

Для определения взаимного фазового спектра сигналов через функции качества $L_1(t)$ и $L_2(t)$ введем:

$$L_{12}(f) = L_1^*(f) \cdot L_2(f) \quad (5)$$

$$\text{где } L_1(f) = F\{L_1(t)\} = W(f) \cdot e^{j\varphi_{S_0}(f)} \cdot e^{j\varphi_{H_1}(f)}; \quad L_2(f) = F\{L_2(t)\} = W(f) \cdot e^{j\varphi_{S_0}(f)} \cdot e^{j\varphi_{H_2}(f)} \quad (6)$$

Учитывая, что $W(f)$ – действительная функция, из выражений (5) и (6) имеем:

$$L_{12}(f) = W^2(f) \cdot e^{j(\varphi_{H_2}(f) - \varphi_{H_1}(f))}$$

где разность $\varphi_{S_1 S_2}(f) = \varphi_{H_2}(f) - \varphi_{H_1}(f)$ в соответствии с (4) определяет взаимный фазовый спектр сигналов $S_1(t)$ и $S_2(t)$.

В работе приводятся результаты исследования предложенного способа на примерах обработки волновых полей, сформированных для различных моделей слоистых поглощающих сред. Показывается целесообразность и эффективность использования предлагаемого способа на примерах анализа сейсмических сигналов в зонах их интенсивной интерференции. Приводятся отдельные результаты применения предлагаемого способа при обработке данных сейсмических наблюдений метода общей глубинной точки.

Литература

1. Иванченков В.П., Кочегуров А.И., Орлов О.В. Информационные свойства фазовых спектров сейсмических сигналов // Информационное общество, 2014. – №3. – С. 34 – 45.
2. Иванченков В.П., Кочегуров А.И., Черкасова М.А. Анализ информационных свойств взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн // Известия Томского политехнического университета, 2013. – Т. 322. – №5. – С. 108 – 115.
3. Иванченков В.П., Кочегуров А.И., Купина Н.А., Орлов О.В. Методы фазочастотного прослеживания отраженных волн и их применения в задачах обработки сейсмической информации // Технология сейсморазведки, 2013. – №3. – С. 5 – 10.
4. Сергиенко А.Б. Цифровая обработка сигналов. – М.: Изд-во Питер, 2006. – 751 с.

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ЮС₁ ФАИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО)

Е.О. Никифорова

Научный руководитель доцент М.В. Шалдыбин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Фаинское нефтяное месторождение расположено в 70 км к востоку от г. Нефтеюганска, в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Оно было открыто в 1981 и введено в разработку в 1986 г. Месторождение является крупным по величине извлекаемых запасов и сложным по геологическому строению. Основная залежь пласта ЮС₁ является главным объектом эксплуатации, на неё приходится 99,98 % всей добычи по месторождению и 92,9 % от начальных извлекаемых запасов промышленных категорий.

Объектом исследования данной работы являются терригенные породы-коллекторы продуктивного пласта ЮС₁, приуроченного к верхам васюганской свиты. Для выявления основных литолого-петрографических характеристик указанного пласта был проведён анализ 12 шлифов из 3 скважин. Ниже приведены их основные обобщённые характеристики.

Отложения продуктивного пласта ЮС₁ представлены песчаниками мелкозернистыми, средне-мелкозернистыми и мелко-среднезернистыми, значения средневзвешенного диаметра изменяются в диапазоне от 0.12 до 0.34 мм. Характерна как хорошая и средняя, так и плохая сортировка. Микротекстура ориентированная и однородная. Ориентированная текстура обусловлена субпараллельным расположением чешуек слюд, зёрен удлинённой формы и включений растительного детрита (РД), иногда подчёркивается удлинёнными обособлениями сидерита.

По вещественному составу рассмотренные песчаники относятся к кварцево-полевошпатовым, полевошпато-кварцевым грауваккам и граувакковым аркозам (по классификации Шутова В.Д. [1]). Содержание кварца изменяется от 28,5 до 40,6 %, полевых шпатов – от 24,9 до 41,7 % (среди них преобладают калиевые разновидности – КПШ). Обломки пород составляют от 19,9 до 38 % (включая слюды – от 0,2 до 3,6 %), среди обломков отмечены микрокварциты, слюдистые, слюдисто-кремнистые, глинистые, вулканические породы различного состава, микропегматиты, металаверолиты, обломки гранитоидов, а также серицитовые и кварц-серицитовые сланцы.

Слюды представлены мусковитом и биотитом. Мусковит гидратирован, биотит сидеритизирован. Для полевых шпатов характерно развитие процессов пелитизации и серицитизации, проявленных в умеренной, реже слабой и сильной степени, также отмечается незначительное растворение зёрен. Регенерация кварца чаще слабая, реже – умеренная и сильная, коррозия – слабая и умеренная. Уплотнение пород в большинстве случаев слабое, сильное встречается редко, из межзерновых контактов наиболее развиты точечные, линейные и изолированные, реже встречаются конформные и инкорпорационные контакты (рис. 1).

Из аксессуарных минералов встречаются апатит, турмалин, сфен, титанистые минералы, циркон, ильменит, рутил, гранат, магнетит. Аутигенные минералы представлены пиритом (от 0,7 до 4,6 %) (рис. 2), глауконитом (единичные зёрна размером до 0,1 мм), лейкоксеном (единичные плёнки вокруг зёрен).

Цемент сложный по составу, порового и плёночно-порового типа. Поровый цемент представлен каолинитом (рис. 3), кальцитом и сидеритом, плёночно-поровый – гидрослюдой и хлоритом. На долю каолинита приходится от 1 до 7,5 %, гидрослюды – от 0,9 до 2,3 %, хлорита – от 0,0 до 0,8 %, кальцита – от 0,9 до 24,4 %, сидерита – от 0,5 до 7,7 %. ОВ (от единичных включений до 3,5 %) присутствует в виде плёнок, примазок, включений РД, в некоторых случаях отмечается пигментация глинистого цемента.

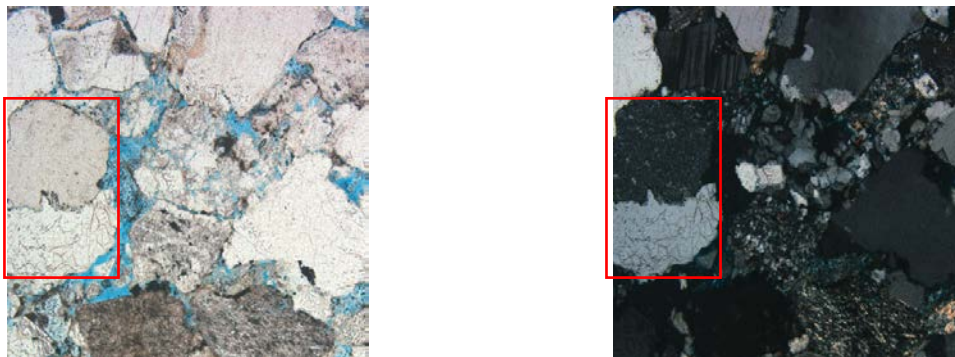


Рис. 1. Фотоснимок шлифа 1 скв. 4х06 Фаинского месторождения, пласт ЮС₁, глубина по ГИС 3х22,89 м (увеличение 45х, николи параллельны и скрещены). Инкорпорационный тип межзерновых контактов

Пористость, определённая по шлифам, составляет от 3,3 до 11,2 %. Межзерновые поры сообщающиеся, полуизолированные и изолированные, щелевидной, угловатой и сложной формы, размер от 0,05 до 0,3 мм. Кроме того, характерны внутризёрновые поры растворения зёрен и обломков и микропоры в глинистом цементе.



Рис. 2. Фотоснимок шлифа 2, скв. 4х06 Фаинского месторождения, пласт ЮС₁, глубина по ГИС 3х22,89 м (увеличение 45х, николи параллельны и скрещены). Включения аутигенного пирита в обломках

Таким образом, рассмотренный пласт ЮС₁ характеризуется невыдержанностью литолого-петрографических характеристик по разрезу, что, вероятно, обусловлено неоднородностью развития фациальных зон по площади месторождения.

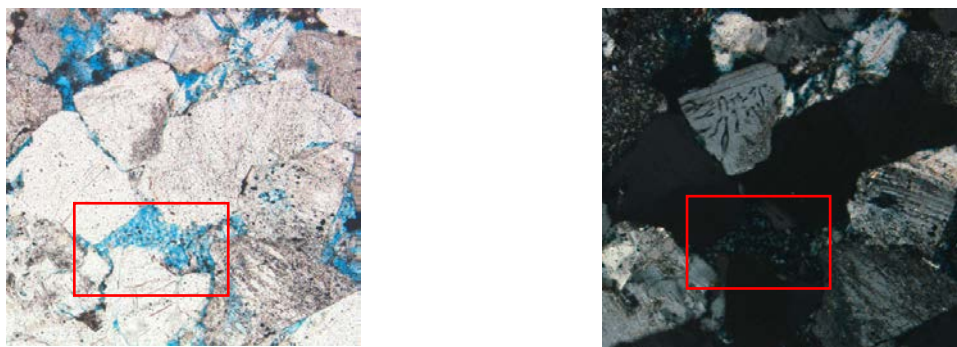


Рис. 3. Фотоснимок шлифа 3, скв. 4х12 Фаинского месторождения, пласт ЮС₁, глубина по ГИС 2х57,92 м (увеличение 45х, николи параллельны и скрещены). Поровый каолинитовый цемент

Литература

1. Шутов В.Д. Классификация песчаных пород // Литология и полезные ископаемые. – 1967. – №5. – С. 86 – 103.

**АНАЛИЗ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА ПЕСЧАНИКА НА МАРКОВСКОМ
ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (РОСТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

Р.Р. Олейник

Научный руководитель доцент Г.В. Рябов

**Южно-Российский государственный политехнический университет имени М.И. Платова,
г. Новочеркасск, Россия**

Достижение высокого коэффициента извлечения газа при экономически рентабельном освоении запасов газовых месторождений является сложной задачей, т.к. разработка газовых оторочек сопровождается прорывами газа из газовой шапки и образованием конусов воды. В связи с этим строение продуктивного горизонта, изменчивость литологического состава, его неоднородность на макро- и микроуровнях, фильтрационно-емкостные свойства, характер их изменения в процессе разработки, тип коллектора, а также структура порового пространства, влияющая на процессы многофазной фильтрации и распределение фаз в пустотном пространстве породы, требуют детального изучения.

Анализ показывает, что около 60 % запасов газа и нефти в мире приурочено к песчаным пластам и песчаникам, 39 % – к карбонатным отложениям, 1 % – к выветренным метаморфическим и изверженным породам.

Объектом наших исследований является известковистый песчаник черемшанского горизонта, являющийся основным пластом-коллектором на Марковском газовом месторождении в Ростовской области и залегающий на глубинах 820-850 м. Исходными данными для анализа свойств этого коллектора послужили результаты определения плотности, общей пористости, открытой и эффективной пористости, газопроницаемости и карбонатности (содержание CaCO_3) в пордых, вскрытых скважиной № 6.

Методика исследований выше перечисленных свойств пласта-коллектора включает изучение их изменчивости в вертикальном разрезе.

По графику, приведенному на (рис. 1), видно, что минимальное значение плотности отмечается на интервалах глубин 820-825 м и на глубине 848 м, а максимальные значения – на глубинах 829 и 837 м. В целом, график отображает тенденцию увеличения значения плотности с глубиной.

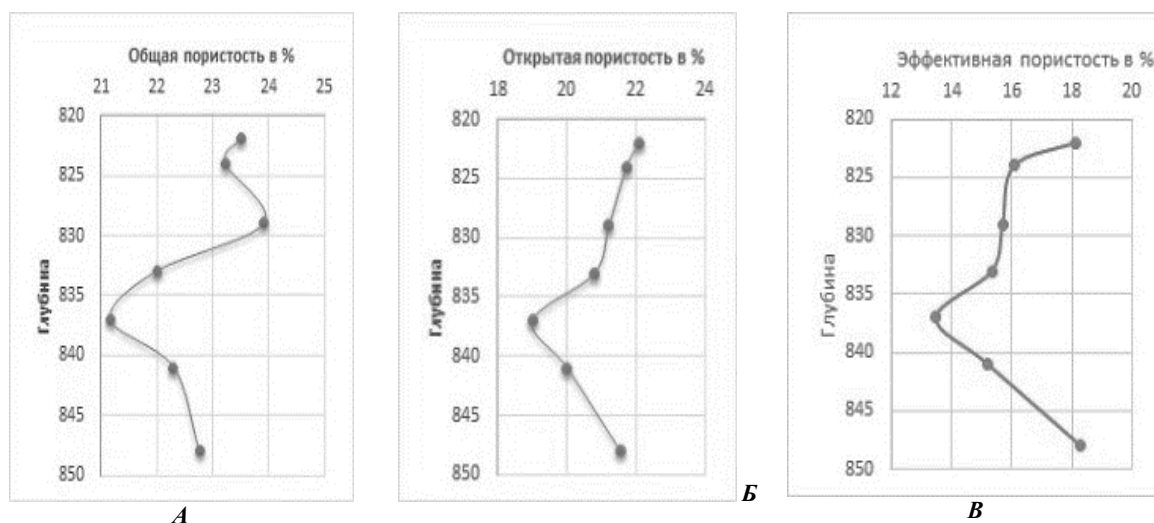


Рис. 1. График вертикальной изменчивости пористости пород

График вертикальной изменчивости общей пористости (рис. 1, А) показал, что на глубине 829 м отмечается максимальное значение общей пористости со значением 23,91 %, а самое минимальное значение (21,18 %) – на глубине 837 м. Далее, с глубиной показания общей пористости начинают возрастать, достигая величины 22,76 %.

График изменчивости открытой пористости (рис. 1, Б) показал, что на глубине 822 м значение открытой пористости принимает максимальное значение (22,09 %), а дальше с глубиной, показания открытой пористости начинают плавно уменьшаться, достигая минимума (19 %) на глубине 837 м, после чего, значения снова повышаются до 21,54 %.

На графике изменчивости эффективной пористости (рис. 1, В) мы наблюдаем, что с глубины 822 м со значения 18,11 % показания эффективной пористости начинают плавно уменьшаться. Достигнув минимума (13,49 %), график движется в сторону увеличения до значения 18,31 % на глубине 848 м. Характер изменения общей, открытой и эффективной пористости имеет похожую изменчивость.