более крупный гранулометрический состав: максимальные и медианные диаметры зерен возрастают в них до 0,76–0,99 мм и 0,20–0,36 мм соответственно. Отсортированность улучшается до хорошей, реже средней ($S_0=1,71-2,38$). В составе

обломочной части отмечается увеличение количества кварца (37–49 %) и уменьшение количества обломков пород (23–27 %) и полевых шпатов (17–24 %). Среди обломков пород значительное место принадлежит устойчивым зернам кремнистых пород, кислых эффузивов и гранитоидов. Содержание цемента снижается до 7–16 %, цемент преимущественно порового типа, в нем резко преобладает каолинит над неразделенным каолинит-хлорит-гидрослюдистым материалом, кальцитом, сидеритом и пиритом. Поровое пространство коллектора сформировано межзерновыми, внутризерновыми и межпакетными (в каолинитовом цементе) порами. Пory распределены относительно равномерно, размер сечений пор от 0,01–0,25 мм. Открытая пористость 14,1–15,9 %; проницаемость – $10,1–24,3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

3. Выводы

Отложения пласта Ю₁³ сформированы в прибрежной полосе мелководного шельфа и генетически связаны с регрессивными вдольбереговыми барами.

Песчаные породы с хорошими коллекторскими свойствами распространены в средней и верхней частях разреза, генетически связаны со склонами и центральными частями баров, представлены средне-мелкозернистыми хорошо промытыми разностями, в которых кварц преобладает над полевыми шпатами и обломками пород, слабо сцементированы поровым каолинитовым цементом или соединены бесцементным способом, имеют межзерновые, внутризерновые и межпакетные поры.

Песчаные породы с более низкими коллекторскими свойствами распространены в нижней части разреза, сформированы в подошвенной части баров, представлены мелкозернистыми разностями с повышенным количеством обломков пород, полевых шпатов и цемента, в структуре порового пространства в них преобладают межзерновые плохо сообщающиеся между собой поры.

Литература

1. Влияние гранулометрического и минералогического состава на формирование коллекторских свойств песчаников пласта Ю₁³ Западно-Моисеевского участка Двуреченского месторождения (Томская область) / Н.М. Недолилко, А.В. Ежова, Т.Г. Перевертайло и др. // Известия ТПУ, 2004. – Т. 307. – № 5. – С. 48 – 54.
2. Жэнь Сюйцзин, Недолилко Н.М. Формирование порового пространства в терригенных нефтенасыщенных коллекторах // Материалы Всероссийской научной геологической молодежной школы «Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от В.А. Обручева, М.А. Усова, Н.Н. Урванцева до наших дней». – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – С. 68 – 70.
3. Жэнь Сюйцзин, Недолилко Н.М. Влияние литолого-петрографических особенностей пород на их фильтрационно-емкостные характеристики. // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Т. 1; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – С. 280 – 281.
4. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика, 2001. – Т. 42 (11–12). С. 1832 – 1845.
5. Ежова А.В. Литология: учебник. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – С. 292 – 295.
6. Жэнь Сюйцзин. Литолого-петрографический состав, коллекторские свойства и особенности формирования и песчаных пород пласта Ю₁³ южной части Каймысовского свода (Западная Сибирь) // Сборник Тезисов Всероссийской школы-конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Материалы и технологии XXI века». – Казань: Изд-во КФУ, 2014. – С. 102.
7. Жэнь Сюйцзин, Баркалова А.М. Роль моря в формировании продуктивных отложений пласта Ю₁³ на Крапивинском нефтяном месторождении (Томская и Омская области). // Творчество юных – шаг в успешное будущее: Материалы VII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – С. 158–161.
8. Жэнь Сюйцзин (Ren Xujing). Analysis of Formation Characters, Lithological Petrographic Composition and Reservoir Properties of Oil Bedset In Oilfield K West Sibirian Basin. / VI Международная студенческая научно-практическая конференция «Нефтегазовые горизонты». / Abstract book Oil and Gas Horizon VI, 24-26th November, 2014. – Москва: Изд-во РГУНГ, 2014. – С. 6.

ТЕПЛОЙ ПОТОК ЗЕМЛИ И ЕГО РОЛЬ В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

И.В. Иванов, А.Н. Курманов, В.А. Смирнов

Научный руководитель ассистент Е.Н. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разрабатываемые месторождения постепенно истощаются, применение наиболее рациональных методов поиска залежей углеводородов (УВ) является актуальной задачей.

Из множества методов поисков и разведки УВ, мы хотим выделить геотермический метод, опирающийся на изучение теплового потока, который поднимается из недр земли к ее поверхности.

Термин «геотермическая съемка» принят Всесоюзной научно-технической конференцией (г. Львов) в ноябре 1972 г., где обсуждалась эффективность подготовки нефтегазоносных структур к поисковому бурению. Роль геотермии при изучении энергетического состояния Земли является определяющей в решении основной задачи теоретической геологии – познании эволюции нашей планеты.

На сегодняшний день накоплен большой фактический материал, установлены закономерности формирования глобального, регионального и локального геотемпературных полей. Теоретической основой для