

К ВОПРОСУ О КОМПЛЕКСНОЙ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ТРАДИЦИОННЫХ И ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

© 2018 г. Е. А. Пономарева

В работе приведены результаты комплексной интерпретации геофизических исследований скважин с лабораторными данными о пористости и плотности, макроскопическим и микроскопическим описанием керна терригенного коллектора. Выполнена петрофизическая интерпретация, рассмотрены уравнения связи пористости и объемной плотности с учетом минералогической плотности скелета пиритизированных образцов.

Существуют детальные исследования об изменении плотностей Платинового пояса, плотностей между палеотипными эффузивами палеозоя и кайнотипными – триаса в доюрском основании Западной Сибири, структурно-тектоническими зонами открытого Урала и Зауралья, плотностей платформенного чехла и доюрского фундамента на западе ХМАО [Ананьева и др., 2008]. Написаны методики гравиметрического моделирования на основе комплекса геолого-геофизических данных плотностной модели сред [Костров и др., 2005; Манушко и др., 2012].

Получены интересные закономерности по петрофизической интерпретации рудных тел. Так, в

работе К.В. Лобанова и М.В. Чичерова выявлена связь петрофизических свойств пород продуктивной толщи в разрезе и по профилю на поверхности (рис. 1) [2017].

В настоящее время многие научные сообщества изучают петрофизику традиционных и нетрадиционных трудноизвлекаемых коллекторов. Согласно новым данным, полученным специалистами ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт», Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова и ЗАО «Мониторинг и моделирование геологических объектов», в Западно-Сибирском нефтегазоносном комплексе в баженовском горизонте установлено, что

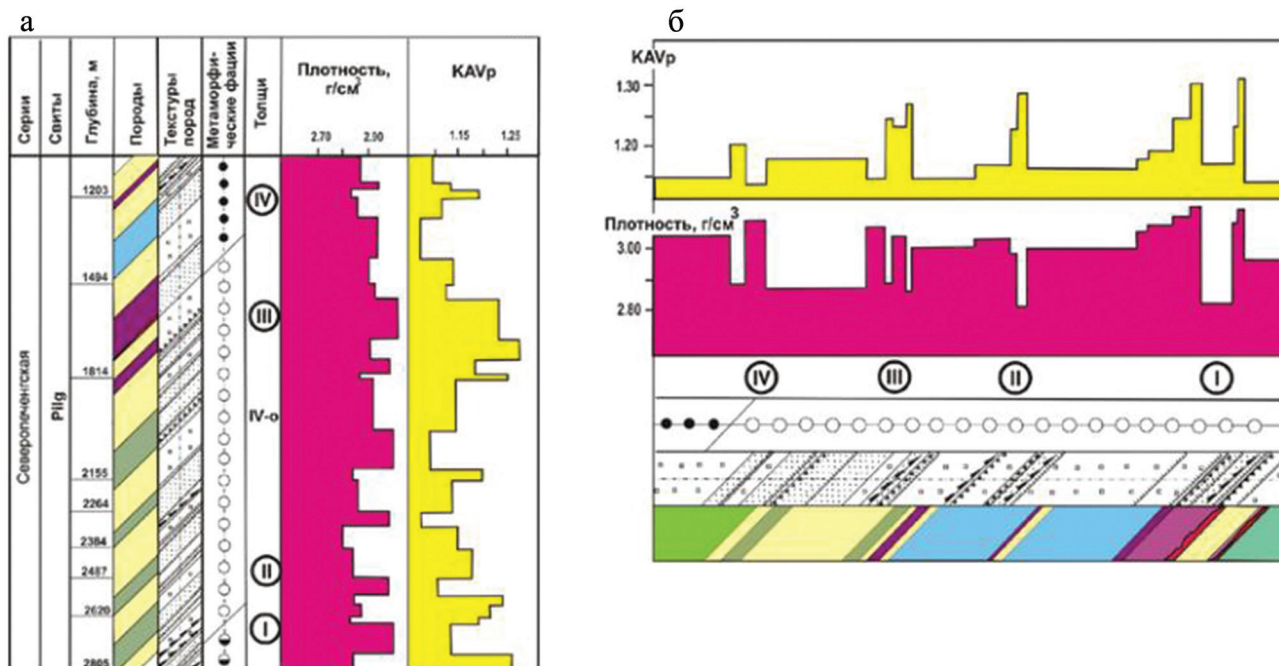


Рис. 1. Корреляция плотности, пористости и анизотропии V_p пород продуктивной толщи с зонами межпластовых тектонических нарушений восточного рудного узла по разрезу Кольской сверхглубокой скважины (а) и профилю на поверхности (б) [Лобанов, 2017].

«отношение Fe/S близко к 1, что связано с приуроченностью преобладающей массы железа к пириту (отношение Fe/S₂ = 0.9), дефицитом терригенного материала» [Панченко и др., 2016]. На рис. 2 представлен Красноленинский тип разреза по скважине 1 по данным И.В. Панченко с соавторами [2016], где выделяется пиритовая пачка, отмечается увеличение содержания пирита по разрезу скважины 1 от абалакской свиты к фроловской.

Однако при рассмотрении сложнопостроенного нефтенасыщенного терригенного коллектора с малыми эффективными мощностями, обилием песчаных линз-коллекторов, сложной структурой порового пространства и разнообразным литологическим составом необходимо использование комплексной петрофизической интерпретации. Петрофизическая интерпретация невозможна без результатов анализа

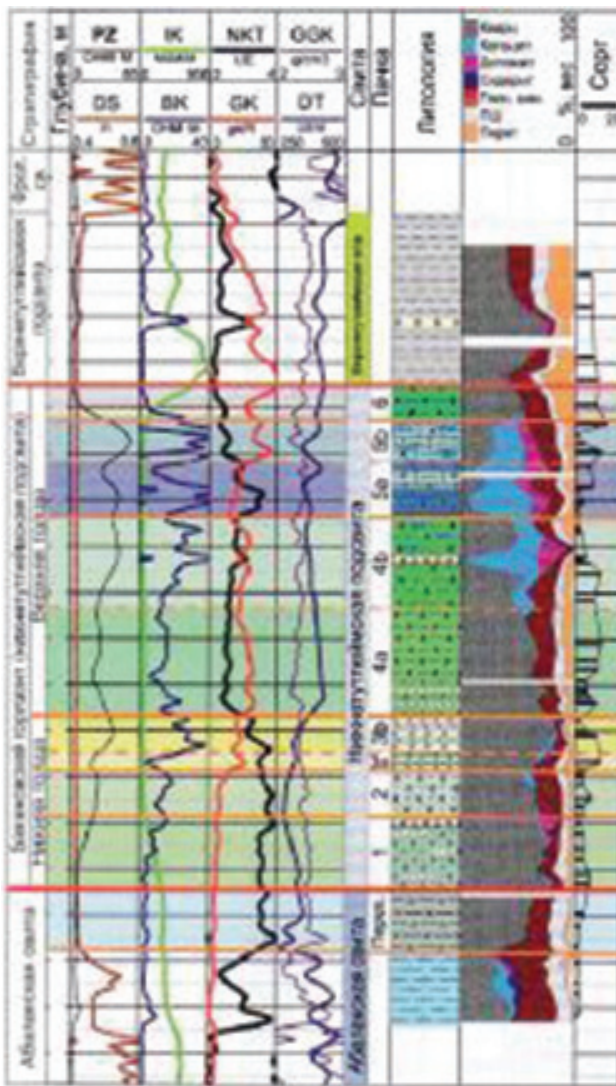


Рис. 2. Красноленинский тип разреза скважины 1 (схема корреляции опорных скважин) [Панченко, 2016].

керна, полученных на современном лабораторном оборудовании. Исследования начинаются с макроскопического описания, распиловки, фотографирования (в дневном и ультрафиолетовом свете), измерения профильной газопроницаемости, выполнения спектрального гамма-каротажа на керне. К исследованиям на керне подходят рационально. Полноразмерный керн распиливается на две неравные части в соотношении 2/3 и 1/3. Малая часть имеет производственное название – “щека керна”, хранится в специализированных кернохранилищах, а из другой части керна производится отбор образцов стандартного размера для проведения исследований, изготовления шлифов (или аншлифов). В зависимости от поставленной цели определяется стандартный и (или) специальный комплекс методов исследования.

Основные фильтрационно-емкостные свойства коллектора – это пористость и проницаемость, а также общая и минералогическая плотность. Рассмотрим некоторые детали интерпретации зависимости общей пористости от общей плотности с учетом минералогической плотности на примере традиционного терригенного нефтенасыщенного коллектора.

В терригенном коллекторе встречаются разнообразные литогенетические разности, такие как аргиллиты; алевролиты; песчаники; глинистые сланцы; песчано-алевритовые разности; песчано-алевритовые разности (частично доломитизированные, сидеритизированные, пиритизированные). Каждая разность состоит из пород с разной минералогической плотностью. Учет значений минералогической плотности важен в петрофизической интерпретации данных. На рис. 3 представлена взаимосвязь пористости и объемной плотности для образцов нефтенасыщенного терригенного коллектора без учета минералогической плотности.

Уравнение связи пористости и объемной плотности без учета минералогической плотности скелета имеет вид: $\delta_{об} = -0.0266K_n + 2.6737$, $R = -0.9801$, $n = 49$, где $\delta_{об}$ – объемная плотность, г/см³; K_n – об-

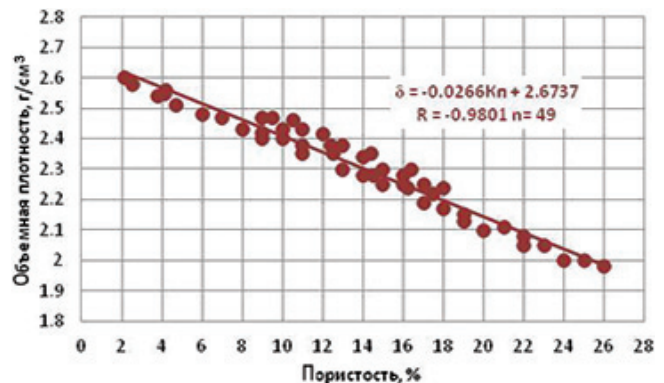


Рис. 3. Взаимосвязь пористости от объемной плотности.

щая пористость, %; R – коэффициент корреляции; n – количество образцов. Формула получена для всех литогенетических типов, характеризующих нефтегазоносный коллектор (пласт). По первичному и детальному макрокопическому описанию керна, петрографическому описанию шлифов выделены основные литогенетические различия и их характеристики. При детальном рассмотрении взаимосвязи пористости от объемной плотности без учета минералогической плотности наблюдаются две петрофизические зависимости.

Отмечаются различия с высокими значениями минералогической плотности относительно основной выборки образцов. Факторы, приводящие к увеличению значений плотности в терригенном коллекторе, – это пиритизация, сидеритизация, доломитизация разреза. Плотность пирита (FeS_2) варьирует от 4.95 до 5.17 г/см^3 ; сидерита (FeCO_3) – от 3.63 до 3.96; доломита – от 2.80 до 2.99 г/см^3 [Войткевич, 1990]. При детальном микроскопическом описании в исследуемом интервале отмечено наличие кристаллов пирита в шлифах по пятиугольным разрезам. Пирит равномерно переслаивается по терригенному коллектору, не отмечаются пласты или линзы. Пиритизированные участки разреза определены методами ГИС, такими как КС, ПС, ГК, ГГК-п, ГГК-с.

При определении насыщения коллектора по данным ГИС необходимо отмечать по литологии пиритизированные интервалы. Нефтенасыщенные коллекторы, в которых присутствует пирит, могут быть ошибочно отнесены к водонасыщенному типу коллектора. При метаморфизме в полимиктовых песчаниках могут образовываться железосодержащие минералы (в том числе пирит), в результате чего удельное электрическое сопротивление (нефтенасыщенного) пласта будет иметь низкоомные значения. Также при петрофизической интерпретации нужно учитывать физико-химический состав проб нефти с микроскопическим описанием шлифов. Увеличение значений плотности в исследуемых образцах возможно из-за влияния плотности урана (18.7 г/см^3). Как отмечает И.И. Нестеров, «в битуминозных глинистых породах Западной Сибири среднее содержание природного урана ... составляет $35 \cdot 10^{-4}$ мас. %» [Нестеров, 2011].

На рис. 4 представлена взаимосвязь пористости и объемной плотности для образцов с учетом минералогической плотности. Уравнение связи пористости и объемной плотности с учетом минералогической плотности скелета пиритизированных образцов имеет вид: $\delta_{об} = -0.027K_n + 2.723$, $R = -0.9840$, $n = 15$. Уравнение связи пористости и объемной плотности с учетом минералогической плотности скелета имеет вид: $\delta_{об} = -0.0263K_n + 2.6512$, $R = -0.9968$, $n = 34$.

В результате исследований установлено, что уравнения связи, полученные при детализации раз-

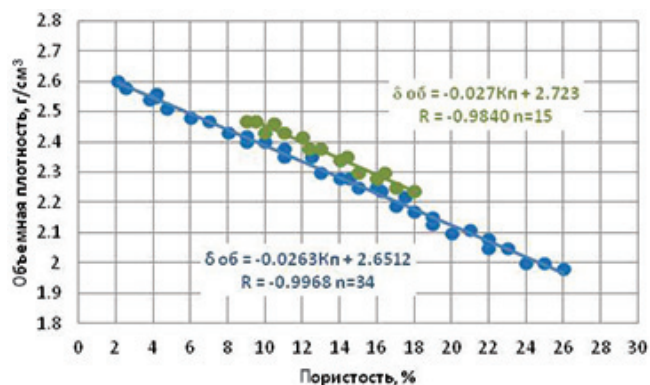


Рис. 4. Зависимость пористости от объемной плотности с учетом минералогической плотности.

реза по литологии (с учетом минералогической плотности образцов), имеют коэффициент корреляции выше ($R = -0.9968$), чем коэффициент корреляции без учета минералогической плотности образцов ($R = -0.9801$). Определена верная связь между пористостью и объемной плотностью с учетом минералогической плотности (без учета пиритизированных участков).

При комплексной интерпретации результатов геофизических исследований скважин с лабораторными данными о пористости и плотности, а также с макро- и микроскопическим описанием керна результат петрофизической интерпретации традиционных коллекторов становится точнее. Учитывая петрофизические результаты на следующих этапах работ, возможно дать достоверную оценку извлекаемым запасам углеводородов и сопутствующих компонентов как в традиционных нефтенасыщенных терригенных коллекторах, так и в трудноизвлекаемых.

Исследования проведены в рамках темы № АААА-А18-118052590032-6 государственного задания ИГГ УрО РАН “Палеогеодинамика и эволюция структурно-вещественных комплексов при формировании земной коры континентального типа (на примере Урало-Монгольского складчатого пояса и Западно-Сибирской платформы)”.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Ананьева Е.М., Винничук Н.Н., Иванов К.С., Кормильцев В.В., Федоров Ю.Н. О плотности пород востока Урала и фундамента Западно-Сибирской платформы. Екатеринбург: УрО РАН, 2008, 114 с.
- Войткевич Г.В. Справочник по геохимии. М.: Недра, 1990. 480 с.
- Костров Н.П., Кормильцев В.В., Федоров Ю.Н. Система 3D-интерпретации результатов гравимагнитных наблюдений с целью геологического картирования доюрского комплекса Западной Сибири // Горные ведомости. 2005. № 1. С. 57–61.

- Лобанов К.В., Чичеров М.В.* Структурно-петрофизическая характеристика согласных рудоносных зон синметаморфического расланцевания восточного рудного узла Печенгского рудного поля в разрезе СГ-3 и на поверхности // Мат-лы 18-й междунар. конф. “Физико-химические и петрофизические исследования в науках о Земле”. М.: ИГЕМ РАН, 2017. С. 161–164.
- Манушко Е.А., Костров Н.П., Иванов К.С.* Даниловский грабен Западной Сибири: геологическая интерпретация плотностных моделей // Вестн. Урал. отд. Рос. минерал. о-ва. Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2012. № 9. С. 93–98.
- Нестеров И.И.* Битуминозные глинистые и кремнисто-глинистые породы – новый глобальный источник топливно-энергетического сырья // Изв. вузов. Нефть и газ. 2011. № 6. С. 7–32.
- Панченко И.В., Немова В.Д., Смирнова М.Е., Ильина М.В., Барабошкин Е.Ю., Ильин В.С.* Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения кернa и ГИС // Геология нефти и газа. 2016. № 6. С. 22–34.