



Российская Академия Естественных Наук
Russian Academy of Natural Sciences
Российский Государственный Университет
нефти и газа им. И.М. Губкина
Gubkin Russian State University of oil and gas



Материалы
Proceedings of the
Международной конференции
International conference

ПЕТРОФИЗИКА:

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ, ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ

PETROPHYSICS:

CONTEMPORARY ASPECT, PROBLEMS, PROSPECTS

МОСКВА
MOSCOW
27.05.2010-28.05.2010



ПЕТРОФИЗИКА: ТРАДИЦИИ И НОВАЦИИ

В.М.Добрынин, Д.А.Кожевников, В.В.Стрельченко

РГУ нефти и газа им И.М.Губкина

Современное значение и направления развития петрофизики, как научной основы геологической интерпретации геофизических данных, тесно связаны с развитием геоинформационных технологий в целом и решением актуальных проблем развития минерально-сырьевых, энергетических и экологических ресурсов.

На наших глазах происходит техническое перевооружение петрофизики. Этот процесс отвечает решению проблемы адекватности 3D флюидодинамических моделей месторождений реальным геологическим объектам. Он органически связан с развитием «геологического интеллекта» в методологии комплексной интерпретации данных ГИС.

В изучении коллекторов нефти и газа объединение принципа петрофизической инвариантности коллекторов с принципом адаптивности позволило предложить инновационную технологию интерпретации данных комплекса ГИС, нацеленную на определение эффективной пористости (как необходимого атрибута коллектора) и относительной глинистости.

Внедрение 3D компьютерного моделирования и практика разработки месторождений нефти и газа обусловили выявление ряда некорректностей в сложившейся методологии нефтегазовых исследований. В результате была обоснована необходимость перехода от традиционной концепции «абсолютного порового пространства» к концепции «эффективного порового пространства». Базисными параметрами в этой концепции являются эффективная проницаемость (проницаемость по нефти/газу при остаточной водонасыщенности) и эффективная пористость.

Технические средства и возможности экспериментальной петрофизики обогатились изучением крупноразмерного керна с применением гамма- и инфракрасной спектрометрии, ЯМР, акустики, РСА, элементного анализа, флюидодинамических исследований при термобарических условиях естественного залегания.

Внимание исследователей привлекают рудные объекты, уголь (в частности, как источник газа), газогидраты.

ПЕТРОФИЗИКА И НЕФТЕГАЗОВАЯ НАУКА. ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

С.Н. Закиров¹, И.М. Индрупский¹, Э.С. Закиров¹, И.С. Закиров², Д.П.

Аникеев²

¹Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), ²ОАО “Лукойл”

Под нефтегазовой наукой авторы понимают иерархически и системно выстроенную совокупность научных дисциплин, причастных к проблематике нефтегазового недропользования. Эта совокупность дисциплин включает физику пласта и петрофизику, методологии ГИС, подсчета запасов, создания 3D геологических и 3D гидродинамических моделей, теорию фильтрации, теорию и практику разработки месторождений и т.д.

Все дисциплины нефтегазовой науки до последнего времени развивались под влиянием и “прессингом” дифференциальных уравнений многомерной и многофазной фильтрации Маскета-Мереса (1936 г.). Базисными коэффициентами в этих уравнениях выступали коэффициенты открытой пористости m_0 и абсолютной проницаемости $k_{абс}$. Поэтому соответствующие модели и методы мы называем концепцией абсолютного порового пространства (АПП). Здесь и далее символика и терминология принята согласно Физике нефтегазового пласта – прародительницы Петрофизики.

Наступившая эра 3D компьютерного моделирования в теории и практике разработки месторождений нефти и газа выявила ущербность концепции АПП. В частности, авторы показывают, что в стране (и мире) практически отсутствуют месторождения нефти с

- достоверными оценками геологических запасов,
- соответственно - с достоверными 3D геологическими и 3D гидродинамическими моделями пластов,
- а значит - с адекватными реальным системам разработки.

Концепция АПП заставила петрофизиков при построении корреляционных зависимостей использовать коэффициенты абсолютной проницаемости и открытой пористости. Практика показывает, что использование этих коэффициентов в петрофизических зависимостях характеризуется низкими коэффициентами корреляции. Неудивительно, что некоторые петрофизики стали привлекать коэффициенты эффективной пористости $m_{эф}$ и в ряде случаев – эффективной проницаемости $k_{эф}$. Ибо заметно возрастали коэффициенты корреляций у искомых зависимостей.

Однако, во-первых, исходные дифференциальные уравнения на такие действия не могли дать “добро”. Во-вторых, все современные 3D компьютерные модели насыщаются массивами коэффициентов $k_{абс}$ и m_0 . Поэтому корреляционные зависимости с использованием $k_{эф}$ и $m_{эф}$ не вошли в практику интерпретации ГИС, подсчета запасов, построения 3D геологических моделей.

В течение последних 5-6 лет авторы были вынуждены развить новую концепцию – эффективного порового пространства (ЭПП). Базисными коэффициентами в исходных уравнениях концепции ЭПП выступают $k_{эф}$ (фазовая проницаемость по нефти/газу при остаточной водонасыщенности $S_{e_{ост}}$) и $m_{эф}$, $m_{эф} = m_0(1 - S_{e_{ост}})$.

Если говорить о петрофизике, то она теперь уже обязана в своих петрофизических зависимостях использовать $k_{эф}$ и $m_{эф}$. Очевидно, что это должно повысить достоверность результатов интерпретации данных ГИС. В этом убеждают результаты соответствующих лабораторных экспериментов и независимые фактические данные керновых исследований.

При этом устраняется надуманное, «рукотворное» понятие неколлекторов. Напротив, появляется необходимость более тщательных петрофизических исследований низкопроницаемых разностей и их учета при геомоделировании.

Серьезной поддержкой концепции ЭПП является методология определения $m_{эф}$ по данным ГИС, развитая в последние годы в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина под руководством проф. Д.А. Кожевникова.

И так далее, вплоть до достоверных запасов, 3D моделей пластов, и главное, – новых технологий разработки месторождений нефти и газа. В относительно полной мере идеи и последствия концепции ЭПП отражены в книге: Закиров С.Н. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. – 484 с.

ПРОБЛЕМЫ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Д. А. Кожевников, К. В. Коваленко

РГУ НГ им. И.М. Губкина

Для коллекторов с полиминеральным составом матрицы и глинистого цемента значения пористости (открытой и общей) и глинистости оказываются малоинформативными. Гораздо большее практическое значение представляет моделирование на основе динамических параметров неоднородных коллекторов: эффективной (динамической) пористости и проницаемости. Широкое распространение 3D компьютерного моделирования, практика разработки месторождений нефти и газа выявили ряд некорректностей в методологии нефтегазовых исследований. В результате была обоснована необходимость перехода от традиционной концепции «абсолютного порового пространства» к концепции «эффективного порового пространства» (С.Н. Закиров и др.). Такой переход актуализирует вопросы петрофизического обеспечения моделирования месторождений нефти и газа.

Техническое перевооружение петрофизики органически связано с развитием «геологического интеллекта» методологии комплексной интерпретации данных ГИС. Расширение арсенала и совершенствование инструментальных методов петрофизики, большой объем накопленных в лабораториях данных актуализируют проблему перевода ее информационной базы с эмпирического уровня на уровень аналитических обобщений. Развитие базы петрофизических знаний необходимо для реализации информационного потенциала ГИС, уточнения аналитических связей между различными петрофизическими характеристиками и ФЕС коллекторов нефти и газа.

Так как коллектор - фильтрующая среда, то важнейшими его свойствами являются флюидоудерживающие способности матрицы и цемента. Эти параметры явным образом присутствуют в моделях эффективной и динамической пористостей. Петрофизическая модель коллектора (модель эффективной пористости) позволяет разделять коллекторы по величине водоудерживающей способности. Изменение эффективной пористости коллектора обусловлено изменением количества и состава цемента, что одновременно проявляется и в изменениях объемной плотности, удельного электрического сопротивления, диффузионно-адсорбционной активности и т.д. Образцы с высокой водоудерживающей способностью обладают высокой общей, но малой эффективной пористостью. Физические свойства коллекторов с высокой водоудерживающей способностью отличаются от тех, в которых цементация происходит за счет минералов с низкой водоудерживающей способностью.

Информационный потенциал современного комплекса ГИС реализован далеко не полностью. Дефицит строго обоснованных петрофизических моделей при изучении сложных коллекторов приходится компенсировать построением эмпирических многомерных петрофизических связей по результатам измерений на образцах керна в лабораторных условиях. Аналитические описания таких связей в алгоритмах интерпретации выполняются с помощью сугубо формальной

математической техники. Чтобы преодолеть принципиальные трудности поправочной парадигмы и неизбежного дефицита информации, методики интерпретации должны быть адаптивными, то есть «самонастраивающимися», интерактивно учитывающими текущие условия измерений, оперировать интерпретационной моделью, позволяющей решать прямую и обратную задачи для текущих условий измерений, включающих метрологические характеристики сенсоров физических полей.

Петрофизическое моделирование актуально для перехода к количественному определению эффективной (динамической) пористости, как **однозначному признаку коллектора** (в отличие от общей или открытой пористости).

На основе моделирования устанавливаются закономерности петрофизических взаимосвязей, которые допускают обобщение многопараметрических зависимостей при существенном снижении числа аргументов, что позволяет вывести интерпретацию данных ГИС на алгоритмический уровень.

Принцип инвариантности, заложенный в основу адаптивной методики, реализует альтернативный вариант интерпретации данных ГИС без использования «опорных» пластов и ввода эмпирических поправок. Это позволяет в случае сложных неоднородных коллекторов подбором методов исследований и настройкой алгоритмов на характеристические параметры коллекторов устранить влияние тех переменных, которые «зашумляют» искомые петрофизические зависимости, и получить наиболее достоверную картину распределения фильтрационно-емкостных параметров в трехмерном пространстве. Использование адаптивной методики в технологиях геологического моделирования повышает достоверность прогноза ФЕС коллекторов. При этом радикально упрощается проблема стандартизации данных ГИС и исключаются погрешности, возникающие при обработке данных, полученных в разное время по большому числу скважин с помощью аппаратуры с различными метрологическими характеристиками.

Адаптивная интерпретация данных ГИС в программных комплексах геомоделирования представляет **инновационное** направление развития геоинформационных технологий.

ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АДАПТИВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ КОМПЛЕКСА ГИС

Д.А. Кожевников, К.В. Коваленко, И.С. Дешененков

РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина

Существующие методики интерпретации данных ГИС далеко не полностью реализуют информационный потенциал современного комплекса. Дефицит строго обоснованных петрофизических моделей при изучении сложных коллекторов приходится компенсировать построением эмпирических многомерных петрофизических связей по результатам измерений на образцах керна в лабораторных условиях и построением многочисленных поправочных интерпретационных зависимостей. Аналитические описания таких связей в алгоритмах интерпретации выполняются с помощью сугубо формальной математической техники.

Чтобы преодолеть принципиальные трудности поправочной парадигмы и неизбежного дефицита априорной геотехнологической информации, методики интерпретации должны быть адаптивными. Это означает, что они должны быть «самонастраивающимися», интерактивно учитывающими текущие условия измерений, оперировать интерпретационной моделью, генерирующей интерпретационные зависимости, и позволяющей решать прямые и обратные задачи для текущих условий измерений, включающих метрологические характеристики сенсоров различных физических полей.

Адаптивная технология интерпретации направлена на определение динамических параметров неоднородных коллекторов с полиминеральным составом матрицы и глинистого цемента: эффективной (динамической) пористости и проницаемости. Для таких коллекторов значения пористости (открытой и общей) и глинистости малоинформативны.

Петрофизический инвариант (нормированные эффективная или динамическая пористости) обоснован как интерпретационный параметр, определяемый по данным ГИС, и обеспечивающий количественный прогноз абсолютной и эффективных проницаемостей.

Принцип петрофизической инвариантности коллекторов был установлен путем объединения петрофизической модели коллектора с интерпретационными и петрофизическими моделями методов ГИС.

Петрофизическая модель коллектора является аналитическим описанием взаимосвязей между основными макроскопическими фильтрационно-емкостными характеристическими параметрами коллектора: пористостью матрицы, водоудерживающей способностью матрицы и полной водоудерживающей способностью коллектора. Последние учитывают многообразие факторов, отражающих условия образования, залегания и вторичных преобразований коллекторов.

В работе показана возможность перевода интерпретации с чисто эмпирического уровня на уровень работы с обоснованными петрофизическими моделями интерпретации. Методика не требует задания коэффициентов привычных керновых зависимостей. Этот факт не умаляет значения проведения петрофизических исследований. Наоборот, возникающие вопросы подчеркивают

актуальность проведения петрофизических исследований для выявления устойчивых, в частности, ранее не изучавшихся, закономерностей.

Определение петрофизического инварианта по данным ГИС основано на соответствии характеристическим параметрам петрофизической модели коллектора характеристических значений физических свойств породы, отражающихся на показаниях методов ГИС.

Указанное соответствие выявляется на этапе обобщения петрофизических анализов керна, предшествующего этапу адаптивной настройки алгоритмов интерпретации данных ГИС. Это не означает, что результаты лабораторной петрофизики непосредственно переносятся на интерпретацию данных ГИС, поскольку ее настройка осуществляется по показаниям методов непосредственно в изучаемом коллекторе.

Стандартные лабораторные петрофизические измерения, помимо определения пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности, включают измерения удельного электрического сопротивления (УЭС) и объемной плотности (к сожалению, естественную радиоактивность, диффузионно-адсорбционную активность, интервальные времена измеряют не всегда).

Состав и содержание в породе глинистого материала, — основные факторы, определяющие способность породы быть промышленным коллектором. Они одновременно существенно влияют на характеристические параметры петрофизических моделей, лежащих в основе алгоритмов интерпретации данных ГИС. При поправочной технологии интерпретации данных ГИС учет неоднородностей минеральных составов, строения матрицы и цемента коллекторов представляет сложную задачу. В то время как при адаптивной происходит настройка на указанные виды неоднородностей.

В качестве примера рассмотрены песчаники юрского возраста одного из месторождений Европейского Севера. Показаны возможность и необходимость перевода интерпретации с эмпирического («палеточного» или «поправочного») уровня на уровень строго обоснованных *адаптивных алгоритмов* интерпретации.

Проведенный анализ показывает, что принципы, заложенные в модель связи $K_{60}(K_n)$ и объясняющие разброс точек в поле корреляции $K_{60}-K_n$, находят фактическое подтверждение на взаимосвязях различных петрофизических свойств (УЭС, объемная плотность, радиоактивность, проницаемость и др.), которые описываются на количественном уровне.

ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕЩИННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Д.А. Кожевников, К.В. Коваленко, А.А. Арсибеков

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Для трещинного коллектора до настоящего времени не установлена аналитическая связь остаточной водонасыщенности с открытой пористостью и морфологическими характеристиками структуры емкостного пространства.

Однако можно попытаться ввести в качестве меры трещинной емкости степень отклонения фактической остаточной водонасыщенности от той, которая соответствует гранулярному коллектору, для которого такая аналитическая модель известна. Модель связи $K_{во}(K_n)$ отражает петрофизические свойства гранулярного коллектора: остаточная водонасыщенность обратно пропорциональна открытой пористости при заданной водоудерживающей способности. В гранулярных коллекторах полная водоудерживающая способность складывается из водоудерживающих способностей матрицы и цемента.

Если измеренное значение остаточной водонасыщенности не описывается «реперной», или опорной, гранулярной моделью, то это свидетельствует о влиянии факторов, осложняющих морфологию емкостного пространства за счет трещин (рис. 1).

Непосредственное влияние трещин проявляется в понижении измеренных значений остаточной водонасыщенности относительно «реперных» значений $K_{во}$ гранулярного коллектора.

Таким образом, используя модель гранулярного коллектора, можно рассчитать трещинную пористость:

$$K_{nt} = \Delta K_{во} \cdot K_n; \Delta K_{во} = K_{во модель} - K_{во измерения} \quad (1)$$

С учетом результатов моделирования связи остаточной водонасыщенности с величиной петрофизического инварианта Ψ для пород с минимальной водоудерживающей способностью для определения трещинной пористости получаем выражение:

$$K_{nt} = (a^\Psi - K_{ов}) \cdot K_n \quad (2)$$

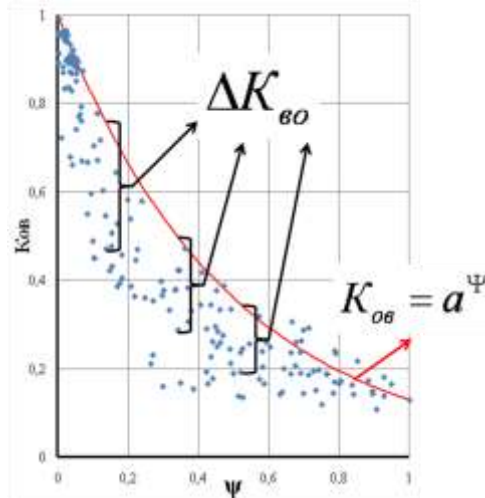


Рис. 1. Сопоставление $K_{об}(K_n)$. Красная линия – «реперная» гранулярная модель. Фигурные скобки – эффект влияния трещиноватости.

При разделении пород по величине водоудерживающей способности коллектора μ для аналитического описания связи трещинной пористости с величиной петрофизического инварианта может быть применена модель:

$$K_{nm} = (\mu - \mu_{max}) \cdot \psi \cdot \ln(\psi) \quad (3)$$

Все это в совокупности позволяет построить сопоставление $K_{пт}(\Psi)$ (рис. 2).

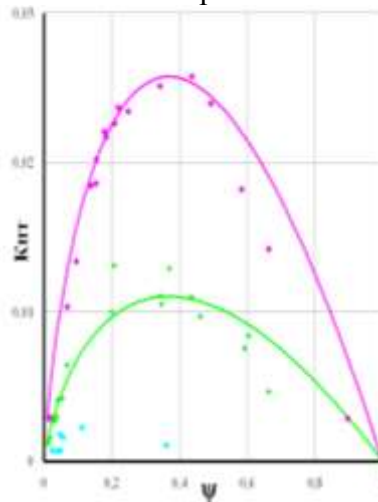


Рис. 2. Сопоставление $K_{пт}(\Psi)$. Точки – результаты обработки керновых данных по формуле (2); линии – расчет по модели (3) для высокой (зеленая) и низкой (фиолетовая) водоудерживающей способности.

На рис.2 показано, что при большей водоудерживающей способности отмечается меньшая трещинная пористость (выделены зеленым цветом).

Анализ сопоставлений полученной трещинной пористости с проницаемостью с учетом водоудерживающей способности позволяет сделать выводы о влиянии количества трещин, их гидродинамической связности, вторичных процессах, затронувших стенки трещин.

ГЛИНИСТОСТЬ НАБУХАНИЯ В МОДЕЛЬНОМ ПРЕДСТАВЛЕНИИ

Д.А. Кожевников, К.В. Коваленко, А.Н. Петров

РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина

Сложные полиминеральные коллекторы обладают существенной неоднородностью ФЕС, которые ухудшаются в процессе воздействия на пласты. Ухудшение ФЕС обусловлено техногенными и литогеохимическими причинами — прямой и обратной кольматацией, разбуханием глинистого цемента, зашламлением, применением полимер-солевых растворов, жидкостей, содержащих бентонит, гидроксид калия, хлориды натрия, кальция, магния. Для оптимизации воздействия на коллекторы и прогноза их поведения в процессе разработки (увеличения КИН) необходимо определять и учитывать состав и свойства глинистых минералов.

Для надежного выделения и количественного изучения сложных коллекторов необходим переход от дезинформационного параметра общей или открытой пористости — к эффективной $K_n \text{эф}$, и к петрофизическим моделям, — вместо формальных эмпирических связей. Особое значение имеет петрофизическая модель остаточной водонасыщенности, входящей в определение $K_n \text{эф}$.

Специфическим свойством некоторых глинистых минералов является их набухаемость, то есть способность увеличивать объем при заполнении водой межплоскостных пространств в их кристаллических структурах. На необходимость изучения и учета этого явления при интерпретации данных ГИС неоднократно указывал В. Н. Дахнов.

В отложениях с пресными или слабоминерализованными пластовыми водами глинистый материал находится в разбухшем состоянии. В районах с высокоминерализованными пластовыми водами вскрытие коллектора на пресной ПЖ изменяет гидрохимическую обстановку и вызывает изменения состава и свойств глинистых минералов, приводящие к их набуханию. В этом случае происходит существенное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Результатом этого процесса является снижение дебита и производительности скважин. Поэтому учет состава и свойств глинистых минералов необходим для прогноза поведения коллекторов в процессе их разработки.

Петрофизическая модель остаточной водонасыщенности коллекторов явным образом содержит параметры, характеризующие набухание глинистого цемента. Диапазоны изменения водоудерживающей способности цемента и коэффициента набухания отражают неоднородность коллекторов по минеральному составу глинистого цемента. Для коллекторов с цементами, обладающими малой водоудерживающей способностью, влажность набухания мала или равна нулю (случай карбонатного цемента).

Водоудерживающая способность глинистого цемента соизмерима или существенно превышает водоудерживающую способность матрицы. Обратное имеет место только в случае карбонатного или смешанного цемента.

Из петрофизической модели эффективной пористости получено выражение для определения коэффициента набухшей глинистости, то есть глинистости с

учетом твердой составляющей и удерживаемой воды (Кожевников Д.А., Коваленко К.В.):

$$K_{\text{гл}}^* = K_{\text{эф}}^{\text{max}} - K_{\text{эф}} = K_{\text{эф}}^{\text{max}} (1 - \Psi).$$

Величина коэффициента набухшей глинистости связана с эффективной пористостью и, соответственно, с величиной петрофизического инварианта. Коэффициент объемной глинистости с учетом набухания (набухшей глинистости) больше для коллекторов с большей водоудерживающей способностью.

На рисунке для коллекторов юрского возраста одного из месторождений Европейского Севера России показано сопоставление коэффициента $K_{\text{гл}}^*$ набухшей глинистости с коэффициентом объемной глинистости (пелитовой фракции) по данным гранулометрического анализа.

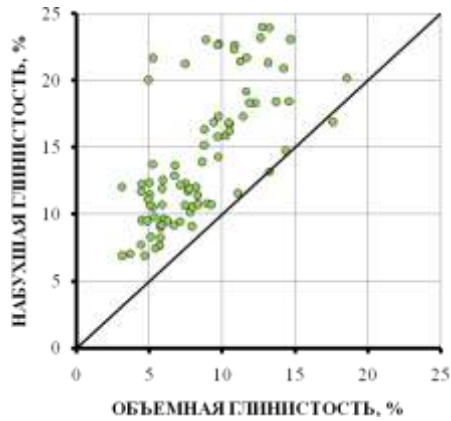


Рисунок 1. Сопоставление коэффициента набухшей глинистости с коэффициентом объемной глинистости