

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
имени И.М. ГУБКИНА



XVIII ГУБКИНСКИЕ ЧТЕНИЯ

ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ: НАУКА И ОБРАЗОВАНИЕ

Тезисы докладов

*Посвящаются
80-летию РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина*

24-25 ноября 2009 г.

Москва

ВЛИЯНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА ЦЕМЕНТА НА СВОЙСТВА СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Кожевников Д.А., Коваленко К.В., Арсибеков А.А.
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Состав и содержание в породе глинистого материала, — основные факторы, определяющие способность породы быть промышленным коллектором. Они одновременно существенно влияют на петрофизические связи, лежащие в основе интерпретации данных ГИС. С изменением содержания глинистого материала закономерно изменяются эффективная и динамическая пористость, проницаемость, остаточная флюидонасыщенность. Диапазоны этих изменений отражают неоднородность коллекторов, что проявляется в разбросе точек на полигонах петрофизических связей ФЕС. Разброс точек в полях корреляции обусловлен не столько погрешностями измерений, сколько различиями свойств минералов, входящих в состав матрицы и цемента, особенностями взаимодействий твердой фазы с пластовыми флюидами. Петрофизической информативностью обладают и конфигурации полей корреляции, и степень разброса точек. Попытки применений при интерпретации данных ГИС осредненных корреляционных связей ведут к погрешностям, обусловленным заменой реального неоднородного коллектора нереальным однородным.

С преобладанием различных минералов свойства цемента меняются, причем каждому значению коэффициента набухания цемента соответствует отдельная зависимость на плоскости $K_{во}(K_n)$.

Совместный анализ минералогии цемента и коллекторских свойств заключается в выделении на полигоне $K_{во}(K_n)$ образцов с равной водоудерживающей способностью, для которых строится сопоставление содержаний глинистых минералов. Согласно предложенной петрофизической модели, ожидается переход от увеличения вклада неразбухающих минералов цемента к разбухающим при увеличении водоудерживающей способности коллектора.

В Западной Сибири, например, доля каолинита в цементе юрских продуктивных коллекторов составляет более 60%. Последовательное увеличение пористости (увеличение водоудерживающей способности), сопровождается таким же последовательным изменением соотношений содержаний глинистых минералов: содержание каолинита уменьшается, содержание хлорита и ССО — увеличивается. Примеры иллюстрируют

информативность полигона $K_{во}(K_n)$: наличие разбухающих минералов приводит к появлению точек правее и выше, — наличие неразбухающего цемента приводит к сдвигу точек влево и вниз. Петрофизическая модель остаточной водонасыщенности описывает эти соотношения на количественном уровне.

Таким образом, при определении эффективной пористости и проницаемости коллекторов по данным ГИС необходимо учитывать состав и свойства цемента. Для этого необходимо перейти от поправочной технологии интерпретации к адаптивной.

АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СКВАЖИННОЙ ГАММА-ЦЕМЕНТОМЕТРИИ

Дешененков И.С.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Цементирование скважин является завершающим и наиболее ответственным этапом их строительства. От качества цементирования зависят продолжительность безостановочной работы, состояние разработки месторождения, суммарная величина извлеченных запасов нефти и газа, а также их себестоимость.

Для надежной изоляции скважин и разобщения пластов в заколонном пространстве, обеспечения долговечности скважин, необходимо улучшение технологии интерпретации данных скважинной гамма-гамма-дефектометри-толщинометрии (СГДТ) в разведочных и эксплуатационных скважинах.

В настоящее время используется палеточная методика интерпретации данных гамма-цементометрии, предполагающая наличие большого числа стандартных зависимостей.

М.Г. Гуфрановым и Д.А. Кожевниковым была предложена методика определения качества цементирования обсадных колонн, основанная на учете радиальной чувствительности зонда. Эта величина определяет чувствительность показаний к свойствам промежуточных зон (промывочная жидкость, стальная колонна, цементное кольцо). Она одновременно характеризует глубинность исследования и вертикальное разрешение аппаратуры. Для интерпретации результатов измерений методами с малой глубинностью исследования введение радиальной чувствительности имеет принципиальное значение. Знание радиальной чувствительности позволяет учесть любые условия измерений.

Данная работа посвящена автоматизации способа определения качества цементирования применительно к современной аппаратуре СГДТ. Рассчитаны

метрологические коэффициенты, произведено моделирование различных типов дефектов цементирования скважин, решена прямая задача нахождения показаний прибора по плотности цементного камня, а также обратная задача определения плотности среды заколонного пространства. Предложен автоматизированный способ обработки и интерпретации данных СГДТ.

С целью повышения точности способа дополнительно измеряют интенсивность рассеянного гамма-излучения по периметру модели сред, имитирующей ствол скважины с эксцентричным расположением обсадной колонны, определяют параметр глубинности измерительного зонда.

Однако этот способ применим лишь к аппаратуре, существовавшей на момент его разработки. В настоящее время аппаратура усовершенствована. Вместо одного приемника применяется шесть. Вращение прибора заменено круговым опросом приемников. Автором данной работы произведены расчеты метрологических характеристик современной аппаратуры СГДТ.

Определены следующие метрологические коэффициенты:

- ✓ коэффициент радиальной чувствительности гамма-гамма зонда;
- ✓ коэффициент чувствительности гамма-гамма-зонда по плотности;
- ✓ параметр глубинности исследования гамма-гамма-зонда;
- ✓ коэффициент дифференциации гамма-гамма зонда.

Решена прямая задача нахождения показаний прибора по плотности цементного камня в калибровочной скважине для концентричного и эксцентричного положения прибора относительно стенок обсадной колонны. Найдены общие относительные погрешности определения показаний прибора по известной плотности цементного камня.

Также решена и обратная задача определения плотности среды заколонного пространства. Предложен алгоритм обработки и интерпретации цементограмм СГДТ при помощи ЭВМ. Рассчитаны общие относительные погрешности определения плотности среды заколонного пространства. Исследовано влияние ширины канала на показания прибора.

Представлены модели различных случаев дефектов цементирования. Наиболее характерные:

- зазоры, расположенные в зоне наибольшего и наименьшего удаления колонны от стенки скважины;
- каналы, расположенные в зоне наибольшего и наименьшего удаления колонны от стенки скважины.

Использование предлагаемого способа обеспечивает:

- повышение точности определения плотностной характеристики сред в кольцевом зазоре скважины при учете радиальной чувствительности зонда;
- сокращение трудовых затрат по обслуживанию приборов, так как отпадает необходимость их строгой идентификации благодаря учету различия индивидуальных метрологических характеристик аппаратуры;
- беспалеточный и беспоправочный учет индивидуальных метрологических характеристик аппаратуры и скважинных условий измерений

и «стандартизацию» нестандартной аппаратуры по конечному результату интерпретации независимо от разброса индивидуальных метрологических характеристик;

- сокращение трудоемкости реализации методики благодаря универсальности алгоритма и применению ЭВМ.

ВОЗМОЖНОСТИ СКВАЖИННОЙ ГАММА-СПЕКТРОМЕТРИИ ПРИ АНАЛИЗЕ ВЛИЯНИЯ СОСТАВА ГЛИНИСТОГО ЦЕМЕНТА НА ЭФФЕКТИВНУЮ ПОРИСТОСТЬ КОЛЛЕКТОРОВ

Ежов К.А., Лазуткина Н.Е.
РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Породы-коллекторы Западно-Сибирского нефтегазового комплекса характеризуются сложной литологией и сильным влиянием состава глинистого цемента на их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Информация о минеральном составе цемента необходима при решении многих геологических задач, связанных с цифровым моделированием месторождений, контролем их разработки.

Настоящая работа посвящена изучению влияния отдельных глинистых минералов на ФЕС коллекторов и определению их содержаний по данным гамма-спектрометрии в комплексе ГИС.

Состав глинистого цемента определяется не только выветриванием материнских пород, но и его последующими вторичными преобразованиями. Для глинистых минералов характерны переходы от одного типа к другому. Эти преобразования сопровождаются изменениями удельной поверхности, адсорбционной способности, набухания и др. Это проявляется в изменениях ФЕС коллекторов.

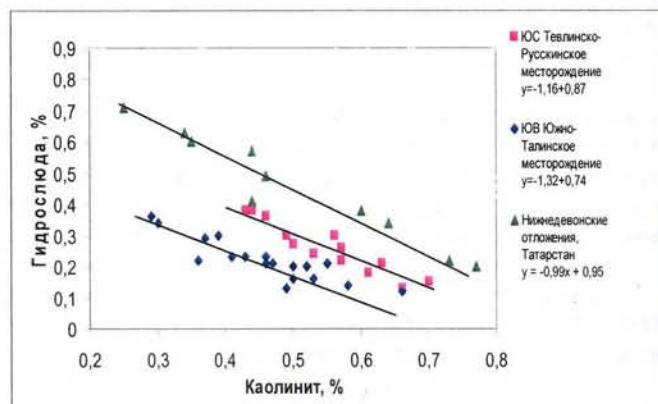


Рис.1. Сопоставление вкладов гидрослюды и каолинита в суммарную минералогическую глинистость по результатам рентгеноструктурного анализа керна.

Глинистый цемент пласта ЮС₁ Тевлинско-Русского месторождения представлен гидрослюдой, каолинитом, хлоритом, смешанослойными образованиями. По результатам петрофизических анализов керна выявлены связи между вкладами гидрослюды и каолинита в суммарную минералогическую глинистость (рис.1), и эффективной пористости с вкладами отдельных глинистых минералов (рис.2). В докладе рассмотрена петрофизическая модель коллекторов ЮС₁.

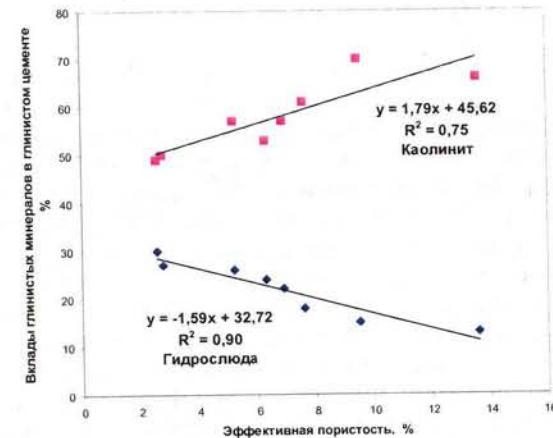


Рис.2. Связь эффективной пористости с вкладами гидрослюды и каолинита в суммарную минералогическую глинистость.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Полученные результаты использованы для повышения геологической эффективности геофизических исследований скважин (ГИС). На основе выявленных закономерностей, петрофизического моделирования коллекторов и адаптивных методик интерпретации данных ГИС (Д.А.Кожевников, 2004) разработан алгоритм оценки содержаний каолинита и гидрослюды в составе глинистого цемента. В работе приведены результаты интерпретации данных ГИС юрских отложений Тевлинско-Русского месторождения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Э. Дегенс. Геохимия осадочных образований. М. Мир, 1967

2. Д.А. Кожевников. Петрофизическое моделирование гранулярных коллекторов. НТВ АИС «Каротажник». № 154, 2007, с. 52-63. (Совместно с Коваленко К.В.).

3. Д.А. Кожевников, Н.Е. Лазуткина. Выделение коллекторов по результатам интерпретации данных комплекса ГИС. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. №11, 1993.

ПОСТРОЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ МОДЕЛЕЙ КОЛЛЕКТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АДАПТИВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС В СИСТЕМЕ DVSeisGeo

Жемжурова З.Н. (ОАО «Центральная геофизическая экспедиция»),
Кожевников Д.А., Лазуткина Н.Е., Сафронов М.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

При построении цифровых геологических моделей месторождений по комплексу промыслово-геофизических (ГИС) и сейсмических данных привлекаются данные ГИС, обработанные в автономных автоматизированных интерпретирующих системах, использующих многочисленные эмпирические палетки и методики. Переход к адаптивной беспоправочной и беспалеточной адаптивной технологии интерпретации данных ГИС (Д.А.Кожевников, 2005) предоставляет возможность унифицированного проведения интерпретации непосредственно в системе моделирования. Технология обеспечивает определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) сложных коллекторов с полиминеральным составом матрицы и глинистого цемента. Для прогноза продуктивности таких коллекторов только значений пористости (открытой и общей) и глинистости недостаточно. Поэтому в качестве интерпретационного параметра рекомендуется использовать *петрофизический инвариант*, равный отношению $K_{п.эф}/K_{п.эф}^{max}$, характеризующему и емкостные, и фильтрационные свойства коллектора (эффективная пористость $K_{п.эф}$).

В основе петрофизического обеспечения адаптивной интерпретации лежат математически сформулированные петрофизические модели коллекторов. На основе петрофизического моделирования определяются параметры коллекторов, характеризующие содержания связанной воды в матрице и глинистом цементе, максимально возможная емкость и эффективная пористость, связь эффективной пористости с абсолютной проницаемостью.

Для реализации методики адаптивной интерпретации при геологическом моделировании выбран пакет DV-SeisGeo (ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», г. Москва), поскольку программные средства пакета позволяют настроить процесс моделирования на вычислительные алгоритмы, соответствующие геологическому строению объекта. Алгоритмы интерпретации данных ГИС, основанные на принципе петрофизической инвариантности, были включены в технологию построения трехмерной геологической модели, как этап, предшествующий прогнозированию

фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в межскважинном пространстве. Средствами пакета DVSeisGeo впервые выполнено построение геологической модели ФЕС по первичным данным ГИС без использования внешних автоматизированных систем интерпретации ГИС. Опробование представляемой технологии было выполнено на примере пластов БВ₆, БВ₈ Вынгапуровского месторождения.



ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ИНВАРИАНТНОСТЬ НЕФТЕНАСЫЩЕННОГО КОЛЛЕКТОРА

Кожевников Д.А., Коваленко К.В.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Петрофизический инвариант - величина эффективной пористости, нормированная на её максимальное значение, был обоснован в качестве **интерпретационного параметра** методов ГИС [1,2]. Количественное определение эффективной пористости непосредственно по данным ГИС в принципе обеспечивает переход интерпретации на более высокий информационный уровень, существенно сокращая число источников помех и неопределенностей.

В водонасыщенном коллекторе петрофизический инвариант характеризует долю гидродинамически подвижного флюида (пластовой воды). Для продуктивного коллектора эффективная пористость заменяется **динамической**. Возникает вопрос: сохраняет ли в этом случае петрофизический инвариант свою величину?

В продуктивных коллекторах величина динамической пористости обусловлена вариацией трех параметров: пористости, объёмной остаточной водонасыщенности и объёмной остаточной нефтенасыщенности:

$$K_{п.дин} = K_{п.}(1 - K_{во} - K_{ню}) = K_{п.} - K_{п.} K_{во} - K_{п.} K_{ню} \quad (1)$$

Каждый из этих параметров, в свою очередь, зависит от изменения характеристических параметров коллекторов. Изменение пористости обусловлено изменением пористости матрицы и содержанием цемента. Изменение объёмной остаточной водонасыщенности обусловлено изменением водоудерживающих способностей матрицы и цемента. Изменение объёмной остаточной нефтенасыщенности обусловлено изменением объема, доступного

для движения (фильтрации) флюида. Этот объем характеризуется величиной петрофизического инварианта. Поэтому между величиной произведения $K_{п.}K_{ню}$ и петрофизическим инвариантом имеется связь:

$$K_{п.}K_{ню} = \Psi (K_{п.}K_{ню})_{\Psi=1} \quad (2)$$

$$(K_{п.}K_{ню})_{\Psi=1} = \mu_n \quad (3)$$

Произведение $(K_{п.}K_{ню})_{\Psi=1} = \mu_n$ является величиной объёмной остаточной нефтенасыщенности матрицы, и ее по аналогии с μ_0 целесообразно назвать «нефтеудерживающей способностью матрицы».

С увеличением глинизации коллектора объёмная остаточная нефтенасыщенность убывает, достигая нуля при нулевом значении петрофизического инварианта («вырожденный» коллектор).

В [3] приводятся зависимости объёмных начальной и остаточной нефтенасыщенности от пористости и газопроницаемости для карбонатных коллекторов одного их месторождений Пермского Прикамья. Для них также характерно увеличение объёмной остаточной нефтенасыщенности с улучшением ФЕС.

В общем случае с учетом (2) и (3) величина динамической пористости описывается уравнениями:

$$K_{п.дин} = K_{п.эф} - \Psi (K_{п.}K_{ню})_{\Psi=1} \quad (4)$$

$$K_{п.дин} = \Psi (M - \mu_0 - \mu_n), \quad (5)$$

где, согласно [1,2], $K_{п.эф} = \Psi (M - \mu_0)$.

Уравнение (5) может быть решено относительно петрофизического инварианта:

$$\Psi = K_{п.дин} / (M - \mu_0 - \mu_n) \quad (6)$$

Таким образом, **петрофизический инвариант**, представляющий собой текущую эффективную пористость, нормированную на её максимальное значение, в случае **нефтенасыщенного** коллектора допускает обобщение, и представляет собой **текущую динамическую пористость, нормированную на её максимальное значение**:

$$\Psi = K_{п.эф} / (M - \mu_0) = K_{п.дин} / (M - \mu_0 - \mu_n), \quad (7)$$

или

$$\Psi = K_{п.эф} / K_{п.эф}^{max} = K_{п.дин} / K_{п.дин}^{max}. \quad (8)$$

Равенство (8) выражает **нетривиальное свойство петрофизического инварианта, которое состоит в сохранении его величины при текущих значениях эффективной и динамической пористостей**.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Обобщением петрофизического инварианта на случай **нефтенасыщенного** коллектора является текущая **динамическая пористость, нормированная на её максимальное значение**. **Нетривиальное свойство петрофизического инварианта состоит в сохранении его величины при текущих значениях эффективной и динамической пористостей**.

Поскольку петрофизический инвариант является интерпретационным параметром, *динамическая пористость может быть в принципе определена непосредственно по данным ГИС.*

ЛИТЕРАТУРА

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. М.: Недра, 2004.
2. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Моделирование гранулярных коллекторов на основе петрофизической инвариантности. НТВ АИС «Каротажник». 2007, № 161.
3. Тульбович Б.И., Митрофанов В.П., Бейзман В.Б. Определение кондиционных значений коллекторских свойств по начальной и остаточной объемной нефтенасыщенности. Геология нефти и газа, № 11, 1989.