

# НЕКОТОРЫЕ ТИПИЧНЫЕ НЕДОСТАТКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИС И АНАЛИЗА КЕРНА ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА



**Р. А. Резванов,**  
главный специалист  
по каротажу,  
проф., д-р техн. наук  
ЗАО «Пангея»

**Заключительный этап геологоразведочных работ – подсчет запасов выявленных полезных ископаемых. Отчеты по этому этапу должны содержать данные о геологическом строении залежи и все ее параметры, необходимые не только для подсчета запасов, но и для выбора оптимальной технологии разработки. Значительную часть информации для подсчета запасов и проектирования разработки получают путем интерпретации результатов геофизических исследований скважин (ГИС), поэтому очень важно, чтобы эта интерпретация была достаточно корректна.**

**Г**еофизические исследования скважин (ГИС) являются источником значительной части геологической информации, необходимой для подсчета запасов и проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Однако нередко часть этой информации авторами отчетов по подсчету запасов игнорируется в стремлении использовать не самые эффективные, а наиболее простые пути решения задач, даже если эти пути обеспечивают значительно менее точные результаты. Возникающие при подсчете запасов с использованием результатов ГИС существенные погрешности можно разделить на две группы.

*Первая группа* – это ошибки, причиной которых является игнорирование или недостаточно корректное выполнение требований, изложенных в соответствующей литературе, в том числе руководствах по использованию результатов ГИС при подсчете запасов. По этой группе ошибок ограничимся лишь кратким перечислением недостатков, наиболее часто встречающихся в отчетах. Это – отсутствие достаточного петрофизического обеспечения ГИС для изучаемых отложений на конкретном месторождении, нередко отсутствие тако-

вого хотя бы для соседних месторождений; полное или частичное отсутствие информации, которую «Техническая инструкция по ГИС» считает совершенно необходимой для корректной интерпретации результатов (сведения об использованных приборах, зондах, результатах их эталонирования, удельном электрическом сопротивлении промывочной жидкости, минерализации вод, распределении температуры по глубине).

Нередко авторы отчета отказываются от использования наиболее эффективных, но относительно сложных методик: комплексной интерпретации данных нескольких методов сопротивления, необходимой для обеспечения удовлетворительной точности определения удельного электрического сопротивления ( $УЭС$ ) пород, или совместной интерпретации данных нескольких методов пористости, которая повышает точность определения коэффициента пористости  $K_{II}$  и одновременно позволяет оценивать содержание основных минералов. Вместо этого авторы, без всяких объяснений, принимают среднее по разным методам значение пористости или же используют результат, полученный по одному из методов, а коэффициент водонасыщения  $K_{во}$  опреде-

ляют по корреляционным связям с пористостью, теснота которых часто неудовлетворительна.

Постоянно встречаются случаи игнорирования многих поправок в показания ГИС (за малую толщину пласта, изменения скважинных условий и др.). Отсутствуют, за редкими исключениями, данные, необходимые для корректного внесения поправок в показания нейтронного каротажа: содержание примесей – аномальных поглотителей нейтронов и химически связанной воды в глинистой фракции (или хотя бы ее средний минеральный состав).

Ошибки в определении положения межфлюидных контактов (особенно при отказе от наиболее эффективных методик оценки УЭС) возможны также из-за отсутствия во многих отчетах по подсчету запасов результатов цементометрии и исследований по выявлению возможных заколонных перетоков в интервал перфорации (или анализа таких результатов).

Погрешности *второй группы* связаны с недостаточной изученностью ряда вопросов интерпретации, неполнотой соответствующих рекомендаций в литературе, а также с недостатками используемых математи-

ко-статистических подходов [1–3]. В данной статье основное внимание уделено именно этой группе источников погрешностей, однако рассматриваются и другие вопросы.

### **I. Требования к отбору и исследованиям керна с позиции петрофизического обоснования интерпретации данных ГИС**

Известно, что данные, получаемые с помощью большинства методов ГИС, не прямо зависят от тех характеристик пород, которые интересуют геолога и инженера-нефтяника (будем называть их геологическими), а от иных – геофизических – свойств, которые связаны с геологическими характеристиками через случайные (корреляционные) зависимости, причем характер последних для различных геологических образований может существенно различаться. В связи с этим изучение этих связей для конкретных отложений на основе сопоставления значений геологических и геофизических характеристик, измеренных на одних и тех же образцах пород (керне) весьма актуально. Использование зависимостей типа «кern – kern», построенных по этим данным, при так называемой попластовой интерпретации данных ГИС правомерно, если *пласт достаточно однороден*. В случае неоднородных пластов это может приводить к значительным ошибкам (см. раздел V настоящей статьи, а более подробно – в работе [3]). Поэтому, по возможности, лучше строить зависимости между средними значениями геологических и геофизических параметров для типичных пластов. Средние значения геологических и части геофизических параметров можно определять, усредняя результаты измерений на образцах представительного керна из интервалов типичных пластов, но некоторые геофизические параметры (например, показания нейтронного каротажа) определяются лишь по результатам ГИС.

Требования к отбору и лабораторному изучению керна в задаче петрофизического обеспечения ГИС несколько иные, чем традиционные требования, предъявляемые при ха-

рактеристике геологического объекта лишь непосредственно по данным керна. Рассмотрим некоторые из требований, направленных на повышение роли данных, полученных при изучении керна, в контроле результатов ГИС и совершенствовании методик интерпретации их данных.

1. Для обеспечения высокой точности зависимостей геофизических параметров пластов, выделяемых по данным ГИС, от их средних геологических параметров, измеренных на образцах керна, следует, в первую очередь, снижать погрешности последних, связанные с недостаточной представительностью керна и ошибками увязки глубин. Эти условия легко обеспечить при практически 100 %-ном отборе керна и примерно равномерном и достаточно частом отборе образцов для исследований. При этом также желательно не упустить редкие участки, сложенные породами, не типичными для изучаемого разреза, но оказывающими сильное влияние на показания ГИС, например, породами, обогащенными сульфидами, что существенно влияет на результаты электрических и нейтронных методов.

2. Отбором керна и лабораторными исследованиями следует охватить пласты, которые могут служить опорными при интерпретации данных ГИС по их относительным показаниям (по двойному относительно параметру), даже если эти пласты не представляют прямого интереса с точки зрения изучения залежи.

3. Менее жесткими могут быть требования к числу скважин, из которых отбирается керн. В идеале, когда диапазоны изменений свойств пород (минеральный состав, коллекторские свойства) и, особенно, характер связей между ними относительно стабильны по площади залежи, может оказаться достаточно полного выноса и детальных исследований керна всего по одной-двум скважинам.

4. При отборе и исследовании керна важно использовать технологии и промывочные жидкости, которые не приводят к изменению свойств отбираемого керна (образование техногенной трещиноватости, снижение

гидрофобности, растворение некоторых частей породы, например, включений галита, силвинита и т. п.).

### **II. Ошибки, возникающие при использовании лабораторных зависимостей между характеристиками коллекторов**

На примере материалов по нижнепермским отложениям одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции рассмотрим влияние двух факторов, которые приводят к существенным ошибкам при оценке коэффициента водонасыщения коллекторов.

*Первый фактор – влияние резких изменений характера петрофизических связей по площади залежи.* Лабораторные исследования, проводимые для обоснования петрофизических зависимостей, могут оказаться особенно непредставительными для всей залежи, если керн отобран из единичных скважин или преимущественно из скважин, расположенных близко друг к другу. Чтобы обнаружить возможные в таких ситуациях ошибки и принять меры к их уменьшению, необходимы специальные исследования. Ситуации бывают разные и трудно дать четкие и, тем более, универсальные рекомендации по таким исследованиям. Это может быть, например, сравнение зависимостей, построенных по керну, полученному из разных скважин, или же сравнение соотношений показаний отдельных ГИС и т. п.

Автору неизвестны работы, в которых уделялось бы достаточное внимание этому вопросу. Чтобы показать, к каким ошибкам может приводить данный фактор и, главное, проиллюстрировать простейшие приемы обнаружения и оценки таких ошибок, рассмотрим следующий пример. На рис. 1 приведено сопоставление коэффициентов пористости  $K_{п}$  и остаточного водонасыщения  $K_{во}$  по одному из пластов месторождения Тимано-Печорской провинции. Большая часть данных (показаны на рисунке треугольниками) получена в нескольких скважинах, расположенных близко друг от друга на небольшом участке площади залежи. Более скромный

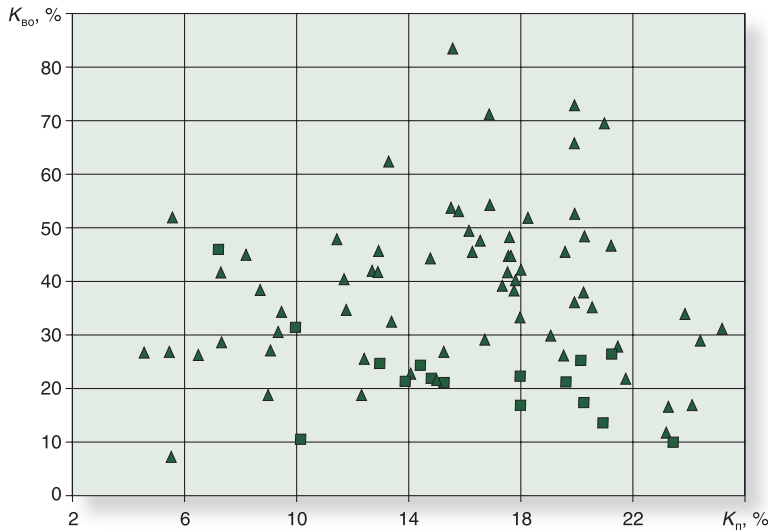


Рис. 1. Сопоставление коэффициентов пористости  $K_n$  и остаточного водонасыщения  $K_{во}$ , определенных по керну, для двух участков залежи

объем данных (показаны квадратами) представляет основную площадь залежи (в дальнейшем, для краткости, эту часть залежи будем называть типичной, другую – аномальной). Значения коэффициента остаточного водонасыщения  $K_{во}$  по этим двум выборкам отличаются, при примерно одинаковых значениях  $K_n$ , почти в 2 раза. Использование в отчете по подсчету запасов зависимостей  $K_{во} = f(K_n)$ , построенных с учетом всех имеющихся данных (которые, как указывалось выше, в основном представляют небольшую аномальную часть залежи), привело к завышению среднего  $K_{во}$  по залежи более чем в 1,5 раза. В этой ситуации более правильным было бы использование различных зависимостей, построенных по керну соответствующих частей залежи. Хотя имеющегося керна недостаточно для точного проведения их границы, удовлетворительно решить эту задачу можно и по ГИС – по различию для разных частей соотношения показаний методов пористости и электрического сопротивления.

Второй фактор – использование «керновых» зависимостей неснижаемого водонасыщения от коэффициента пористости для определения коэффициента водонасыщения коллекторов. Определение коэффициента водонасыщения продуктивных пластов с использованием зависимостей  $K_{во} = f(K_n)$  вместо оценки этого параметра по значени-

ям удельного электрического сопротивления становится в последние годы обычным, особенно в отчетах по подсчету запасов нефти в карбонатных коллекторах (Урало-Волжская и Тимано-Печорская провинции). При этом наряду с трудностями в интерпретации данных для тонких пластов часто ссылаются на невозможность определения УЭС пласта из-за глубокого проникновения фильтрата промывочной жидкости (ФПЖ), что, судя по опыту автора, далеко не всегда имеет место. По-видимому, такое положение чаще всего объясняется стремлением избежать действительно сложного и трудоемкого процесса интерпретации данных методов электрического сопротивления (БКЗ, комплекс БК-ИК, изорезистная методика с вовлечением в обработку одновременно данных БКЗ, БК и ИК). Однако отказ от использования данных электрического каротажа обуславливает целый ряд негативных обстоятельств:

1. Исключается возможность обнаружения ВНК или ГВК по данным ГИС, приходится опираться лишь на результаты испытаний скважин, которых часто мало и которые могут исказить заколонные перетоки.

2. Занижается значение коэффициента водонасыщения в зонах недоныщения нефтью и газом.

3. Резко возрастают погрешности оценки  $K_{во}$ , если используемая зави-

симость построена по непредставительным исследованиям керна и/или ее теснота низка (см. рис. 1).

Как показывает анализ, влияние изменений характеристик пород на зависимость  $K_{во} = f(K_n)$  часто существенно выше, чем на зависимость параметра насыщения  $P_n$  от коэффициента водонасыщения  $K_n - P_n = f(K_n)$ , – используемую при интерпретации данных электрического каротажа (ЭК).

4. Значительные ошибки в лабораторные определения значений  $K_{во}$  может вносить изменение степени гидрофобности пород при обработке образцов в аппарате Сокслета перед измерением их свойств. Последний эффект, а также построение единой зависимости  $K_{во} = f(K_n)$  по непредставительному керну, представляющему смесь образцов из различных частей площади, существенно отличающихся по характеру взаимосвязей между разными петрофизическими параметрами, явились, вероятно, главными причинами существенного занижения коэффициента нефтенасыщения нижепермских карбонатов Тимано-Печорской провинции. Это явно проявляется при сопоставлении значений  $K_{во}$ , определенных по «керновым» зависимостям  $K_{во} = f(K_n)$ , с результатами определения  $K_{во}$  по данным БКЗ (рис. 2). При этом занижение  $K_{во}$  составляет в среднем 1,5 раза для пласта 1 и около 2 раз для пласта 2 и пласта 3. Значительный разброс точек (см. рис. 2) объясняется именно низкой точностью определений  $K_{во}$  по значениям  $K_n$ . Этот разброс оказался еще выше на подобном графике, который был составлен автором по совокупности всех данных, включая данные скважин на аномальном участке.

Хотя случайные ошибки определений  $K_{во}$  будут, безусловно, сглаживаться при вычислении средних характеристик по объекту, однако нельзя забывать, что при проектировании и контроле разработки месторождения, а также при расчетах КИН важно знать не только средние характеристики по объекту, но и параметры отдельных пластов. Поэтому важно уделять достаточное внимание и оценкам водонасыщения по данным

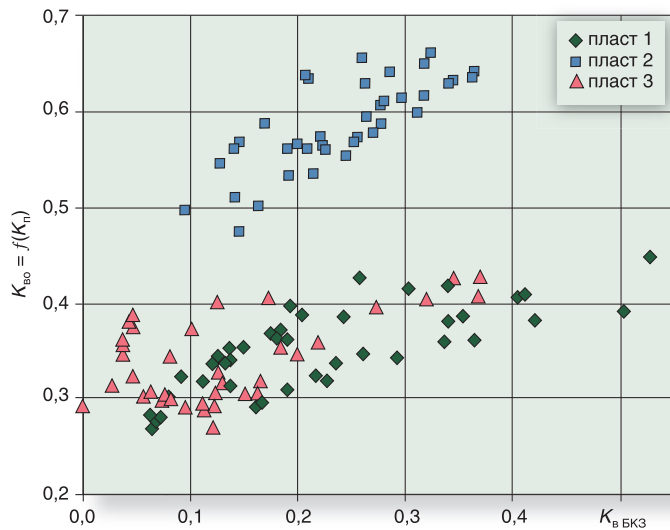


Рис. 2. Сопоставление результатов определения  $K_{во}$  по «кernовой» зависимости  $K_{во} = f(K_{п})$  и по данным БКЗ (типичная часть залежи)

методов электрического сопротивления, хотя бы по части пластов.

Следует также попытаться использовать возможности относительно глубинного БКЗ, как для получения непосредственно среднего УЭС однородных интервалов, так и для определения глубины проникновения фильтрата. Это позволяет оценить эффективность комплексов БК-ИК и МБК-БК-ИК в условиях данной скважины и обеспечить возможное повышение точности оценки УЭС большинства пластов по данным комплекса этих методов, обеспечивающих несравненно более высокое вертикальное разрешение, чем БКЗ. Более грубо оценить возможности последних (в зоне предельного нефтегазонасыщения) можно также по близости средних значений коэффициента нефтенасыщения  $K_{п}$ , найденных по показаниям ИК, к средним значениям, определенным по зависимостям  $K_{во} = f(K_{п})$ , конечно, когда они существенно не искажены по причинам, рассмотренным выше.

Здесь уместно напомнить также, что большей эффективности электрического каротажа могли бы способствовать буровые организации, используя технологии и промысловые жидкости, исключающие или хотя бы снижающие вероятность образования глубоких зон проникновения фильтрата.

### III. Возможные ошибки при использовании линий регрессии, построенных с применением метода наименьших квадратов

Эти специфические ошибки обсуждалась впервые еще в 1978 г. [4], но до сих пор на них не обращают внимания. Суть вопроса в следующем. При нахождении уравнения связи между двумя случайными величинами  $X$  и  $Y$  с помощью метода наименьших квадратов (именно он используется в большинстве распространенных программ обработки электронных таблиц, например в Excel) имеет значение то, какая из величин принимается за аргумент, а какая – за искомую функцию. При этом полагают, что значения аргумента (скажем,  $X$ ) не обременены ошибками, а соответствующее значение искомой функции  $Y = f(X)$ , которую называют регрессией  $Y$  на  $X$ , может (при многократных наблюдениях  $Y$  для одного и того же  $X$ ) колебаться согласно распределению Гаусса со средним, равным  $f(X)$ . Если же рассматривать регрессию  $X$  на  $Y$ , т. е.  $Y$  принять за аргумент, а  $X$  – за функцию, то график полученной функции (линия регрессии  $X$  на  $Y$ ) в общем случае не совпадет с линией регрессии  $Y$  на  $X$ . Проиллюстрируем это на следующем простом примере.

Пусть длины нескольких предметов измерены (с некоторыми ошибками)

дважды, с использованием разных мерных лент: первый раз результаты выражены в метрах, второй – в футах. На рис. 3 приведены линии регрессии двух типов (тренды, построенные в Excel). Пунктиром нанесена точная линия перехода от метров к футам и наоборот. Если полученные линии регрессии использовать для перехода от метров к футам, то, как видим, получаются разные значения. Так, значению 0,1 м по разным линиям соответствуют значения 0,4225 и 0,2263 фута, отличающиеся почти в 2 раза.

В действительности все сопоставляемые в петрофизике данные несут ту или иную ошибку. В связи с этим возникает необходимость получить единую обобщенную зависимость, при определении которой хотя бы приближенно учтено вероятное соотношение ошибок оценки обоих сопоставляемых параметров. Примерный порядок такого учета описан в работе [4]. Если же есть основания полагать, что ошибки оценки обоих параметров сопоставимы, в качестве обобщенной зависимости целесообразно использовать биссектрису угла между двумя рассмотренными линиями регрессии.

### IV. Использование петрофизических зависимостей типа «кern – kern» для определения средних значений одних параметров неоднородных пластов по средним значениям их других характеристик [3]

Нередко при подсчете запасов нефти средние значения параметров пластов (чаще всего  $K_{п}$ , иногда  $K_{в}$ ) определяют по показаниям ГИС, а другие ( $K_{во}$  и/или коэффициент проницаемости  $K_{пр}$ ) – по зависимостям их значений от значений первых. Некоторые недостатки такого подхода в случае использования зависимостей  $K_{во} = f(K_{п})$  были рассмотрены выше (см. раздел II настоящей статьи). При применении нелинейных зависимостей типа «кern – kern» для определения среднего значения любого параметра по средним значениям другой характеристики неоднородного пласта возникает еще один вид погрешности, который, возможно, до сих пор не обсуждался в литературе. По-види-



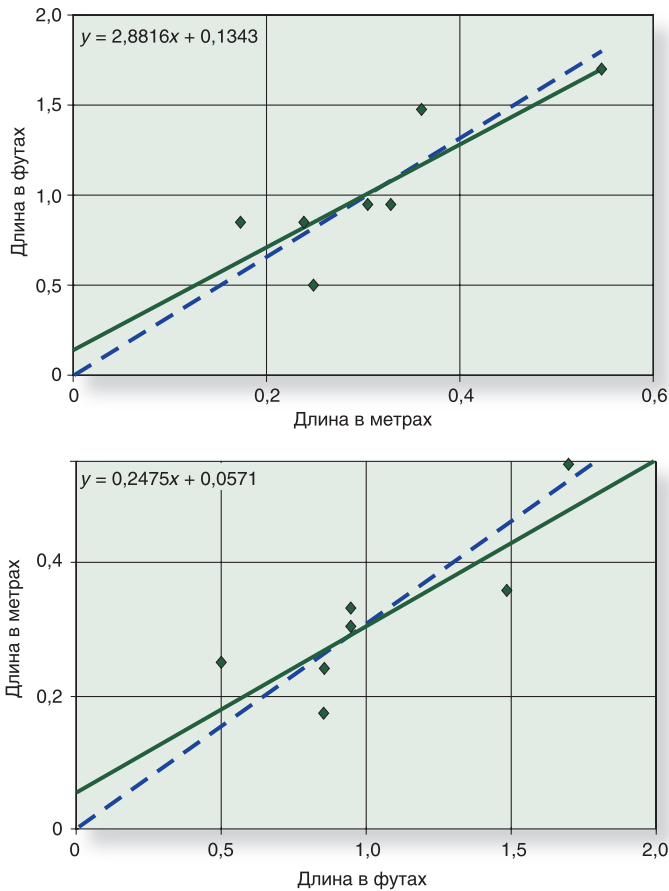


Рис. 3. Изменение линии регрессии (трендов, построенных в программе Excel) при перемене местами аргумента и функции

тому, исследователи еще не ставили вопрос: насколько зависимости типа «кern – kern», полученные путем сопоставления параметров отдельных образцов небольшого размера, законно использовать при оценке средних параметров пластов большей толщины. Как показывает анализ, это законно, строго говоря, лишь для однородных пластов, а в случае неоднородных может привести к значительным погрешностям. Рассмотрим некоторые примеры (их более подробное описание и порядок расчета рассматриваемых зависимостей приведены в работе [3]).

На рис. 4, а и б средние значения коэффициентов остаточного водонасыщения и проницаемости сопоставляются со средними значениями пористости в трех случаях: однородные пласты-коллекторы (здесь применимы и зависимости типа «кern – kern»); неоднородные пласты, содержащие плотные прослои с пористостью 13 %, очень близкой к нижней границе для

коллектора; доля плотных прослоев  $X$  равна 20 и 50 %. На рис. 4, в для тех же случаев приведены зависимости между средними значениями проницаемости и остаточного водонасыщения. При этом в качестве зависимостей  $K_{во} = f(K_p)$  и  $K_{пр} = f(K_{во})$  для однородных пластов и прослоев коллекторов были приняты типичные зависимости, полученные для неокотских коллекторов Западной Сибири (данные Тюменьгеологии, 1989). Как видим, в рассмотренных интервалах значений  $X$  и других характеристик пластов средние значения  $K_{во}$  для неоднородных пластов, определенные с использованием зависимостей, построенных для однород-

ных пластов (типа «кern – kern»), могут быть занижены до 2 раз, значения  $K_{пр-ср}$  – более чем на порядок. В работе [3] показано, что при некоторых сочетаниях свойств прослоев коллекторов и неколлекторов возможно, наоборот, завышение значений  $K_{во-ср}$ , тогда как для  $K_{п-ср}$  всегда характерно занижение.

Определения  $K_{во-ср}$  по значениям средней электропроводности неоднородного пласта, даже при использовании связей для однородных пластов, приводят к гораздо более скромным ошибкам, чем определения с использованием зависимости

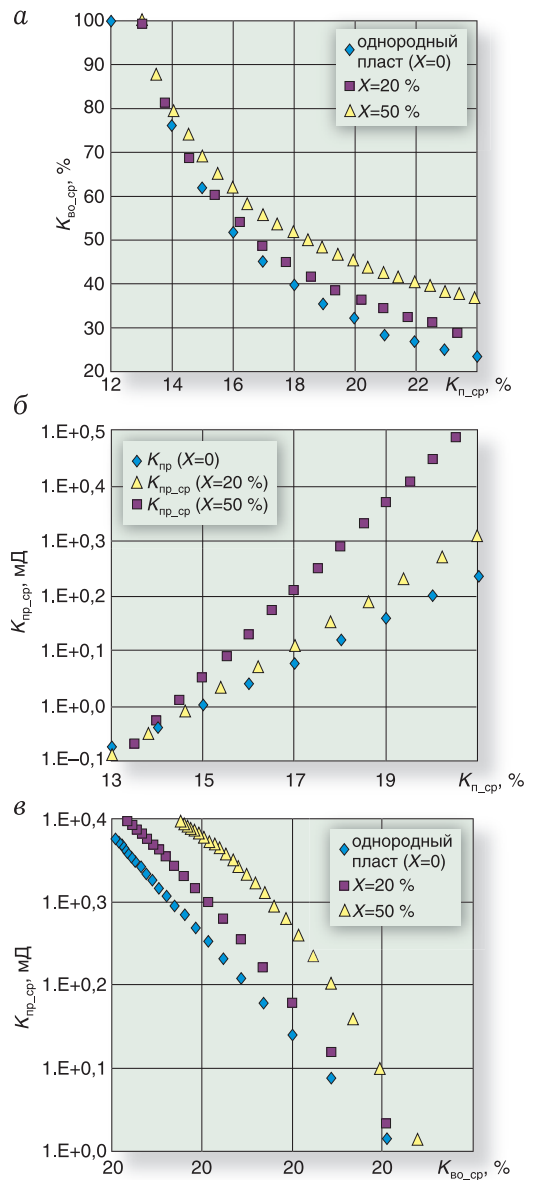


Рис. 4. Сопоставление зависимостей средних параметров для однородных и неоднородных пластов

$K_{во} = f(K_n)$ , построенной для однородного пласта (рис. 5).

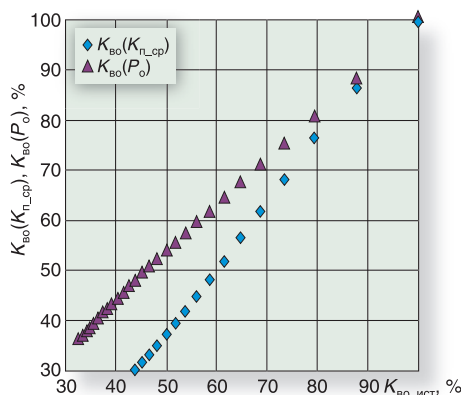


Рис. 5. Сопоставление значений  $K_{во}$ , определенных по значениям  $K_{н-ср}$  и по данным УЭС, с истинным  $K_{во-ист}$

Таким образом, при существенной неоднородности пластов, например при значительной доле прослоев неколекторов с толщиной ниже вертикальной разрешающей способности методов ГИС, опасно полагаться на зависимости типа «кern – kern», полученные путем сопоставления параметров отдельных образцов. Достаточно обоснованный ответ на вопрос, как же быть в разных случаях неоднородности, не прост и может быть получен лишь в результате специальных исследований. Пока ограничимся лишь некоторыми общими замечаниями.

Предположим, что имеется хотя бы приближенная информация о характере неоднородности исследуемых пластов, например, приближенные значения толщины и  $K_n$  для прослоев по данным микрометодов или по керну в соседних скважинах. Тогда можно построить приближенную модель пласта и зависимости «кern – kern» перестроить на зависимости между средними параметрами типичных пластов. Интерпретируя данные других ГИС с использованием такой модели, можно получить не только более точные данные о  $K_{во-ср}$  и  $K_{н-ср}$  пластов, не охарактеризованных в достаточной степени керном, но и дополнительную информацию для дальнейшего уточнения моделей таких пластов. Такой итерационный процесс, вероятно, сможет во многих случаях привести к значительно

более точным данным, чем при использовании зависимостей для однородных пластов типа «кern – kern».

Наконец, определенные возможности в получении сведений о характере типичных неоднородностей, необходимых для перестроения зависимостей «кern – kern» в зависимости для средних параметров неоднородных пластов, предоставляют даже методы со скромным вертикальным разрешением, например ГК и ПС. На возможность использования такой пары методов (а также некоторых других методов ГИС) для оценки доли слоистой глинистости  $X$  и относительной доли рассеянной глинистости  $\eta$  в песчаных или алевритовых прослоях указывалась в работе [5].

#### V. Использование материалов ГИС, полученных при разработке залежей, для уточнения геологического строения и проверки критериев интерпретации ГИС

Объем информации, полученной в поисковых и разведочных скважинах, часто не обеспечивает достаточно полный ответ на многие вопросы, важные для проектирования оптимальных схем эксплуатации месторождения и подсчета запасов по высоким категориям. Эти вопросы в определенной степени проясняются по данным более поздних исследований, в том числе ГИС в эксплуатационных скважинах, причем как в процессе их бурения, так и при эксплуатации. К сожалению, при пересчете запасов в основном используются данные, полученные в процессе бурения скважин при игнорировании, частично или полностью, результатов ГИС, направленных на контроль разработки залежей.

Правильно выбранные комплекс и периодичность исследований дают богатый материал не только для регулирования добычи, но и для уточнения строения залежи и запасов углеводородов (УВ). Наиболее существенными с точки зрения последней задачи являются: использование но-

вых методов и методик ГИС, дополняющих результаты традиционных исследований в необсаженном стволе; уточнение критериев коллекторов и, соответственно, эффективных толщин по ГИС на основе данных глубинных гидродинамических исследований (дебитометры, термометрия) и повторных замеров нейтронными методами; уточнение межфлюидных контактов на основе контроля насыщения пластов по данным нейтронных, а в скважинах, обсаженных диэлектрическими трубами, – также и электромагнитных методов; определение преобладающего механизма обводнения залежи и, как следствие, уточнение ожидаемого значения коэффициента извлечения нефти и газа (КИН). Рассмотрим более подробно роль этих подходов в уточнении подсчетных параметров.

**Новые методы ГИС.** Наиболее важными методами, внедряющимися в последние годы в практику исследования скважин в России, явились модификация ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в искусственном сильном поле (для исследования открытого ствола) и углеродно-кислородный каротаж (СО-каротаж) – одна из модификаций импульсного нейтронного каротажа – эффективный в основном в обсаженном стволе.

ЯМК в сильном поле [6, 7] может считаться в принципе лучшим методом ГИС для одновременной оценки содержания как свободной (определяемой ранее и по данным ЯМК в земном поле), так и связанной воды в породе, а также коэффициента проницаемости. Метод позволяет определять долю компонентов пластовых флюидов, различающихся степенью связи молекул с поверхностью твердой фазы горных пород. Создание такой модификации ЯМК преследовало цель преодолеть ряд ограничений традиционного ЯМК (высокий уровень шумов, эквивалентный содержанию свободной воды в 2–3 % от объема породы; сильное влияние скважины, заполненной свободной жидкостью; снижение чувствительности метода в породах с магнитными примесями; невозможность определения сигналов от жидкостей, в той или

иной степени связанных с твердой фазой пород), предназначенного для определения содержания свободной жидкости (индекса свободного флюида – ИСФ), т. е. эффективной пористости. Наиболее важны для подсчета запасов возможность оценки проницаемости пород и использование этих данных для контроля и уточнения других косвенных признаков межзерновых коллекторов, например, таких наиболее широко используемых критериев, как нижний предел пористости или глинистости коллекторов. Имеются также принципиальные (пока в полной мере не реализованные) возможности раздельного определения содержания воды, нефти и газа на основе их влияния на время поперечной и/или продольной релаксации. Недостаток новой модификации – малые глубинность и объем исследуемой породы: тонкое кольцо с радиусом 18 см, коаксиальное с прибором (аппаратура MRIL, США), или более изометрический объем порядка 100 см<sup>3</sup> вблизи стенки скважины на глубине 2,5 см (аппаратура фирмы «Шлюмберге»).

СО-каротаж [8] – единственный метод ГИС, позволяющий оценивать характер насыщения относительно высокопористых пластов (более 15 %) за токопроводящей (металлической) колонной независимо от минерализации пластовых (или обводняющих продуктивный пласт) вод. Использует импульсный источник (генератор) высокоэнергетических нейтронов. К сожалению, различие показаний для водоносных пластов и пластов с высоким нефтенасыщением скромное (порядка 10–12 % при  $K_n = 20 \%$ ), поэтому точность оценки  $K_v$  низкая, но обнаружение самого факта обводнения пластов позволяет судить о механизме обводнения и в определенной степени отличать проницаемые пласты от непроницаемых.

**Проверка и уточнение критериев коллектора по результатам геофизического контроля за разработкой месторождений.** Если по тем или иным причинам не работают прямые геофизические признаки коллекторов (фильтрационные корки по кавернограмме, приращения показаний мик-

розондов, радиальный градиент электрического сопротивления), для выделения коллекторов принято пользоваться такими косвенными критериями, как нижние пределы пористости, глинистости, аномалий ПС и т. п. Эти критерии нередко довольно грубы, ибо обоснованы скромными объемами исследований керна, поинтервальных опробований или приняты по аналогии с другими объектами. В связи с этим важно к очередному пересчету запасов принять меры по проверке и уточнению этих критериев. Значительную помощь в этом могут оказать две группы исследований в эксплуатационных (иногда также в специальных наблюдательных) скважинах:

- ◆ определение насыщения пластов по данным нейтронных, значительно реже – электрических методов (последние – в случаях открытого забоя или обсадки диэлектрическими трубами);

- ◆ изучение свойств и движения среды в стволе скважины (в обсадной колонне).

Первая группа исследований, особо важная для уточнения межфлюидных контактов, о чем речь пойдет ниже, может подтвердить также продуктивность некоторых интервалов внутри залежи, отнесенных ранее к неколлекторам на основании критериев, принятых при подсчете запасов. Наиболее надежно вывод о недостоверности их отнесения к неколлекторам можно, естественно, сделать при обнаружении снижения их нефтенасыщения в процессе обводнения залежи.

Вторая группа исследований может в определенной степени рассматриваться как способ прямого подтверждения притоков жидкости или газа. При этом следует учитывать следующие обстоятельства: слабые притоки из части интервалов коллекторов могут не проявить себя на фоне интенсивных притоков из нижележащих интервалов; есть уверенность в высоком качестве перфорации, чтобы исключить влияние кольматации прискважинной зоны; данные цементометрии и других необходимых исследований подтверждают невозможность заколонных перето-

ков. Как видим, проверка и уточнение критериев коллектора по данным ГИС при контроле разработки месторождений не являются тривиальной задачей и могут потребовать значительного объема квалифицированно спланированных исследований с учетом полученных ранее сведений о строении залежи.

Совокупность рассмотренных исследований позволяет не только уточнить геологические запасы, но дает также важнейший материал для прогнозирования хода разработки и, соответственно, конечного коэффициента извлечения нефти, газа и конденсата, т. е. извлекаемых запасов.

**Уточнение положения межфлюидных контактов по результатам ГИС в обсаженном стволе скважин.** Небольшая плотность разбуривания, характерная для этапа разведки, часто не позволяет надежно определить положение и форму межфлюидных контактов. Задача еще более усложняется, если из-за глубоких зон проникновения фильтрата (ЗП), малой толщины пластов-коллекторов или по каким-либо другим причинам надежность определения контактов по данным исследования необсаженного ствола удовлетворительно не обеспечивается. В таких случаях может помочь прослеживание расформирования зоны проникновения по повторным («временным») измерениям нейтронными методами (наиболее надежны исследования для неперфорированных интервалов).

Газо-жидкостные контакты могут определяться любым нейтронным методом, в том числе широко применяемыми стационарными («стандартными») методами НГК, ННК. Вопрос заключается в продолжительности процессов расформирования ЗП. Если в ухудшенных коллекторах этот процесс может не завершаться к моменту первого подсчета запасов, это может вполне произойти к последующим пересчетам, тем более что эти процессы в приконтактных зонах заметно ускоряются из-за движения жидкостей в процессе разработки.

При достаточно высокой минерализации вод (произведение минера-

лизации вод  $C_n$  (г/л) на  $K_n$  (%) не менее 200–250) определение водо-нефтяных контактов возможно по временным измерениям относительно простыми модификациями импульсного нейтронного каротажа (ИННК, ИНГК). При малой минерализации вод (но при пористости не ниже примерно 15 %) в принципе можно использовать временные замеры СО-каротажа, однако опыт таких исследований пока недостаточен для объективной оценки возможностей и эффективных областей их использования. ■■

### Some typical shortcomings of the application of log and core data for estimation of oil and gas reserves

R. A. Rezvanov

Estimation of mineral reserves is the final stage of geological exploration projects. Reports and statements of this stage contain data on the geological structure of reservoirs and compilation of various data enabling final reserves estimation and identification of the optimal technology for oilfield development. A significant part of the data required for reserves estimation and reservoir engineering is produced by way of interpretation of log data, therefore it is important to have utmost accurate and correct interpretation.

The errors described in the article occur mainly due to insufficient knowledge of some aspects of log data interpretation. A type of geological characteristics dependence of a geophysical parameter is usually identified by way of comparing the results of core analysis («core-to-core» comparison). In some cases the mean values of geological characteristics (derived from core analysis) are compared with log data. In this case of great importance is the accuracy of depth matching core data to log data. This condition can be more efficiently met with a 100% core sampling with regular and rather frequent sampling for investigation.

Particular attention must be attached to the following typical shortcomings of log data application for reserves estimation: petrophysical dependences by core data are generated without verification of the variation of the nature of relations over the field area. To avoid such errors it is important to compare statistical distribution of core parameters for different points and parts of a reservoir; water saturation ratio of pay zones in many cases is calculated based on porosity dependences that for a number of reasons may be less accurate than the calculation based on resistivity data. When porosity dependences are used, at the best case, the value of irreducible water saturation can be estimated rather than that of the actual saturation.

The author adheres to the opinion that the type of dependence of the mean parameters of heterogeneous formations may significantly differ from that of a similar dependence for homogeneous formations. Special attention is attached to opportunities of the application of log data generated at the field development stage for the refinements of the data on the geological structure and for the verification of criteria for log data interpretation, in particular, for the specifying of the criteria for reservoir quality discrimination in case of revised estimation of the reserves. The most primitive method to refine the criteria for reservoirs and, accordingly, effective thickness log data is the one of downhole hydrodynamic survey of operating wells. Nuclear magnetic resonance logging of newly drilled wells allows the assessment of rock permeability, and it is a more reliable method of reservoir identification. And finally, repeated measurements by method of pulsed neutron logging, including carbon/oxygen logging of cased wells are helpful for the refinement of data on the location of fluid-fluid contacts and for the verification of the accuracy of reservoir identification based on the effect of the deforming of the zone of filtrate ingress after the well casing, and at later stages of operation - based on water encroachment of formations.



#### Список литературы

1. Резванов Р. А. Вопросы математической обработки данных при определении нижнего предела пористости коллекторов // Геология нефти и газа. – 1991. – № 1. – С. 23–26.
2. Резванов Р. А. О некоторых ошибках при подсчете запасов нефти и газа // Геология нефти и газа. – 2004. – Вып. 3. – С. 23–29.
3. Резванов Р. А. Оценка эффективности использования зависимостей типа «кern – kern» при изучении неоднородных пластов по данным ГИС // Геофизика. – 2007. – № 5. – С. 45–49.
4. Диева Э. В., Дядькин И. Г., Ручкин А. В. О статистической обработке геолого-геофизических зависимостей // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1978. – № 7. – С. 37–39.
5. Резванов Р. А. Каротаж тонкослоистых пластов: изучение структуры глинистой компоненты // Геофизика. – 2004. – Спецвыпуск «Пангея – 10 лет». – С. 60–64.
6. Аксельрод С. М. Ядерно-магнитный каротаж в искусственном магнитном поле // Каротажник: Научно-технический вестник. – Вып. 49. – С. 46–60.
7. Ядерно-магнитный томографический каротаж / Р. Т. Хаматдинов, Е. М. Митюшин, В. А. Барляев и др. // Каротажник: Научно-технический вестник. – 2004. – Вып. 100. – С. 138.
8. Хаматдинов Р. Т., Велижанин В. А., Черменский В. Г. СО-каротаж – перспективная основа современного геофизического мониторинга нефтяных месторождений // Каротажник: Научно-технический вестник. – 2004. – Вып. 12–13 (125–125). – С. 3–24.

## Вниманию читателей

14–15 мая 2008 г. на базе ОАО «Боровичский завод «Полимермаш» состоится

### 7-я Международная научно-практическая конференция «Конвейерный транспорт: ленты, ролики, привода»

Приглашаются все заинтересованные предприятия.  
Более подробную информацию о конференции  
Вы можете найти на сайте <http://www.polimermash.ru>

#### Координаты

ОАО «Боровичский завод «Полимермаш»  
174411, Российская Федерация, Новгородская область,  
г. Боровичи, ул. Окуловская, 12  
Тренин Николай Владимирович

E-mail [polimermash@bk.ru](mailto:polimermash@bk.ru), [polimermash@yandex.ru](mailto:polimermash@yandex.ru)  
+7 81664 26606  
+7 81664 26723  
Факс : +7 81664 26454, +7 81664 26723