

ХАРАКТЕРИСТИКА СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ПАЛЕОЗОЙСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ АРЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ) ПО ДАННЫМ ГИС

Никита Константинович Каюров

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, ведущий инженер лаборатории скважинной геофизики, тел. (383)330-79-47, e-mail: KayurovNK@ipgg.sbras.ru

Вячеслав Николаевич Глинских

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, зав. лабораторией скважинной геофизики, тел. (383)330-45-05, e-mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Карина Владимировна Сухорукова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-49-52, e-mail: SuhorukovaKV@ipgg.sbras.ru

Палеозойский нефтегазоносный комплекс является одним из наименее изученных в пределах всей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Комплекс представлен преимущественно карбонатными, терригенно-карбонатными и метаморфизованными терригенными породами. Преобладают коллекторы со сложной структурой, преимущественно кавернозно-трещиноватые. Насыщение коллекторов обычно имеет четкую стратификацию по разрезу скважин и представлено нефтью, часто с газово-газоконденсатной шапкой, практически повсеместно подстилается высокоминерализованной пластовой водой.

Ключевые слова: петрофизика, ГИС, отложения палеозоя, трещиновато-кавернозные коллекторы, карбонатные и метаморфизированные породы.

PALEOSOICS COMPLEX TRAPS CHARACTERIZATION OF ARCHIN FIELD (TOMSK REGION) BY GEOPHYSICAL LOGGING DATA

Nikita K. Kayurov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Lead Engineer of the Borehole Geophysics Laboratory, tel. (383)330-79-47, e-mail: KayurovNK@ipgg.sbras.ru

Viacheslav N. Glinskikh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Head of the Borehole Geophysics Laboratory, tel. (383)330-45-05, e-mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Karina V. Sukhorukova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior staff scientist of the Borehole Geophysics Laboratory, tel. (383)330-49-52, e-mail: SuhorukovaKV@ipgg.sbras.ru

Paleozoic oil and gas complex is one of the frontiers in the West Siberian oil and gas province. The complex is represented calcareous, clastic-carbonate and metamorphosed clastic rocks.

Traps have a complex structure, mainly it have cavernous-fractured types. Traps usually saturated by oil with gas and condensate caps and underlain by highly mineralized formation water.

Key words: petrophysics, logging data, Paleozoic rocks, fractured and cavernous traps, carbonate and metamorphosed rocks rocks.

Отложения палеозоя Западной Сибири являются наиболее слабоизученными в пределах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, и одновременно затруднительно их изучение из-за сложного геологического строения и гидродинамических условий. Промышленная нефтегазоносность данных отложений доказана в разных регионах Западной Сибири. На юго-востоке нефтегазоносного бассейна открыт ряд залежей нефти, газа и газоконденсата в отложениях палеозоя, среди которых Арчинское месторождение [3, 4].

Данные геофизических исследований скважин (ГИС) позволяют получать информацию о составе, строении и насыщении сложнопостроенных коллекторов. Для значительного продвижения в изучении палеозойских отложений необходим комплексный подход к интерпретации данных ГИС с привлечением данных геолого-технологических исследований и газового каротажа (ГТИ), а также результатов испытаний пластов (ИП) и лабораторных исследований керна и др.

Для определения литологической характеристики палеозойских отложений применялся расширенный комплекс данных ГИС, включающий данные методов радиоактивного (ГК, НГК), электрического (БК, БКЗ), индукционного (ИК), акустического (АК), плотностного (ГГКп) каротажей, кавернометрии (КВ). Совместный анализ этих данных позволяет выделить в разрезе основные встречающиеся литотипы и восстановить объемную литологическую модель изучаемых отложений. Петрофизический анализ проводился с помощью совместного анализа результатов интерпретации данных акустического, нейтронного и плотностного каротажа, с учетом влияния объемной доли глинистого материала и профиля скважины. Для определения насыщения использованы данные электрического, плотностного, нейтронного каротажей, а также данные газового каротажа и результатов испытания пластов. Тип коллектора определен с использованием коэффициента сжимаемости порового пространства [1, 2].

Отметим, что литологические и петрофизические модели, по данным ГИС, увязывались с данными исследований керна. Из-за развитой трещиноватости вынос керна редко достигал 50 % и в основном представлен плотными непроницаемыми разностями. Также затруднительно стандартными методами оценить петрофизические характеристики трещиноватого коллектора на керне, из-за чего верифицировать результаты возможно только по части минимальных значений пористости и проницаемости.

Породы доюрского основания Арчинского месторождения главным образом представлены карбонатными, терригенно-карбонатными и метаморфизованными терригенными породами девона (рис. 1). Карбонатные породы, которые наиболее развиты в разрезе палеозоя, представлены плотными известняка-

ми, часто доломитизированными, редко доломитами. По данным плотностного и электрического каротажей, плотность известняков увеличивается с глубиной, уменьшается степень трещиноватости. Часто встречаются прослой хрупкого (что видно из анализа кавернометрии) глинистого известняка. Терригенные разности представлены метаморфизованным аргиллитом до глинистых сланцев, часто трещиноватым.

По породам девона, как правило, развиты породы коры выветривания, мощность которых может достигать 10-30 м. Представлены они преимущественно терригенными (метаморфизованные алевролиты, аргиллиты, глинистые сланцы) и терригенно-карбонатными породами (глинистый известняк, известковистый конгломерат). Отложения коры выветривания или девона несогласно перекрыты тюменской или тогурской свитами.

В карбонатных породах преобладает трещиноватые, кавернозно-трещиноватый и трещиновато-кавернозные типы пустотного пространства. При этом первый тип наиболее развит в верхней части отложений. Вниз по разрезу уменьшается доля трещинных коллекторов и растет доля кавернозных коллекторов.

Это напрямую влияет на распределение коллекторских свойств. Коэффициент пористости трещиноватых и кавернозно-трещиноватых коллекторов варьируется в пределах 0.11-0.18 д.е., редко достигает 0.24-0.26 д.е. В первую очередь это обусловлено высокой концентрацией трещин. Коэффициент проницаемости в этих зонах варьируется в достаточно больших пределах: от 0.5-3 до 100-120 мД.

Коллекторы с преобладанием кавернозной пористости характеризуются коэффициентом пористости 0.04-0.07 д.е. Коэффициент проницаемости таких коллекторов редко превышает 0.1 мД.

По данным каротажа, терригенно-карбонатные породы, представленные глинистыми известняками, обычно обладают завышенной пористостью и проницаемостью. Это обусловлено в первую очередь отсутствием точного значения объемного содержания глинистого материала, а также повышенной кавернозностью, которая зачастую не может быть учтена стандартными алгоритмами. Тем не менее повышенная кавернозность не связана с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, а обусловлена, скорее всего, механическими свойствами самой породы, и обрушение вызвано недокомпенсацией давления бурового раствора на стенку скважины. В частности, это демонстрируется по результатам интерпретации диаграмм БКЗ, где по полученному пространственному распределению удельного электрического сопротивления (УЭС) отмечается отсутствие зоны проникновения, а понижение УЭС в ближней зоне обусловлено кавернами [5].

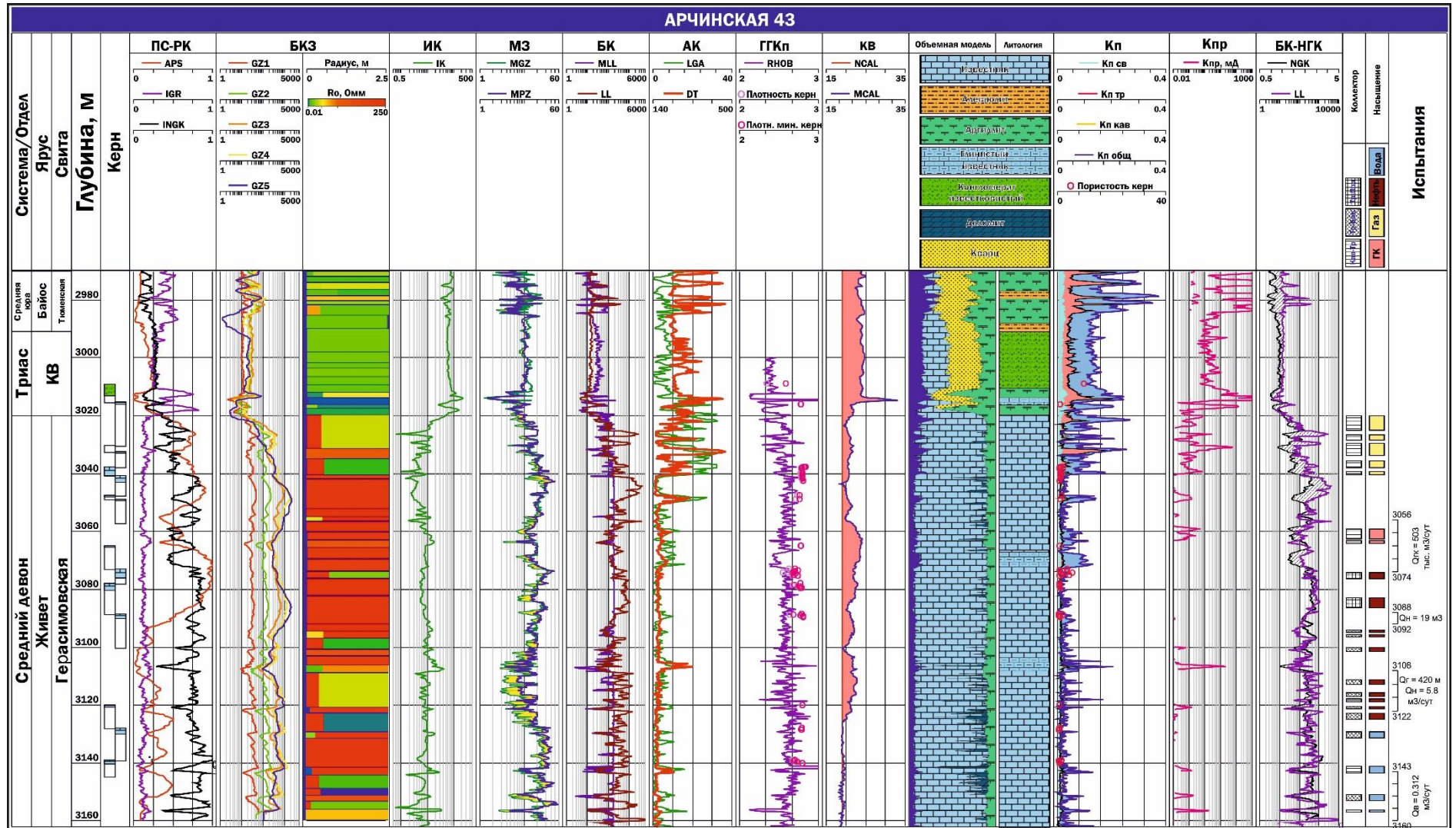


Рис. Сводный планшет данных ГИС и результатов интерпретации по скв. 41 Арчинской площади

Коллекторы в глинистых сланцах (метаморфизованных аргиллитах) обычно имеют трещиноватую природу. Коэффициент пористости редко превышает первые единицы процентов.

Определение насыщения, по данным ГИС, осложнено из-за высокоомной матрицы пород-коллекторов. Тем не менее при численной инверсии данных БКЗ коллекторы, насыщенные газом, газоконденсатом и нефтью, характеризуются УЭС пластов более 20 Ом*м, при насыщении пластовой водой – около 9-10 Ом*м. Также информативны данные газового каротажа, где разделение продукта от пластовой воды проводится по сумме предельных (до C₆) углеводородов (УВ), газовые и газоконденсатные залежи от нефтяных – по отношению метана к тяжелым УВ.

Насыщение коллекторов обычно имеет четкую стратификацию. В верхней части разреза преобладают газовые и газоконденсатные залежи, ниже по разрезу скважины сменяются нефтяными залежами, которые повсеместно подстилаются пластами с высокоминерализованной пластовой водой. В разрезах некоторых скважин вскрыты только коллекторы без газо-газоконденсатной шапки (скв. 44, 46). В скважине 58 получены притоки только пластовой воды. Это может говорить о гидродинамической связи залежей, хотя в разрезах скважин коллекторы, обладающие вторичной пористостью, имеют четкое разделение друг с другом.

Применительно к изучению палеозойских отложений выполнена комплексная интерпретация данных ГИС с привлечением данных ГТИ и результатов лабораторных исследований керна и дана геолого-геофизическая характеристика сложнопостроенных коллекторов Арчинского месторождения на юге Томской области.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (физика горных пород). - М: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004, - 368 с.
2. Заляев Н.З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин. - Минск: Издательство «Университетское», 1990. - 144 с.
3. Конторович В.А., Бердникова С.А., Калинина Л.М. и др. Модель геологического строения и нефтегазоносность зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в Чузикско-Чижапской зоне нефтегазонакопления // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2006. - № 5-6. - С. 91-102.
4. Конторович В.А., Конторович А.Э. Геологическое строение докембрийско-палеозойских платформенных отложений в юго-восточных районах Западной Сибири // Отечественная геология. - 2006. - № 6. - С. 62-70.
5. Эпов М. И., Каюров К.Н., Ельцов И.Н., Сухорукова К.В., Петров А.Н., Соболев А.Ю., Власов А.А. Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF Pro // Бурение и нефть. - 2010. - № 2. - С. 16-19.

© Н. К. Каюров, В. Н. Глинских, К. В. Сухорукова, 2016