

УДК 550.822.3

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ПРОДОЛЬНОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ТОНКОПЕРЕСЛАИВАЮЩИХСЯ ЗАЛЕЖАХ И ОЦЕНКА ИХ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ

THE APPLICATION OF IN-LINE PROFILING METHODS OF TERRIGENOUS
COLLECTORS IN COMPLEX AND INTERLAMINATED DEPOSITS AND THE
ESTIMATION OF ITS FILTRATION-VOLUMETRIC PARAMETRES

Н. А. Аипов, М. М. Алиев, С. Р. Бембель

N. A. Aipov, M. M. Aliev, S. R. Bembel

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: маломощные коллектора; тонкие глинистые прослои;
методы продольного профилирования; ачимовская пачка; Западная Сибирь*
*Key words: thin reservoirs; thin clay interlayers; in-line profiling methods; achimov bundle;
Western Siberia*

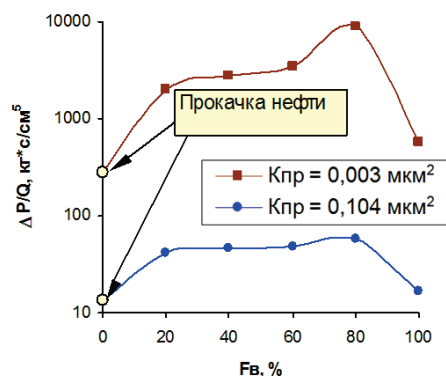
В настоящее время в балансе добычи доля трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) нефти постоянно растет. Основной прирост запасов углеводородного сырья реализуется за счет разработки низкопроницаемых (коэффициент проницаемости менее $0,05 \text{ мкм}^2$) сложнопостроенных залежей. На их долю в России приходится свыше 40 % ТриЗ нефти [1]. Коллекторы таких залежей, как правило, характеризуются чрезвычайной неоднородностью, обусловленной макро- и микростроением, которое определено литолого-фациальными и структурно-морфологическими условиями осадконакопления. Состав низкопроницаемых коллекторов отличается значительным содержанием пылеватого и глинистого материала в сочетании с частым его переслаиванием с песчаными разностями (например, пласты месторождения X). Вследствие этого, все петрофизические и фильтрационные параметры и их зависимости отмечаются высокой дисперсией. Физико-химические процессы, протекающие в низкопроницаемых коллекторах при добыче нефти методом заводнения, существенным образом отличаются от тех же процессов в коллекторах с проницаемостью более $0,05 \text{ мкм}^2$. Образование на поверхности пор и поровых каналов, содержащих глинистый материал, дополнительного слоя адсорбированных молекул воды, приводит к изменению структуры порового пространства. Увеличение вязкостей эмульсии нефти и воды при определенном их соотношении сильнее сказывается на режиме фильтрации именно в низкопроницаемых коллекторах.

На рисунке 1 представлено изменение фильтрационного сопротивления (ФС) образцов пласта месторождения X с различной проницаемостью в зависимости от соотношения в потоке нефти и воды при их совместной фильтрации в стационарном режиме.

При движении в потоке 20 % нефти и 80 % воды ФС ($\Delta P/Q$, где ΔP — перепад давления, Q — расход флюидов) заглинизированного образца с проницаемостью $3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ относительно образца с проницаемостью $104 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ возрастает в 153,5 раза, в то время как отношение их проницаемостей составляет всего 34,6. Приведенный пример свидетельствует о том, что при увеличении либо уменьшении градиента давления ФС в неоднородных породах изменяется непропорцио-

нально (нелинейно). Аналогичный эффект наблюдается также в собственно низкопроницаемых неоднородных глинизированных коллекторах.

Рис.1. Изменение фильтрационного сопротивления образцов ($\Delta P/Q$) в зависимости от проницаемости и содержания воды в потоке (F_v) при совместной стационарной фильтрации нефти и воды



Представленные данные (см. рис. 1) дают основание предположить, что пропластки коллектора с малой проницаемостью могут блокироваться при добыче нефти методом заводнения и промывка пласта будет осуществляться по крупным поровым каналам. Повышение давления в нагнетательной скважине может привести к микроразрыву существующих относительно крупных поровых каналов. Дополнительно можно отметить, что при прорыве воды в добывающую скважину вследствие увеличения ФС пласта может существенно снизиться его продуктивность (что и наблюдается на некоторых месторождениях Западной Сибири). Поэтому при математическом моделировании гидродинамических процессов необходимо предусмотреть в составе программного обеспечения алгоритм, контролирующий проявление нелинейных эффектов в неоднородных коллекторах.

Пласты мощностью 0,4 м и более однозначно выделяются по данным геофизических исследований скважин (ГИС). Определенные трудности вызывает количественная оценка толщины тонко- и микропрослоев, которые не участвуют в разработке, хотя содержат все признаки нефтенасыщения. При изучении кернового материала на стадии макроописания, как отмечают в своих работах А. Т. Горбунов, А. Г. Ковалев, А. М. Петраков, Ю. Г. Пименов, Т. А. Султанов, необходимо давать детальную характеристику неоднородным коллекторам, отмечая при этом чередование литологических разностей, толщину прослоев и их число на один метр пласта. Такая информация о структурно-текстурных особенностях залежи позволяет более точно определять промышленные запасы нефти на месторождениях, поскольку содержание остаточной нефти в коллекторе при его промывке водой зависит от макро- и микростроения пласта. Различия содержания остаточной нефти в монолитных и микрослоистых (особенно при наличии тонкого углистого материала) образцах может достигать 10–15 % [2].

Таким образом, неоднородное в литологическом отношении строение пласта в значительной степени контролирует как фильтрационные, так и емкостные характеристики коллектора. Пропластки толщиной менее 0,4 м геофизическими методами выделению почти не поддаются. Надежная методика, позволяющая однозначно выделять тонкие прослойки, отсутствует. В связи с этим особую актуальность приобретает исследование неоднородного коллектора, представляющего собой переслаивание различных литологических типов пород толщиной от единиц миллиметров до 0,2–0,4 м и более.

Цель данной работы — обоснование применимости комплекса профильных методов исследования для выделения литологических типов пород в неоднородных переслаивающихся коллекторах на полноразмерном керне и оценка их фильтрационно-емкостных свойств.

Профильные методы включают измерение спектральной гамма-активности и газопроницаемости, фотографирование в обычном и ультрафиолетовом свете, запись микронеровностей среза образца, которые обусловлены характером распределения частиц в образце, их размерами и формами. Кроме того, в состав профильных методов исследований входит изучение скоростей распространения продольных и поперечных акустических волн в образце пород. Однако в рамках данной работы последний метод не рассматривается.

Профильные методы позволяют проводить измерения на образцах керна с шагом дискретности до единиц миллиметров. При записи микронеровностей (микрон неоднородностей) уровень детализации может быть задан от микрона и выше. При этом шаг измерения выбирается из заданных условий решаемой задачи.

Оценка возможности выделения маломощных коллекторов и тонких глинизированных и глинистых прослоев в залежах с использованием методов продольного профилирования выполнялась на коллекции керна ачимовской пачки месторождения X Западной Сибири.

Измерение объемной плотности позволяет оценить пористость, выделить зоны карбонатизации и пиритизации, углистые прослои, прочие аномальные по плотности включения. По мощности эквивалентной дозы излучения (по радио) оценивается общая глинистость пород. В совокупности по величинам естественного и рассеянного гамма-излучения с использованием эталона, разработанного для данного района, определяется литологический тип породы. Пример записи общей радиоактивности керна, и сопоставление ее со скважинным гамма-каротажом (СГК) приведен на рисунке 2.

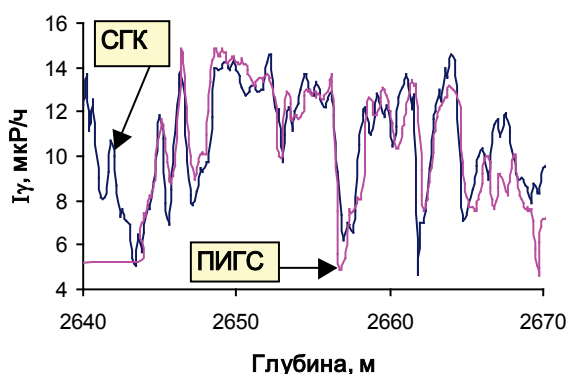


Рис. 2. Сопоставление результатов скважинного гамма-каротажа (СГК) и профильной интегральной гамма-спектрометрии (ПИГС)

Отметим (см. рис. 2), что кривая профильной интегральной гаммаспектрометрии (ПИГС) с высокой точностью повторяет ход графика, характеризующего изменение СГК. При внимательном рассмотрении рисунка нетрудно заметить, что на общем фоне флуктуации графика ПИГС часто наблюдаются локальные снижения и увеличения ее значений. На графике СГК это явление проявляется относительно редко и оно менее выражено. Такой эффект, безусловно, определен большей разрешающей способностью ПИГС против СГК.

Точное сопоставление скважинных и лабораторных измерений естественной радиоактивности в абсолютных единицах практически невозможно. Прежде всего, это связано с тем, что скважинные радиометры перед исследованиями не эталонируются [4]. Показания прибора определяются только массовыми содержаниями естественно-радиоактивных элементов (ЕРЭ) в породе. При неспектрометрических измерениях по показаниям прибора (по мощности экспозиционной дозы) невозможно выделить гамма-излучение различных ЕРЭ и количественно оценить содержание каждого из них в отдельности. Определенное искажение при подсчете вклада ЕРЭ в общую долю радиоактивности при ГИС и лабораторных измерениях вносит калий, вследствие низкой эффективности регистрации его гамма-

излучения. Тем не менее между общей радиоактивностью породы, измеренной в скважине и лаборатории, существует связь (поскольку показания приборов в общем случае определяются массовым содержанием ЕРЭ в породе).

Поэтому, для удобства сопоставления графиков, вертикальный и горизонтальный масштаб ПИГС приводятся в соответствии с масштабом записи СГК (регистрация точек СГК выполнялась через 20 см, а ПИГС — через 10 см). Вследствие этого на рисунке 2 масштаб графика ПИГС отображен в относительных единицах.

Известно, что естественная радиоактивность определяется содержанием в породе радиоактивных элементов уран-ториевого рядов, а также радиоактивного калия. Поскольку ЕРЭ наибольшее распространение в породе имеют в глинистой составляющей, то результаты СГК и ПИГС являются критерием определения глинистости. Породы, содержащие наименьшее количество глинистых частиц, обладают небольшой радиоактивностью. На этом принципе основано выделение глинистых пород и в разрезе скважины, и на керне в лабораторных условиях. Так как на лабораторных установках имеется возможность задавать расстояние между точками регистрации естественной радиоактивности пород до первых миллиметров, определение толщины различных литологических пропластков также сводится к первым миллиметрам.

Отметим также, что результаты ПИГС дают, помимо возможности точной привязки керна к каротажной диаграмме, представление об условиях осадконакопления (морские — $\text{Th}/\text{U} = 7\text{--}2$; континентальные — $\text{Th}/\text{U} < 2$), минералогическом составе (по Th/K ; это отношение уменьшается в ряду глауконит — мусковит — иллит — смешанослойные глинистые минералы — каолинит — хлорит).

Фотографирование керна в диапазоне видимого и ультрафиолетового (УФ) света осуществляется на цифровой фотокамере с высоким разрешением — до $7\,000 \times 5\,000$ точек на матрицу, что позволяет при увеличении получать изображение отдельных крупных зерен и включений, идентифицировать структуру и текстуру породы [3]. При этом с учетом одинаковой освещенности керна сопоставляется градация серого цвета (яркость) с глинистостью, выделяются по цветовой шкале включения. Фотографирование в УФ-свете позволяет выделять по интенсивности и цвету свечения степень нефтенасыщенности, карбонатность и некоторые органические включения. Пример компьютерной обработки фотографий представлен на рисунке 3 а, б.

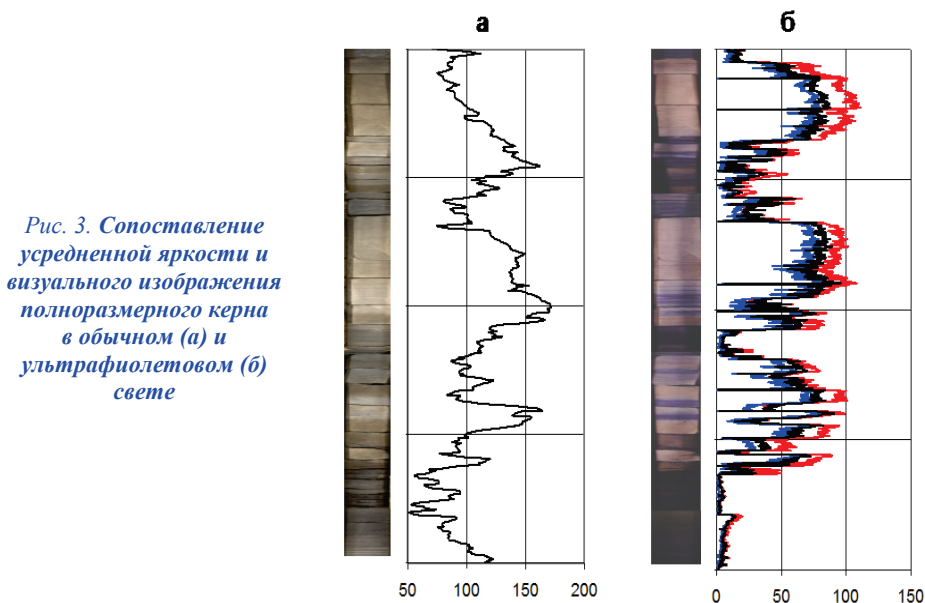


Рис. 3. Сопоставление усредненной яркости и визуального изображения полноразмерного керна в обычном (а) и ультрафиолетовом (б) свете

Характер свечения пород в обычном свете (см. рис. 3 а) демонстрирует изменение интенсивности свечения, по которой в керне выделяется порода глинистая — порода неглинистая. Минимальное значение интенсивности соответствует глине. Как правило, неглинистая часть керна в терригенных породах является коллектором. Фотографирование керна в УФ-свете позволяет дифференцировать керн по характеру насыщения (см. рис. 3 б). Цвет и степень свечения керна в УФ-свете зависит от характера насыщающих флюидов. Так, максимальное значение на шкале свечения соответствует зоне нефтенасыщения, минимальное — промытой зоне (зоне проникновения фильтра бурового раствора). В этом случае керн светится голубовато-синим цветом. Наименьшее значение интенсивности здесь также характеризует зону неколлектора.

Таким образом, цвет и интенсивность свечения пород зависят от их структурно-текстурных особенностей, а цвет — от свойств нефтей, что является предметом дальнейших исследований наравне с изучением световых параметров карбонатных пород.

Анализ световых параметров фотографий керна в совокупности с результатами ПИГС позволяет наиболее достоверно идентифицировать литологический тип породы и особенности его строения.

Последовательность оценки проницаемости сводится к следующему. На срезе полноразмерного керна в воздушно-сухом состоянии определяется проницаемость по газу. При этом керн не очищается от насыщающих его флюидов (нефти либо воды). Затем из этого керна отбираются образцы, и определяется проницаемость. Данные сопоставляются и анализируются.

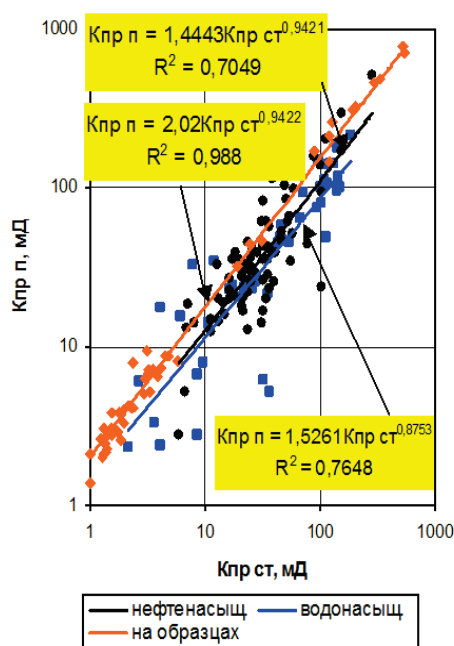


Рис. 4. Соотношение коэффициента проницаемости на стандартных образцах ($K_{пр ст}$) и срезе полноразмерного керна ($K_{пр п}$)

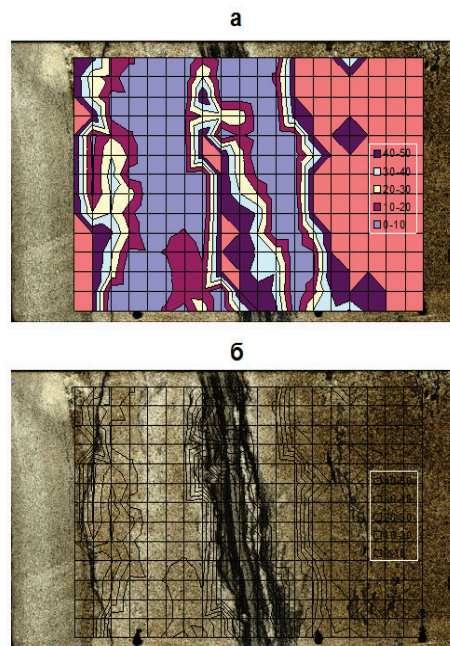


Рис. 5. Карта распределения проницаемости на срезе полноразмерного керна (а) и его матрица-субстрат (б). Масштаб 1:1

Адекватность результатов по проницаемостям, полученным на профильном пермеамetre, оценивается путем их сопоставления между собой. Для этого на од-

них и тех же стандартных образцах диаметром и высотой около 1,5 дюйма определяется проницаемость на пермеамetre и установке. Результаты представлены на рисунке 4.

Получены зависимости между проницаемостями стандартных образцов и полноразмерного керна в воздушно-сухом состоянии без экстракции, которые удовлетворительно описываются уравнением регрессии степенного вида. Относительно низкий коэффициент корреляции в этих уравнениях и высокую дисперсию значений коэффициентов проницаемости можно объяснить влиянием двух основных факторов:

- 1) различной степенью насыщения пород флюидами;
- 2) литологической и пустотной неоднородностью пород.

Поэтому при анализе результатов подобных исследований необходимо каждую точку на графике сопоставлять с данными ПИГС, профилограмм и фотографий.

При производстве профильных измерений проницаемости и общей радиоактивности срез керна обычно контролируется оператором визуально на предмет наличия трещин, каверн, переслаивания литологических разновидностей, которые определены микро- и макростроением пород.

Одно из важных приложений использования результатов профильного пермеаметра – построение карт двумерного распределения проницаемостей (рис. 5 а, б). Привлекательность таких карт обусловлена наглядностью, они существенно углубляют наши представления об основных составляющих механизма процесса фильтрации флюидов в неоднородных коллекторах.

Таким образом, анализ материала, полученного методами продольного профилирования, свидетельствует о том, что разрез сложнопостроенной тонкопереслаивающейся залежи (пласта) успешно расчленяется с любой заданной для практических целей точностью.

Профильные методы исследования полноразмерного керна дают интегральную характеристику разреза скважины в литологическом, структурно-текстурном и фильтрационном аспектах. Совместная обработка ПИГС, профилограмм, фотографий позволит создавать детальные и адекватные природным геологические модели в автоматизированном режиме.

В профильном методе измерения проницаемости реализуется принцип непрерывности в отличие от традиционного дискретного определения проницаемости на образцах. Использование данных профильной проницаемости позволит повысить точность гидродинамических расчетов.

Список литературы

1. Фаткуллин А. А. Выбор приоритетных методов воздействия на пласт в залежах с низкопроницаемыми коллекторами // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1999. – № 8 – С. 29–32.
2. Условия формирования остаточной нефтенасыщенности в полимиктовых коллекторах при их заводнении / Н. А. Черемисин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – № 9. – 1997. – С. 40–45.
3. Семенов В. В. Закономерности формирования инженерно-геологических условий массивов обожженных горных пород и методика их исследований: Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. – М., 2002. – 24 с.
4. Ларионов В. В. Радиометрия скважин. – М.: Недра, 1969. – 326 с.

Сведения об авторах

Аипов Нурсултан Аипович, аспирант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 7(909)7361993, e-mail: aipov@inbox.ru

Алиев Мурад Мехти-оглы, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 7(912)9991719, e-mail: murad.aliev.mo@gmail.com

Бембель Сергей Робертович, д. г.-м. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, начальник научно-исследовательского отдела ОАО «СургутНИПИнефть», г. Тюмень, тел. 7(908)8747358, e-mail: bembel_sr@surgutneftegas.ru

Information about the authors

Aipov N. A., Postgraduate, Industrial University of Tyumen, phone: 7(909)7361993, e-mail: aipov@inbox.ru

Aliev M. M., Postgraduate, Industrial University of Tyumen, phone: 7(912)9991719, e-mail: murad.aliev.mo@gmail.com

Bembel S. R. Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Industrial University of Tyumen, Head of research department «SurgutNIPIneft», phone: 7(908)8747358, e-mail: bembel_sr@surgutneftegas.ru