

Таким образом, частые изменения относительного уровня моря (трансгрессии-регрессии) при формировании осадков горизонта Ю<sub>1</sub> обусловили их цикличное строение и значительную фаціальную изменчивость.

Для более детального анализа нами было проведено сравнение пластов-коллекторов горизонта Ю<sub>1</sub> на Красноленинском и Казанском месторождениях (табл. 1).

На Красноленинском нефтяном месторождении для пласта ЮК<sub>1</sub> 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 м<sup>3</sup>/сут.

Если сравнивать полученные значения для абалакской свиты со средними значениями ФЕС горизонта Ю<sub>1</sub> 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 Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> достигают также невысоких величин 60 м<sup>3</sup>/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 Ньюрольской впадины, здесь отмечаются газовые и газоконденсатные [4].

Таким образом, выявленные закономерности доказывают, что изучаемый горизонт Ю<sub>1</sub> 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 Ю<sub>1</sub> 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 Ю<sub>1</sub> являются продуктивными на всей территории Западной Сибири. Поэтому следует пересмотреть фонд скважин, в которых отложения под баженновской 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 Ю<sub>1</sub> 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 Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> 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 Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> 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 Ю<sub>1</sub> верхневасюганской подсвиты (оксфорд) – пласту Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> подугольной толщи (рис. 2). В пласте Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> сконцентрированы основные промышленные запасы нефти (более 78 %) васюганской свиты. Вместе с тем, пласт неоднороден и характеризуется распространением в его составе разнедебитных, высоко-, средне- и низкопроницаемых типов коллекторов [2].



Рис. 1. Карта района Крапивинского нефтяного месторождения

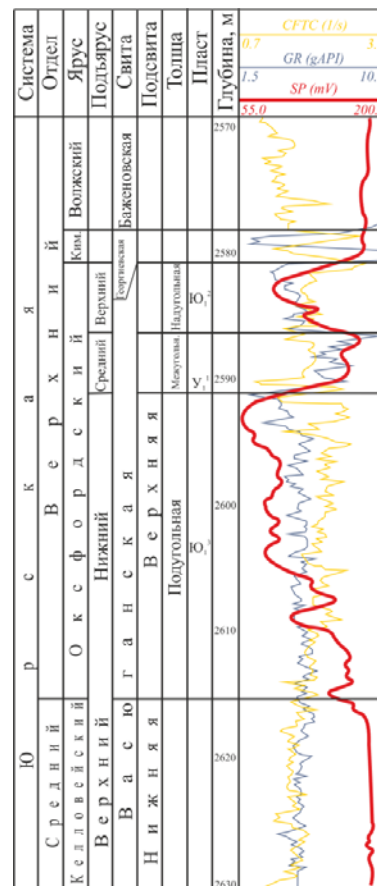


Рис. 2. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в разрезе Крапивинского месторождения

## 3. Положение в разрезе и генетические признаки пород пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

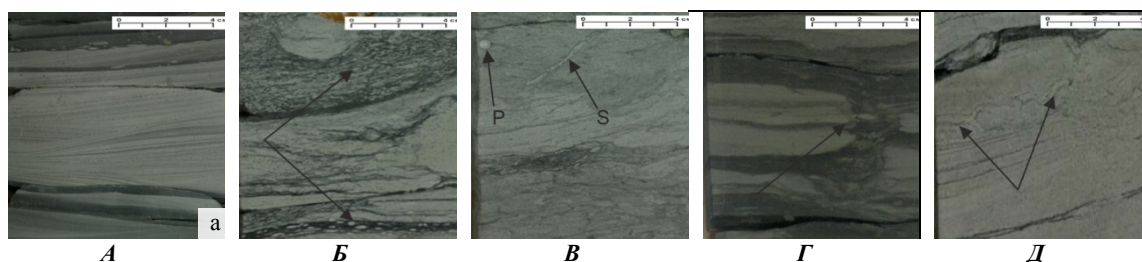
Продуктивный горизонт Ю<sub>1</sub> подстилается толщей мелководно-морских алевритоглинистых осадков нижневасюганской подсвиты мощностью 26–29 м, сформированных в трансгрессивный этап бат-келловейской трансгрессии, хорошо выдержанных по простиранию и играющих роль регионального флюидоупора [1]. Горизонт 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 Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>), континентальная междуугольная (с пластом Ю<sub>1</sub><sup>М</sup>) и трансгрессивная прибрежно-морская надугольная (с пластом Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>) толщи. Толщина продуктивного горизонта колеблется в пределах 27–41 м. Перекрывается горизонт с локальным размывом глауконит-содержащими алевритами (барабинская пачка) и глинами георгиевской свиты (J<sub>3</sub>km) толщиной 0–3 м, постепенно сменяющимися глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами баженовской свиты (J<sub>3</sub>v), входящей в состав региональной верхнеюрско-меловой покрышки юрского нефтегазоносного комплекса.

Продуктивный песчаный пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> (см. рис. 2) залегающий в основании горизонта Ю<sub>1</sub>, являясь по своей природе регрессивным, характеризуется постепенным характером смены литологического состава от глинистых мелководно-морских отложений нижневасюганской подсвиты до существенно песчаных пород в

пласте Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, 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  $\alpha$ 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 Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, 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 Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> (по керну скважины 235): А – косоволнистая разнонаправленная слоистость; Б – ихнофоссилии типа *Chondrites*; В – остатки раковин (Р), ихнофоссилии 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.

*Песчаники нижних частей баровых тел (подошва регрессивных баров)* сформированы в условиях слабой и средней активности водной среды ( $\alpha$ 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 –  $0,28-0,82 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

*Песчаники средних частей баровых тел (склоны регрессивных баров)* формируются в более высокочастотной среде ( $\alpha$ 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 песчаниках сформировано сочетанием межзерновых, внутризерновых и межпакетных (в каолиновом цементе) пор. Вариации открытой пористости в изученных образцах находятся в пределах 9–15,5 %, а проницаемости –  $1-8,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

*Песчаные породы верхней части баров (центральная часть регрессивных баров)* сформированы при очень высокой активности водной среды ( $\alpha$ 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 –  $10,1–24,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

### 3. Выводы

Отложения пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> 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 Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Западно-Моисеевского участка Двуреченского месторождения (Томская область) / Н.М. Недоливо, А.В. Ежова, Т.Г. Перевертайло и др. // Известия ТПУ, 2004. – Т. 307. – № 5. – С. 48 – 54.
2. Жэнь Сюйцзин, Недоливо 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, Недоливо 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 Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> 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 Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> 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 геотемпертурных полей. Теоретической основой для