



**Р. А. Резванов**  
ИПНГ РАН,  
ЗАО «ПАНГЕЯ»

# Типичные недостатки материалов ГИС,

передаваемых недропользователем  
подрядчикам, выполняющим обработку  
геофизической и геологической информации

*Рассмотрена роль «вспомогательной» информации, полученной непосредственно организациями, которые получили первичную информацию для получения корректной интерпретации диаграмм методов ГИС.  
The count of “secondary” information which was obtained by organization directly for correct interpretation of diagrams of geophysical techniques of drills research is considered.*

**Ключевые слова:** геофизические методы исследования скважин, каротаж, промывочная жидкость, коллектор, палетки  
**Keywords:** geophysical techniques of hole's research, logging, cleaning fluid, reservoir, empirical chart

**М**ногие специалисты в горной промышленности заняты выявлением, сбором, накоплением и обработкой информации. Так, на это направлена вся работа геологов и геофизиков независимо от места их работы – в исследовательских или производственных организациях. Их задача – получать геологическую информацию, т.е. изучать горные породы и полезные ископаемые, условия их залегания, состав, свойства, их изменения в процессе разработки месторождений.

Значительную часть этой информации поставляет каротаж [1-3], т.е. комплекс геофизических методов исследования скважин (ГИС). Эффективность каротажа зависит от состава этого комплекса и от того, насколько информативны входящие в него методы в данных геолого-технических условиях. Геологические условия – объективная данность, и, как правило, остается лишь с ней считаться. Технические условия, например тип и свойства промывочной жидкости на время каротажа скважины, особенности лубрикатора и компоновки колонны насосно-компрессорных труб в эксплуатационной скважине, могут быть в принципе выбраны такими, чтобы наряду с другими требованиями удовлетворять хотя бы минимальным требованиям, предъявляемым каротажем.

Имеется еще одна проблема, решение которой особенно актуально в связи с распространенной тенденцией – поручать работу по получению, обработке и интерпретации геологической и геофизической информации специализированным независимым фирмам, выполняющим такую работу по договорам с недропользователями. Эта проблема – передача подрядчику, выполняющему такой заказ, не только каротажных диаграмм, но и другой («вспомогательной», «дополнительной») информации, полученной самим недропользователем или другими его подрядчиками и

необходимой для корректной интерпретации диаграмм методов ГИС.

Как показывает опыт, путь подобных материалов от организаций, получивших первичную информацию (каротажная партия, петрофизическая лаборатория, научно-исследовательские лаборатории нефтегазодобывающих фирм и т.п.), до конечного потребителя информации, например, организации, которая занята построением цифровой геологической модели залежей и подсчетом запасов полезного ископаемого, проектированием или анализом разработки месторождений, часто довольно «извилист». Если заказчик услуг не пользуется четкой инструкцией, определяющей требования к составу данных, необходимых для надежной интерпретации данных ГИС, их подбору и проверке, то в материалах, передаваемых подрядчику, могут отсутствовать многие виды информации, которые можно условно назвать дополнительными или вспомогательными, но без которых невозможна корректная интерпретация основных данных ГИС.

Рассмотрим важнейшие из таких дополнительных данных, часто отсутствующих в материалах, передаваемых заказчиком работ подрядчику. Полагая полезным понимание этих вопросов и менеджерами, не являющимися специалистами в области геофизики и геологии, дадим также краткие пояснения роли подобных данных и/или последствий, к которым приводит их отсутствие.

- Сведения о конструкции скважины (номинальный диаметр, параметры обсадки) и заполнения ствола (тип промывочной жидкости («раствора»), ее удельное электрическое сопротивление (УЭС) при указанной температуре, а лучше всего диаграммы резистивиметрии, т.е. кривой изменения УЭС раствора по стволу скважины на момент проведения каротажа). При многократном проведении исследований в разных интервалах геологического



разреза по мере его вскрытия такая информация должна быть приведена для каждого «сеанса» каротажа.

Данные о номинальном диаметре необходимы при использовании данных кавернометрии для выделения коллекторов, а также для корректной интерпретации данных радиоактивного каротажа, частично и других методов. Знание минерализации промывочной жидкости важно для корректной интерпретации нейтронных методов определения пористости (стационарные нейтрон - нейтронный (ННКТ) нейтронный гамма (НГК) каротаж, двухзондовые модификации импульсного нейтронного каротажа), а также электрического каротажа: методов электрического сопротивления (ЭС) и особенно потенциалов собственной поляризации пород (ПС).

- Данные о минерализации пластовых вод. Наличие этих данных обязательно для корректной интерпретации результатов импульсного нейтронного каротажа (ИНК), методов ПС и ЭС. Несколько меньше от отсутствия этой информации страдает интерпретация стандартного нейтронного каротажа.

- Температура на уровне важнейших горизонтов или (лучше) термограмма, полученная в одной из скважин на данной или соседних площадях, простоявшей в течение времени, достаточного для выравнивания температуры в скважине и в пластах.

- Номер и тип прибора (зонда), его основные параметры, результаты его текущей поверки. Так, трудности при интерпретации части материалов, особенно нейтронного (НК) и гамма-каротажа (ГК), вызывает отсутствие в заголовках («шапках») лас-файлов таких сведений, как тип детектора, длина зонда, цена условной единицы при нейтронном каротаже и единицы микрорентген в час (мкР/ч) при гамма-каротаже. Среди приборов электрического сопротивления это особенно важно для индукционного каротажа (ИК), в разных типах приборов для которого используют зонды, отличающиеся числом и расположением индукционных катушек. Эффекты такого рода, хотя и в меньшей степени, характерны приборам и некоторых других методов ГИС.

- Данные о текущей метрологической поверке («эталонировании», «тарировании») зондов. Метрологические характеристики приборов и зондов меняются во времени, особенно при ремонтах. Отсутствие данных текущей поверки может существенно снизить точность количественной интерпретации данных.

- Интерпретационные палетки (формулы), используемые для перехода от показаний

зонда к некоторому геофизическому параметру, «очищенному» от влияния особенностей конкретной аппаратуры. Эти данные (так же как и зависимости, указанные в следующем пункте) получают обычно при запуске в серию новых приборов и приводятся в инструкциях по их эксплуатации и интерпретации результатов, полученных с их использованием.

- Зависимости (палетки) для определения различного рода поправок, учитывающих отличие геолого-технических условий от тех, для которых имеются интерпретационные палетки, рассмотренные в предыдущем пункте.

Смысл последних двух пунктов наиболее полно иллюстрирует пример нейтронного каротажа (ННК и НГК).

Таким «очищенным» параметром в данном случае чаще всего служит так называемая нейтронная пористость, то есть пористость некоторого «стандартного» пласта при некоторых стандартных скважинных условиях, показания против которого были бы равны показаниям против исследуемого пласта. Чаще всего в качестве стандартного принимают неглинистый известняк (иногда неглинистый песчаник заданного минералогического состава, например, кварцевого) при некотором стандартном диаметре скважины, стандартных свойствах промывочной жидкости и пластовой воды (чаще всего предполагается, что в обоих случаях это вода с нулевой минерализацией).

Зависимости показаний зонда, выражаемых в абсолютных или относительных значениях скорости счета нейтронов (в случае нейтрон – нейтронного каротажа (ННК)), гамма-квантов радиационного захвата нейтронов (в случае нейтронного гамма-каротажа (НГК)) от пористости  $K_p$  стандартного пласта для разных приборов могут существенно отличаться в зависимости от особенностей прибора.

Поэтому переход от этих показаний (в двухзондовых приборах от отношения показаний двух зондов) к нейтронной пористости  $K_{p\_нк}$  осуществляется по своим палеткам для каждой марки прибора, иногда даже для конкретного экземпляра. Для разных приборов могут заметно отличаться и палетки зависимости от скважинных условий. Для наиболее распространенных марок приборов стандартного нейтронного каротажа (в первую очередь НГК, ДРСТ-1, ДРСТ-3) такие палетки опубликованы в доступной литературе. Но встречаются, особенно на некоторых предприятиях, работающих в Зап. Сибири, и иные приборы, палетки для которых менее доступны. В таких случаях естественно



было бы заказчику затребовать подобную документацию от исполнителей каротажа, чтобы использовать ее при интерпретации данных ГИС самостоятельно или силами подрядных организаций.

- Информация (графики, таблицы и др.), отражающая петрофизические связи между разными параметрами пород-коллекторов для данного геологического объекта или хотя бы его аналога, построенные обычно по результатам лабораторного анализа керна (зависимости типа «кern-кern»). Эти данные позволяют определять параметры, неуверенно определяемые по данным ГИС, используя их связи с другими параметрами, оцениваемыми по каротажу более надежно. Чаще всего это зависимости коэффициентов водонасыщения ( $K_{во}$ ) и проницаемости ( $K_{пр}$ ) от пористости  $K_p$ ; зависимости  $K_{пр}$  от  $K_{во}$  или от пары переменных –  $K_p$  и  $K_{во}$ , реже зависимости этих же параметров от коэффициентов глинистости ( $C_{гл}$ , объемная глинистость  $K_{гл}$ ) и от некоторых других характеристик. Такие данные иногда отсутствуют даже по объектам, прошедшим ранее через ГКЗ. Подобные зависимости могут быть построены и самим подрядчиком, если имеются представительные результаты измерений указанных параметров в лабораториях (желательно измерение максимального числа параметров на каждом из образцов). Выполнение

подрядчиком подобных построений нередко имеет смысл, если даже они ранее были выполнены другими организациями, причем не только в случаях, когда после их построения появились новые материалы керновых определений.

- Информация (графики, таблицы и др.), отражающая петрофизические связи между теми или другими геологическими параметрами пород-коллекторов, с одной стороны, и физическими параметрами, определяющими показания того или иного метода ГИС, построенные по данным измерений на образцах пород («зависимости типа kern-кern»), отобранных из изучаемого геологического объекта. Наиболее важные зависимости такого рода – это зависимости значений УЭС от коэффициентов пористости (зависимость  $R_p(K_p)$ ), а также зависимости от водонасыщения ( $R_n(K_{во})$  или  $R_o = R_p R_n = f(K_p K_{во})$ ). Здесь  $R_p$  – отношение УЭС водонасыщенной породы ( $q_{вп}$ ) к значению УЭС пластовой воды ( $q_{в}$ ), а  $R_n$  и  $R_o$  – отношения УЭС нефтегазонасыщенного пласта к значению  $q_{вп}$  и  $q_{в}$ . Важны также зависимости плотности и скорости упругих волн от  $K_p$ , полученные хотя бы на материалах объектов-аналогов. Полезны и зависимости гамма-активности образцов от весовой глинистости  $C_{гл}$ , из которых, путем некоторой перестройки с учетом спектральной чувствительности детекторов и типичного

*Буровой инструмент для нефтяных скважин*





соотношения излучений калия, урана и тория в исследуемых породах, можно получить кривые зависимости показаний ГК от Сгл.

• Зависимости между показаниями ГИС и свойствами пород, построенные путем сопоставления средних значений (по пласту или интервалу мощного пласта) тех или иных геологических параметров пород-коллекторов, измеренных на образцах пород, с одной стороны, и средних показаний того или иного метода ГИС, – с другой («зависимости типа «кern-ГИС»). Наиболее часты подобные построения для ПС, ГК, акустического (АК), реже НК. Зависимости этого типа обладают некоторыми преимуществами перед зависимостями «типа kern-kern» [4].

Зависимости, указанные в последних трех пунктах, могут быть построены и самим подрядчиком, если имеются представительные результаты лабораторных измерений указанных параметров (желательно измерение максимального числа параметров на каждом из образцов). Выполнение подрядчиком подобных построений нередко имеет смысл, если даже они ранее были выполнены другими организациями, особенно в случаях, когда после их построения появились новые материалы kernовых определений

• Сопоставления значений УЭС по каротажу для пород-коллекторов изучаемого геологического объекта с некоторыми другими их параметрами (Кп, Кгл), определенными по керну или ГИС. Нанося на один такой график точки для пластов с разными результатами испытаний (продукт, вода, продукт + вода), получают инструмент, очень часто используемый для определения характера насыщения пластов, которые не были испытаны.

• Сведения об особенностях пород, которые мало интересны или даже вовсе не интересны сами по себе для заказчика, но знать которые необходимо для повышения точности и надежности интерпретации данных ГИС. Среди них – типичный минералогический состав глинистой фракции, емкость поглощения и содержание в ней химически связанной воды ( $H_2O+$ ).

• Расшифровка названий и обозначений методов, зондов и других терминов, результатов интерпретации, кроме общепринятых. В ряде случаев в дополнительном разъяснении нуждаются понятия хотя и очень близкие, но не настолько, чтобы можно было пренебречь их различиями, по крайней мере при количественных определениях параметров пластов. Так, часто в материалах присутствует

*Поточное  
транспортиро-  
вание нефти*


диаграмма «водородного индекса», обозначаемого, как правило, буквой *W*. Это обычно промежуточный кажущийся параметр при интерпретации результатов стационарного («стандартного») нейтронного каротажа. Однако его значения по данным разных исполнителей каротажа могут существенно различаться в зависимости от предположений, принятых при интерпретации, в частности, предположений о диаметре скважины и о составе «скелета» породы. В зависимости от ряда условий могут заметно различаться значения *W*, определенные по данным разных модификаций НК (однозондовый или двухзондовый, нейтрон-нейтронный или нейтрон-гамма метод, и т.п.). Типичным примером обозначения одной и той же комбинацией букв разных величин является обозначения Стл. Чаще всего оно означает весовую глинистость, но нередко его без объяснений используют и для объемной глинистости, которую рекомендуется обозначать Кгл.

Часто данные об УЭС пластов приводятся без указания способа их получения. Это может быть, например, результат интерпретации результатов комплекса зондов ВИКИЗ или (как нередко делают) показания ИК или большого зонда ВИКИЗ. Часто не указывается, вводились ли те или иные поправки в показания, например, за малую толщину пласта.

- Может быть весьма коварной такая «услуга», выполненная до передачи материалов подрядчику, как сшивка диаграмм, зарегистрированных в разное время для разных интервалов глубины, причем без указания границ сшитых кусков диаграмм и скважинных условий для соответствующих сеансов каротажа. А эти условия, например, заполнение скважины, температура и УЭС промывочной жидкости, параметры аппаратуры и т.п., при очередном сеансе каротажа могли существенно отличаться от условий на другие даты каротажа.

Можно высказать ряд соображений относительно самого порядка организации сбора и передачи материалов подрядчикам. Seriously снижают производительность работ задержки

с поступлением материалов подрядчику. Часть материалов, которые были необходимы еще на начальном этапе работ, поступает к их концу, что задерживает выполнение последующих этапов, а часть результатов приходится пересматривать заново. Очевидно, было бы меньше потерь, если бы заказчик сформулировал банк данных или хотя бы основной массив информации к моменту объявления тендера на работы, а исполнитель мог бы ознакомиться с этим банком, чтобы учесть объем и качество материала. Это позволило бы правильно оценить объем и трудоемкость работ, реальности тех или иных ожиданий при выполнении заказа. Другой вариант решения подобной проблемы – включение в договор с подрядчиком пунктов о требованиях к материалам и о праве последнего ставить вопрос о пересмотре ожидаемых результатов или стоимости работ при несвоевременном представлении материалов и/или выявлении серьезных недостатков в имеющейся информации по исследуемому объекту.

Наконец, как показал наш опыт общения с представителями заказчиков, некоторые из них полагают возможным не заниматься самим вопросами каротажа, поручив это подрядным буровым организациям. Такие настроения представляются неразумными. Не буровики, а геологическая служба недропользователя заинтересована в получении возможно более полной и точной информации, необходимой для проектирования разработки залежей, и потому может лучше определить требования к каротажу. Только сосредоточение, по возможности, всех необходимых материалов в одном месте позволит достичь высокой надежности геологических моделей, подсчета запасов, проектирования разработки. Эти данные будут необходимы при планировании методов контроля разработки месторождений, при анализе ее результатов, возможном проектировании и реализации третичных методов, контроле их результатов. По-видимому, все это реально лишь при наличии хотя бы небольшой по численности, но высококвалифицированной геофизической службы в составе нефтегазодобывающих фирм. 

#### Литература

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкан А.Н. Геофизические исследования скважин (учебник). М.: Изд-во «Нефть и газ», 2005.
2. Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений (учебник для вузов). М.: Недра, 1991.
3. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Проскуна, Г.Г. Яценко. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
4. Резванов Р.А. Оценка эффективности использования зависимостей типа «кern-кern» при изучении неоднородных пластов по данным ГИС// Геофизика. № 5. 2007.