



CC04

An Integrated Approach to the Interpretation of Log Data in Complex Carbonate Reservoirs of the Pre-Jurassic Basement of the Southeast of Western Sibe

N.K. Kayurov* (IPGG SB RAS), V. Glinskikh (IPGG SB RAS), K. Sukhorukova (IPGG SB RAS) & I. Mikhailov (IPGG SB RAS)

SUMMARY

Western Siberian Paleozoic deposits are the most poorly understood within the West Siberian oil and gas basin. At the same time, it is difficult to study because of the complex geological structure and hydrodynamic conditions. Commercial oil and gas content of these deposits proved in different Western Siberian regions. In the Paleozoic deposits of the regions southeast part was discovered the oil, gas and condensate accumulations including Archin and Urman fields.



Комплексный подход к интерпретации данных ГИС в сложнопостроенных карбонатных коллекторах доюрского фундамента юго-востока Западной Сибири

Н.К. Каюров, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова, И.В. Михайлов (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН)*

Введение

В связи с уникальностью карбонатных пород-коллекторов доюрского фундамента Западной Сибири и сложностью в изучении развитых в них коллекторов существует необходимость в комплексной интерпретации данных геофизических исследований после и в процессе строительства скважин, особенно на юго-востоке Западно-Сибирской провинции, где промышленная нефтегазоносность доказана на ряде месторождений (Арчинское, Урманское, Северо-Останинское и др.) (Конторович, 2006). Разработанные подходы должны решать задачи по определению фильтрационно-емкостных свойств и насыщения коллекторов в условиях высокоомного разреза.

Методы исследования

Реализован комплексный подход к характеристике сложнопостроенных карбонатных коллекторов доюрского фундамента. Петрофизический анализ проведен с помощью совместного анализа интерпретации данных акустического, нейтронного и плотностного каротажа, с учетом влияния объемной доли глинистого материала и профиля скважины (Заляев, 1990). Тип коллектора определен через коэффициент сжимаемости порового пространства и насыщающего флюида (Добрынин, 2004).

Для определения насыщения использованы данные электрического и электромагнитного (1D и 2D инверсия БКЗ) (Эпов, 2010), плотностного, нейтронного каротажей, а также данные газового каротажа и испытаний пластов. Проведен анализ содержания органического вещества по разрезу (геохимический каротаж) (Passey, 1990).

Результаты

Карбонатные породы доюрского основания (девон-карбон) представлены преимущественно плотными известняками, часто доломитизированными, редко доломитами, так же встречаются терригенно-карбонатные разности (глинистые известняки) с высоким содержанием глинистого материала (до 40%) (рис. 1).

В известняках и доломитах развиты преимущественно трещиноватые, кавернозно-трещиноватый и трещиновато-кавернозные типы пустотного пространства. Доля трещиноватых коллекторов наиболее распространена в верхней части разреза пород фундамента и постепенно уменьшается вниз по разрезу. Доля кавернозных разностей имеет слабую зависимость от глубины, однако, из-за уменьшения трещиноватых разностей, вклад каверн в пустотное пространство резко возрастает.

Коэффициент пористости с преобладанием трещиноватых и кавернозно-трещиноватых коллекторов изменяется в пределах 0.09 – 0.18 д.е., редко до 0.22 – 0.27 д.е., что обусловлено относительно высокой концентрацией трещин. Коэффициент проницаемости в этих зонах варьируется в достаточно больших пределах от 0.4 – 5 до 100-150 мД.

Коэффициент пористости с преобладанием кавернозной пористости характеризуются значениями коэффициента 0.03 – 0.09 д.е., коэффициента проницаемости до 0.1 мД.

Глинистые известняки обычно обладают завышенными значениями пористости и проницаемости по данным каротажа. В первую очередь, это можно объяснить отсутствием



точного значения объемного содержания глинистого материала, а также повышенной кавернностью, которую невозможно учесть стандартными методиками. Тем не менее, эффект повышенной кавернности не связан с фильтрационно-емкостными свойствами, а обусловлен механическими свойствами самой породы, и обрушение вызвано недокомпенсацией давлением бурового раствора на стенку скважины. Косвенно это видно при интерпретации диаграмм БКЗ, где по полученному пространственному распределению удельного электрического сопротивления (УЭС) отмечается отсутствие зоны проникновения, а понижение УЭС в ближней зоне обусловлено кавернами.

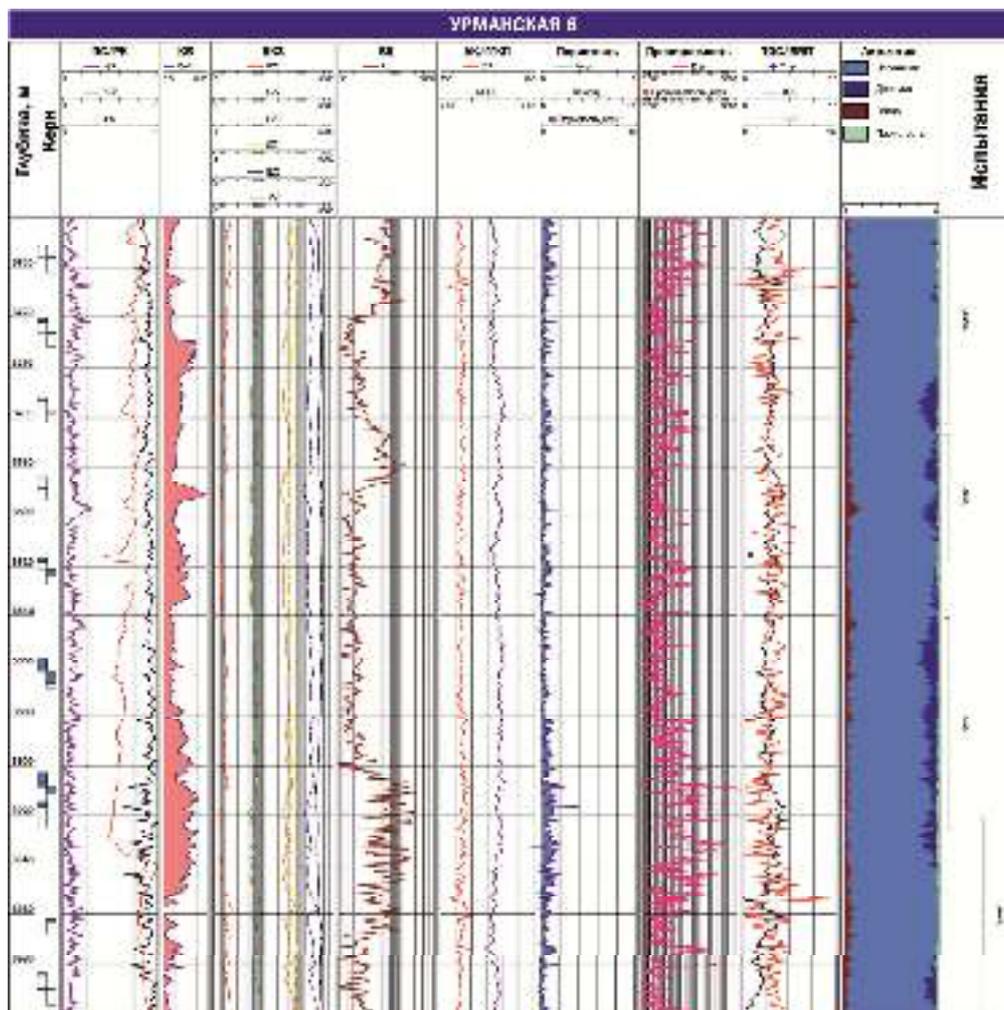


Рисунок 1 Сводный планшет по скв. 6 Урманской площади.

Библиография

Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. [2004] Петрофизика (физика горных пород). ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва.

Заляев Н.З. [1990] Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин. Издательство «Университетское», Минск.

Конторович В.А., Конторович А.Э. [2006] Геологическое строение докембрийско-палеозойских платформенных отложений в юго-восточных районах Западной Сибири. Отечественная геология, 6, 62-70.



ГеоБайкал'16

Эпов М. И., Каюров К.Н., Ельцов И.Н. и др. [2010] Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF Pro. Бурение и нефть, 2, 16-19.

Passey Q., Crecmey S., Kulla J.B. et al. [1990] A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. AAPG Bulletin, V. 74, 17, 1777-1794.