ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И ВТОРИЧНЫЕ ИЗМЕНЕИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТА $Ю_1^1$ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «К» КАЙМЫСОВСКОГО СВОДА

Ле Тхи Хонг Ш., Е. Амирханулы
Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объектом исследования являются верхнеюрские отложения, вскрытые бурением в интервале глубин 2705,5-2720,5 м на одном из месторождений Каймысовского свода.

В стратиграфическом отношении (рис. 1) они относятся к васюганской свите оксфордского возраста, залегают в интервале 2697–2712 м и слагают пласт $Ю_1^1$, выделенный в верхней части продуктивного горизонта $Ю_1$, перекрытого отложениями георгиевской свиты (кимеридж).

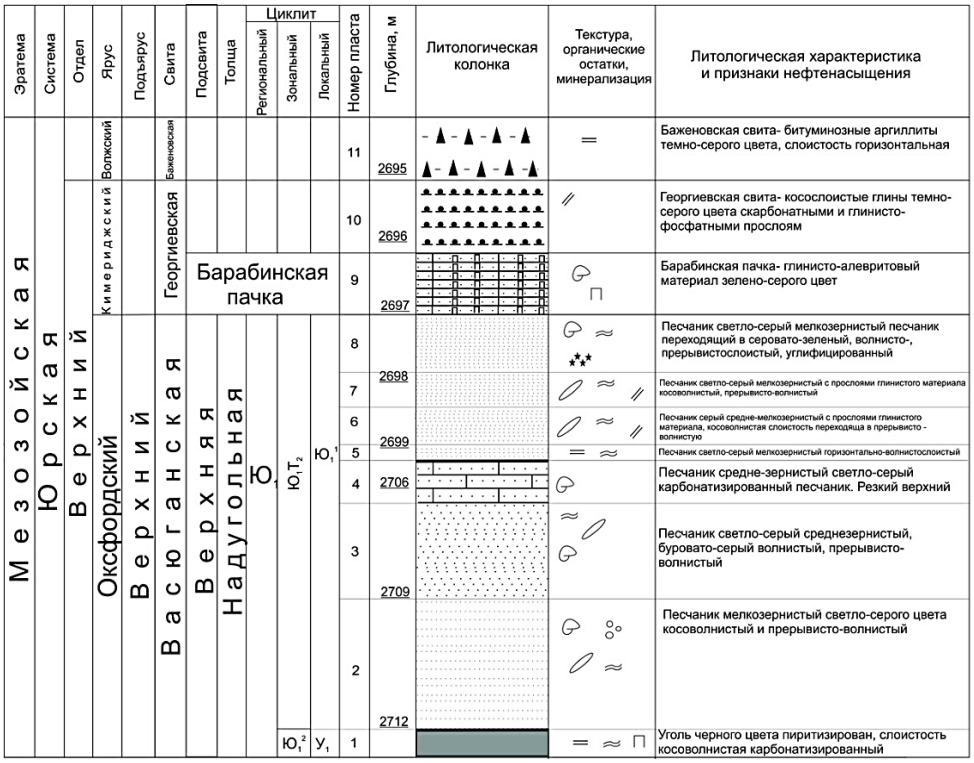


Рис. 1. Литолого-стратиграфический разрез верхнеюрских отложений района исследования

Цель работы – выявление литолого-петрографических особенностей и строения пустотного пространства пород-коллекторов.

Проведено макроскопическое описание керновой колонка, в ходе которого устанавливались генетические признаки, позволяющие определить условия осадконакопления, выполнен петрографический микроскопический анализ пород-коллекторов в ходе которого выяснялись вещественный состав породообразующей части и цемента, характер вторичных изменений и особенности пустотного пространства и нефтенасыщения.

Исследования проводились в рамках курсовой работы по дисциплине «Нефтегазовая литология», при выполнении работы использовались методические материалы А.В. Ежовой [1] и Н.М. Недоливко [2].

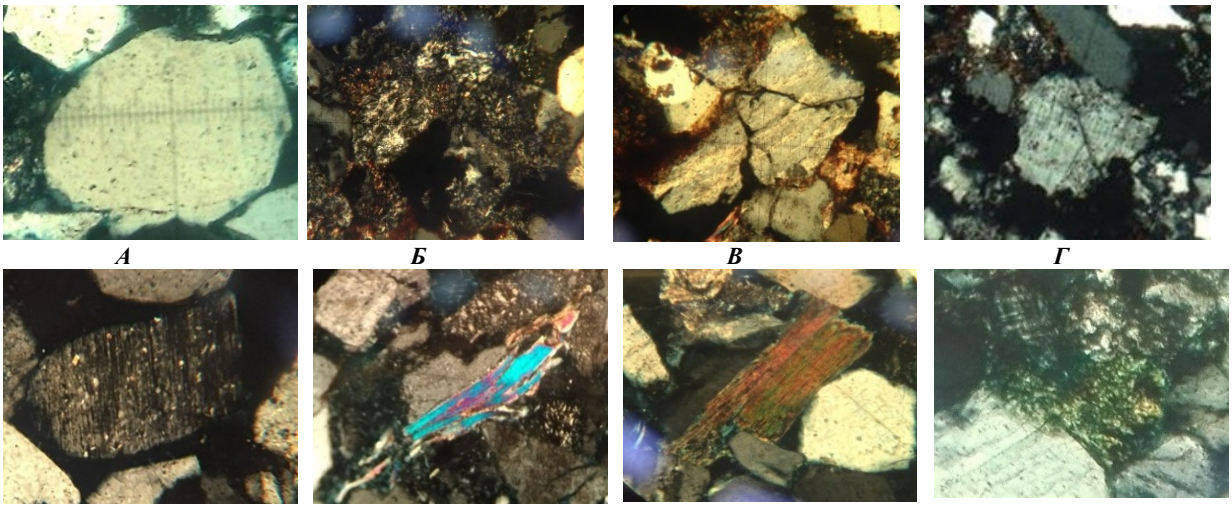
Литологическая характеристика. Породы-коллекторы представлены песчаниками с глинистым и карбонатным цементом однородными, слойчатыми и слоистыми с прерывистыми и сплошными прослоями алевролитов и аргиллитов. Слоистость в основном волнистая, волнисто-линзовидная, реже горизонтальная, нарушенная взмучиванием, размывами и следами жизнедеятельности бентосных организмов типа *Teichichnus, Chondrites, Microcraterion и Palaeophycus,* заполненными глинисто-алевритовым материалом. Отмечаются остатки раковин *Dentalium* и *Belemnitida*, присутствует тонкая сыпь и конкреции пирита, тонкий плохо сохраненный углефицированный растительный детрит.

Формирование пород генетически связано с вдольбереговыми трансгрессивными прибрежными барами и осуществлялось в пределах мелководной части шельфа.

В гранулометрическом спектре песчаников преобладают мелкозернистые фракции с переменным содержанием среднезернистого песчаного материала. Обломочный материал хорошо отсортирован, в участках ненарушенной первичной слоистости ориентирован в одном направлении.

По составу породообразующих компонентов песчаники относятся к грауваковым аркозам (по классификации Шутова В.Д. [3], обломки в них представлены кварцем (52,56%); полевыми шпатами (30,39%): ортоклазом, микроклином, кислыми плагиоклазами; породами (17,05%): гранитоидами, сланцами, кремнистыми и эффузивами. В качестве второстепенных отмечается биотит, хлорит и мусковит.

Обломочные компоненты песчаников вторично изменены (рис. 2): кварц растворен по краям и регенерирован, калиевые полевые шпаты (ортоклаз и микроклин) растворены по трещинам спайности и пелитизированы; зерна плагиоклазов (альбит) растворены по спайности и серицитизированы.



А Б В Г

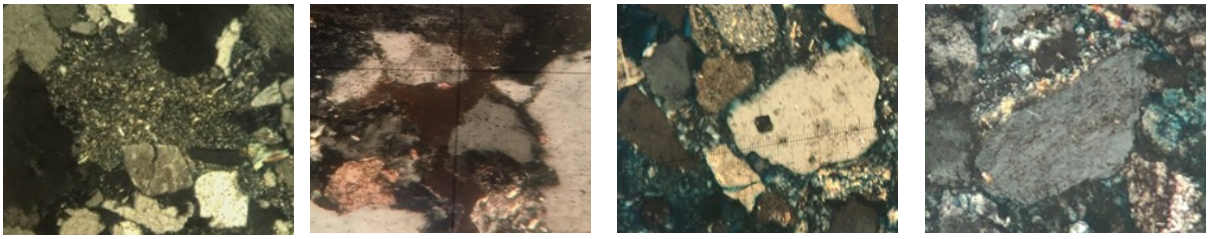
Д Е Ж З

Рис. 2. Вторичные изменения обломков в песчаниках пласта $Ю_1^1$: А – Регенерация кварца; Б – Каолинитизация калиевого полевого шпата; В – Пелитизация ортоклаза; Г – Пелитизация микроклина; Д – Серицитизация плагиоклаза; Е – Гидратация и расщепление мусковита; Ж – Обесцвечивание биотита; З – Деформация хлорита. (Шлифы. 2 николя)

Изменение претерпели также слюдистые минералы, пластинки их расщеплены по краям, деформированы и выдавлены в поры; мусковит частично замещен каолинитом; хлорит гидратирован и обесцвечен; пластинки хлорита, будучи зажаты между более жесткими обломочными зернами, приобрели полиагрегатное погасание, деформированы, выжаты в поровое пространство.

Цемент в породах поликомпонентный (рис. 3), состоит из неразделенного седиментогенного глинистого материала и аутигенных минералов: сидерита, кальцита, каолинита, гидрослюд, кварца в виде регенерационных каемок, иногда хлорита и пирита. Тип цемента преимущественно поровый, иногда полно- и неполно контурный (регенерационный кварцевый и гидрослюдистый), изредка порово-базальный и базально-поровый (сидеритовый и кальцитовый) и контактовый (пиритовый). Часть цемента образована за счет выдавливания в поровое пространство пластичных минералов (мусковита, биотита, хлорита).

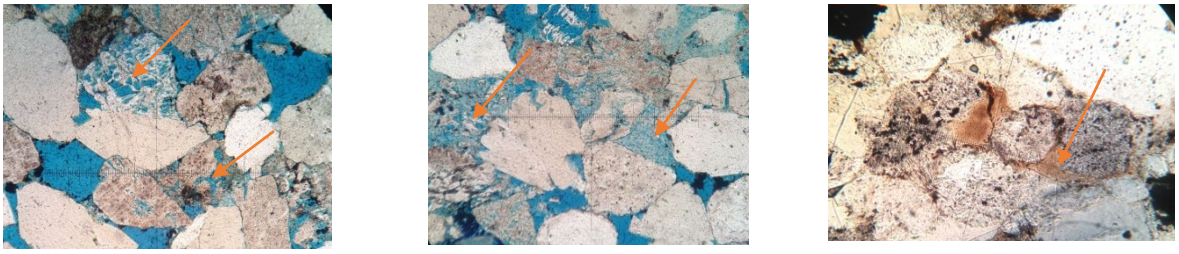
Пустотное пространство в песчаниках представлено порами различной конфигурации и происхождения. Наиболее ранними по времени образования являются открытые и закрытые первичные межзерновые поры, на более поздних этапах были сформированы внутризерновые поры, связанные с растворением зерен полевых шпатов вдоль плоскостей спайности: в калиевых полевых шпатах они ячеистые или щелевидные, в плагиоклазах – преимущественно щелевидные; позднее образовались микропоры в каолинитовом цементе за счет перекристаллизации и замещения первичных глинистых компонентов цемента или за счет синтеза каолинита из поровых растворов.



А Б В Г

Рис. 3. Состав и тип цементов в песчаниках пласта $Ю_1^1$: А – Неразделенный глинистый базально-поровый; Б – Сидеритовый базально-поровый и поровый кальцитовый; В – Поровый каолинитовый; Г – Неполноконтурный гидрослюдистый. (Шлифы. 2 николя)

В нефтенасыщенных песчаниках отмечаются примазки бурого нефтяного вещества, приуроченные к поровому пространству.



А *Б* *В*

Рис. 6. Особенности порового пространства и признаки нефтенасыщения пласта $Ю_1^1$: А – Внутризерновые поры в калиевых полевых шпатах: Б – Микропоры в каолинитовом цементе и межзерновые поры закрытого типа; В – Плёнки нефти в поровом пространстве. (Шлифы. 1 николь)

Литература

1. Ежова А.В. Литология. Краткий курс: Учебное пособие. – Томск: Томского политехнического университета, 2014. – 102 с.
2. Недоливко Н.М., Ежова А.В. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 172 с.
3. Шутов В.Д. Классификация песчаных пород // Литология и полезные ископаемые, 1967. – №5. – С. 86 – 103.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ ПЛАСТА $АС_{12}$ ПРИОБСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.А. Ли

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Приобское нефтяное месторождение в административном отношении расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Изучение геологического строения Приобского месторождения началось с 1958 г. [1].

Промышленное содержание нефти выявлено в неокомских пластах группы АС, где содержится более 90 % разведанных запасов нефти. В неокомских отложениях выделено 9 подсчетных объектов: $АС_7$, $АС_9$, $АС_{10}^0$, $АС_{10}^{1-2}$, $АС_{11}^0$, $АС_{11}^1$, $АС_{11}^{2-4}$, $АС_{12}^2$, $АС_{12}^{3-4}$.

Объектом изучения послужил пласт $АС_{12}$, имеющий клиноформное строение. Клиноформа – осадочное тело, которое образовалось в зоне перехода от мелководно-шельфовой области бассейна (ундаформы) к его сравнительно глубоководной недокомпенсированной впадине (фондоформе).

Залежь продуктивного пласта $АС_{12}$ охватывает практически всю территорию лицензионного участка, протяженность залежи 67,3 км с севера на юг и 53,2 км с запада на восток. Площадь залежи – 2107 км^2. Высота залежи составляет 326 м (от -2420 м до -2751 м). Значения продуктивных толщин колеблются от 0,4 м до 55,7 м, в среднем составляя 13 м. На площади отмечается две зоны развития максимальных нефтенасыщенных толщин. Песчанистость продуктивного пласта в среднем равна 0,21 при коэффициенте расчлененности, равным 8.

Показатели по дебиту нефти при испытании в колонне варьируются от единиц м^3/сут до 48 м^3/сут (в скважине 262 на 6 мм штуцере). Для пласта $АС_{12}$ характерен упруговодонапорный режим. Начальное пластовое давление составило 26 МПа, но по мере разработки начинало снижаться и на данный момент составляет порядка 23 Мпа; обводненность продукции – 35 %, текущий КИН – 0,3; газовый фактор – 60 м^3/т.

Для интенсификации отбора нефти по объекту использовались методы по очистке призабойной зоны, соляно-кислотные обработки и гидроразрыв пласта.

Гидроразрыв пласта (ГРП) считается одним из более результативных методов интенсификации добычи нефти и повышения выработки запасов нефти (табл. 1). Эффективность иных методов обработки пласта не превышает 0,3 тыс. т на скважину.

Таблица 1

Проведение ГРП по месторождению

Вид ГТМ	Количество скважино-операций	Дополнительная добыча нефти, тыс.т	Удельный технологический эффект, тыс.т/скв.
ГРП на переходящем фонде	346	1731	5,0
ГРП при бурении	1000	5730,3	5,7
Повторные ГРП	54	292,0	5,4

В период с 01.01.2011 по 01.01.2013 г.г. на месторождении выполнено 54 повторных скважино-операций ГРП. Средний дебит нефти до повторного ГРП составлял 13,5 т/сут, после проведения ГРП – 46,8 т/сут. Обводненность продукции не изменяется [2].