

УДК 550.8

© 2012

**Н. Л. Миронцов**

## **Метод распознавания “ошибочных” коллекторов и коллекторов остаточного нефтенасыщения при геофизическом исследовании скважин**

*(Представлено академиком НАН Украины В. И. Старостенко)*

*Рассмотрена актуальная задача распознавания “ошибочных” коллекторов и коллекторов остаточного нефтенасыщения, а также определения их геоэлектрических параметров. Показано, что классический комплекс БКЗ–БК–ИК не позволяет решать такую задачу. Предложены три аппаратурно-методических комплекса для ее решения.*

К “ошибочным” коллекторам относят породы, которые по геофизической характеристике имеют все признаки коллектора, но не являются такими в действительности [1]. К ним принадлежат как песчаники, так и крупнокусочковые породы, если в состав соединяющего их вещества входит в значительном количестве соль. Образование этих “коллекторов” связано с явлениями выщелачивания соли из цементированного вещества в околоскважинной зоне, что подтверждено керном.

В значительном количестве интервалов девонских отложений (например, скв. Монастырищенская-12, интервал 3900–4040 м [1]) встречаются объекты, по своим характеристикам близкие к продуктивным, но не являющиеся таковыми. Керн может быть представлен прослойками песчаников и аргиллитов: песчаники по стандартной характеристике выделяются заметно повышенным сопротивлением, диаметр скважины близок к номинальному или меньший (что принято объяснять возникновением глинистой корки и соответственно относить такие объекты к коллекторам), значения нейтронного гамма-каротажа (НГК) относительно невысокие; естественная активность несколько более высока, расчленение кривой гамма-каротажа не совсем отвечает расчленению по литологии. Анализ данных других методов может приводить к аналогичному выводу.

Микрозонды в пресном буровом растворе дают положительное по знаку приращение микропотенциал-зонда над микроградиент-зондом; относительное сопротивление по микробоковому каротажу (МБК) — от 20 до 100 Ом · м, которое может отвечать достаточно высокой гранулярной пористости коллектора. На кривых бокового каротажного зондирования (БКЗ) пласты характеризуются понижающим проникновением, удельное сопротивление как по БКЗ, так и по боковому каротажу (БК) составляет 20–150 Ом · м, которое соответствует производительным пластам с высоким коэффициентом нефтегазонасыщения.

Следовательно, геофизическая характеристика по отдельным методам против этих пород приобретает подобие характеристик продуктивных коллекторов. В то же время многоуровневая перфорация таких объектов с применением разных перфораторов не дает желаемый результат — прилива полезного флюида не получено [1].

Невзирая на видимое подобие отмеченных пород с продуктивными, о которых шла речь, они имеют и существенные отличия. На кавернограмме против этих пород чаще фиксируется отсутствие глинистой корки, а в некоторых случаях и увеличение диаметра скважины, что объясняется осыпанием стенки скважины в результате образования в процессе

бурения зоны выщелачивания; на кривой акустического каротажа (АК)  $dT$  наблюдается уменьшение времени пробега упругой волны до уровня неколлекторов. При нормализации кривых НГК и АК по пористости оказывается существенное расхождение значений: по данным НГК пористость значительно более высокая, чем по данным АК, что чаще всего характерно для коллекторов с каверно-трещиноватой емкостью, но последним, если они производительны, как правило, отвечают высокие значения на кривых МБК. Нормализация кривых БК и ИК по сопротивлению этих пород не дает позитивный результат как для продуктивных терригенных коллекторов, которые являются достаточно убедительным свидетельством отсутствия нефтегазонасыщенности “ошибочных” коллекторов. Невысокие значения сопротивления по МБК против указанных пород противоречат выводу относительно наличия каверно-трещиноватой емкости, которое устанавливается при нормализации кривых АК и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИНГК).

Следовательно, это противоречие, а также соответствующая геофизическая характеристика пород по методам НГК, АК, БК, ИК и на кавернограмме дает возможность допускать наличие осолонения и его выщелачивания, которое происходит в прискважинной зоне. Существенной является разница в характеристике данных пород, в сравнении с другими, на диаграммах ИННК: продуктивные коллекторы выделяются максимальными значениями, а соленые — минимальными.

Таким образом, при использовании стандартного и классического комплексов геофизического исследования скважин с целью отличить с достаточной уверенностью осолонившиеся породы от производительных терригенных коллекторов необходимо: во-первых, проведение в скважинах полного комплекса геофизических исследований (в том числе ИННК), во-вторых, комплексирование разных методов, проведение интерпретации с нормализацией по пористости методов НГК и АК и по сопротивлению — методов БКЗ, БК и ИК.

Использование совместно с БКЗ–БК–ИК всего комплекса неэффективно по экономическим показателям и значительно затрудняет и усложняет интерпретацию, а в некоторых случаях дает неверный результат, так как другие методы комплекса (АК, ИНГК и т.п.) также обладают погрешностью.

Проблемными для интерпретации являются и так называемые коллекторы остаточного нефтенасыщения. Согласно опыту разведки нефтяных месторождений Днепровско-Донецкой впадины, увеличение сопротивления в однородном пласте-коллекторе и количественное определение на этой основе коэффициента возможного нефтенасыщения не во всех случаях могут быть достаточными для этого [1]. Дело в том, что довольно часто песчаники, поровое пространство которых на 60% и больше заполнено (по расчетам) нефтью, во время испытания могут давать пластовую воду и, наоборот, чистую нефть могут отдавать пласты, водонасыщенность которых достигает 60%. Эти результаты, как оказалось, определяются не столько количественным содержанием нефти, что, конечно, при определенных условиях имеет большое значение, а другими факторами: физическими свойствами нефти (вязкостью, фазовой проницаемостью), движущей силой самого пласта (давлением, газовым фактором) и характеристикой коллектора.

В значительной мере это касается терригенных коллекторов с окончательным нефтенасыщением, промышленную ценность которых изучали испытанием на Глинско-Розбышевском, Качановском, Рыбальцевском месторождениях [1]. В настоящее время для решения вопроса относительно промышленной ценности таких пластов используется методика, в основу которой положены результаты интерпретации кривых БКЗ [1]. Ее авторы руководствовались следующим исходным положением: если нефть перемещается в глубину

пласта под действием промывочной жидкости, то она способна перемещаться по пласту к скважине под воздействием краевых вод, газового фактора, в результате перепада давления, и такой пласт будет отдавать нефть. Наличие или отсутствие подвижной нефти определяется исключительно по анализу кривых БКЗ, которые для производительных горизонтов могут иметь как двух-, так и трехслойный характер кривых зондирования. Для трехслойных приподнятых кривых БКЗ удельное сопротивление ( $\rho$ ) зоны проникновения фильтрата бурового раствора превышает  $\rho$  пласта не больше чем в 3–5 раз, тогда как для пластов с остаточным нефтенасыщением это превышение больше в 10–20 раз (например, по скв. Качановского нефтяного месторождения  $\rho$  зоны проникновения пласта с остаточным нефтенасыщением (2375–2390 м) составляет 60 Ом·м, а  $\rho$  пласта — 3 Ом·м; по скв. 19  $\rho$  зоны проникновения его производительного аналога (2369–2386 м) — 25, а  $\rho$  пласта — 30 Ом·м). Это было объяснено тем, что нефть, находящаяся в порах пласта, остается неподвижной, а фильтрация жидкости происходит по той части порового пространства коллектора, в которой остаточная нефть отсутствует. Окисленная нефть в этом случае влияет на метод сопротивления аналогично цементу: значение сопротивления повышается; одновременно снижается пористость.

Анализ случаев, связанных с остаточным нефтенасыщением и возможностями описанного метода показал, что последний имеет существенные ограничения для пластов с глубокой зоной проникновения. Такие пласты по стандартной методике также можно оценить как продуктивные с коэффициентом нефтенасыщения до 80%. Примером этого может быть пласт в нижнепермских отложениях, вскрытый скв. Куличихенская-13 в интервале 2939–2953 м [1].

Стоит заметить, что кроме описанных критериев определения пластов с остаточным нефтенасыщением достаточно часто показания на кривых гамма-каротажа заметно снижаются. Как показала комплексная интерпретация, причиной является не что другое, как заполненность битумом значительной части порового пространства.

Следовательно, тип кривой БКЗ, величина отношения  $\rho_z$  (УЭС зоны проникновения) к  $\rho_v$  (УЭС нетронутой части пласта) разница в значениях пористости, установленных по методам сопротивления и АК, снижение показаний ГК, в сравнении с водоносными коллекторами, наличие глубокой зоны проникновения — это основные критерии, опираясь на которые можно разделить пласты на объекты производительные и с остаточным нефтенасыщением.

Рассмотрим модель разреза, содержащего “ошибочные” коллекторы (2300–2350 м) и коллекторы остаточного нефтенасыщения (2350–2625 м): на рис. 1, 2 представлены кривые БКЗ, БК, ИК, полученные путем моделирования для такой модели. Очевидно, что из-за эффекта экранирования комплекс БКЗ не позволяет определять не только параметры ближней зоны пласта ( $\rho_z$ ,  $D/d$  — отношение диаметра зоны проникновения к номинальному диаметру скважины), но и  $\rho_v$ . В то же время БК и ИК точно расчленяют данный разрез. Однако двух значений измерения БК и ИК недостаточно для определения трех неизвестных параметров. Таким образом, данные БКЗ становятся необходимыми для интерпретации и вносят в ее окончательный результат неустраняемую погрешность.

Рассмотрим вопрос эффективности комплексов МЭК-Ф [2, 3], МЭК-М [4, 5] и многозонного индукционного каротажа [6, 7] для определения геоэлектрических параметров “ошибочных” коллекторов и коллекторов остаточного нефтенасыщения.

На рис. 3 представлены кривые МЭК-Ф для рассматриваемого разреза, на основании анализа которых можно сделать следующие выводы: комплекс имеет достаточное верти-

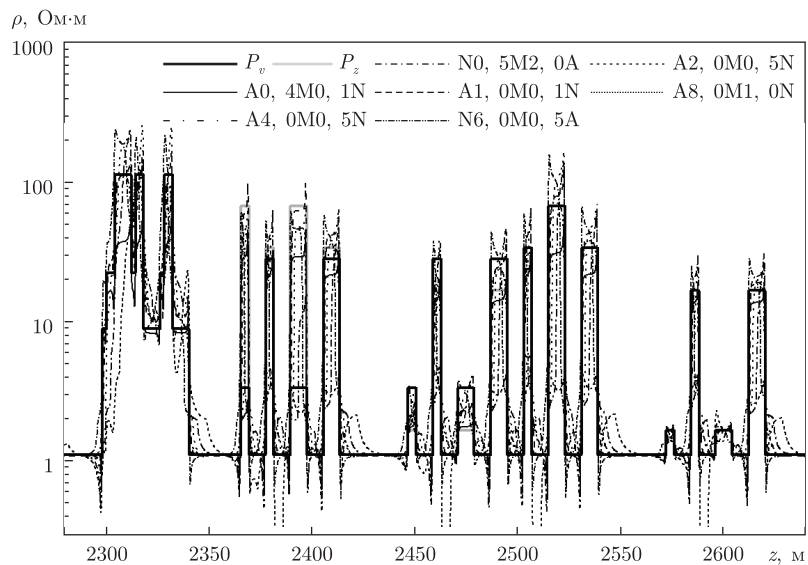


Рис. 1. Кривые БКЗ

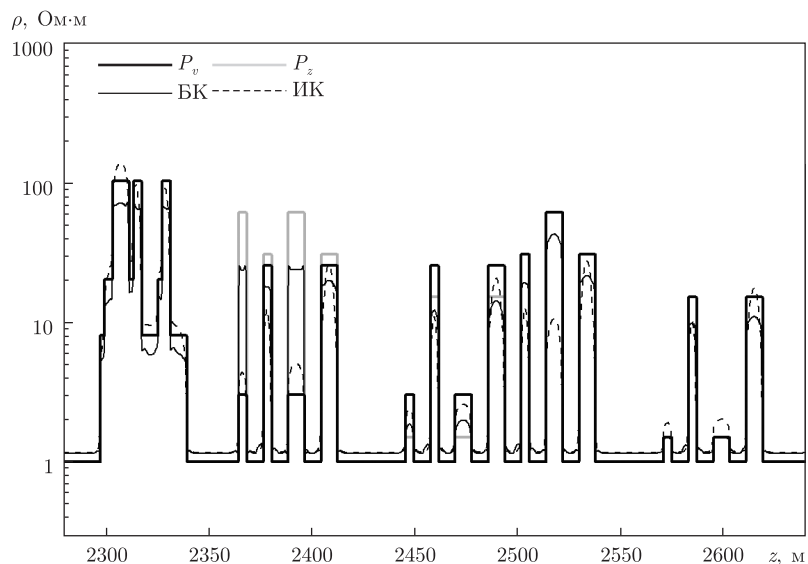


Рис. 2. Кривые БК и ИК

кальное разрешение для выделения пластов и достаточную радиальную дифференцированность для исследования пространственного распределения УЭС вдоль пласта (включая маломощные 2–4 м). Кроме того, эффекты искажения измеряемого кажущегося сопротивления на границе пластов не превышают такие эффекты для классических методов БК и ИК.

Для этого же разреза были получены путем моделирования кривые МЭК-М (рис. 4). Анализ данных позволяет сделать вывод о том, что все зонды комплекса МЭК-М (кроме самого большого длиной 2,8 м) не подвержены влиянию эффекта экранирования и с высокой степенью точности позволяют определять геоэлектрические параметры пластов ( $\rho_v$ ,  $\rho_z$ ,  $D/d$ ).

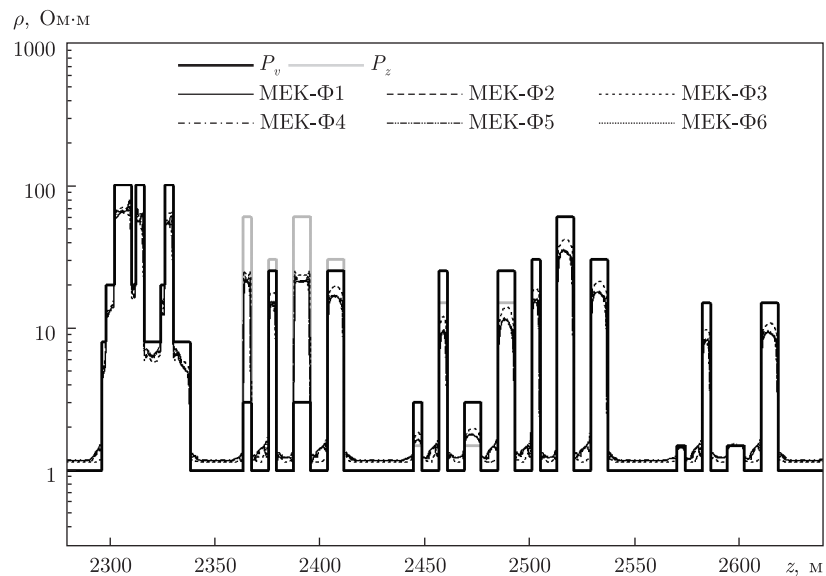


Рис. 3. Кривые MEK-Ф

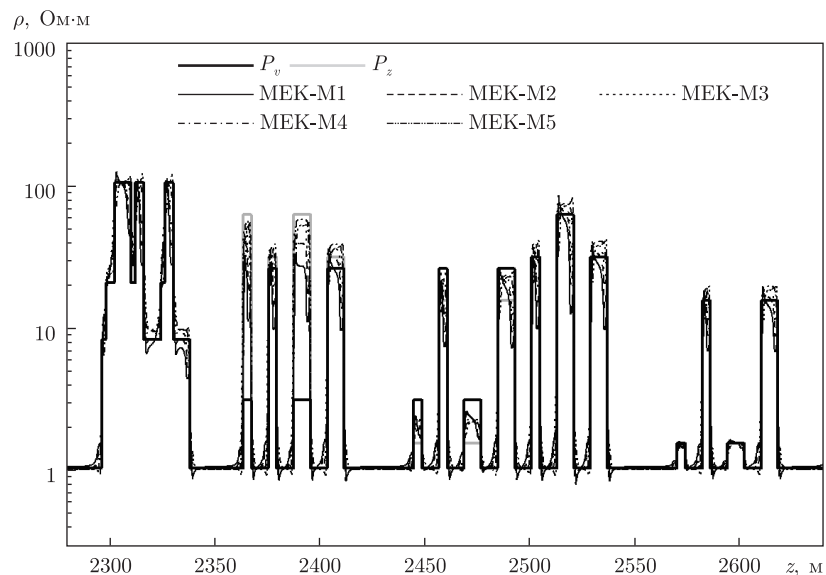


Рис. 4. Кривые MEK-М

Заметим, что именно точное определение  $\rho_v$ ,  $\rho_z$ ,  $D/d$  позволяет решить проблему распознавания “ошибочных” коллекторов и коллекторов остаточного нефтенасыщения. Действительно, если после интерпретации (решения обратной задачи) для заданного пласта  $\rho_v = \rho_z$ , то этот пласт по определению не может быть классифицирован как коллектор. Поэтому проблема такой идентификации с помощью БКЗ–БК–ИК как раз и возникла из-за невозможности точного определения параметров пласта. Комплексы МЭК-Ф и МЭК-М эту проблему решают.

Заметим, что такую проблему решает и комплекс многозондового индукционного каротажа, в случае если его данные обработать с помощью метода решения уравнения Фредголь-

ма первого рода типа свертки [8]. Действительно, как было показано [6, 7], такой подход позволяет точно определять геоэлектрические параметры пластов мощности, сопоставимой с величиной шага записи.

На основании полученных и продемонстрированных результатов можно сделать следующие выводы:

комплекс БКЗ–БК–ИК не позволяет самостоятельно решить проблему распознавания “ошибочных” коллекторов и коллекторов остаточного нефтенасыщения;

комплексы МЭК-Ф, МЭК-М и многозондового ИК такую проблему решают.

*Автор выражает глубокую признательность за высказанные замечания д-ру физ.-мат. наук В. Н. Шуману и канд. техн. наук Р. С. Челокьяну за внимание к работе и полезное обсуждение перспективности изложенного принципа, а также специалистам ОАО “Опытно-конструкторское бюро геофизического приборостроения” (Киев), участвовавшим в конструктивной разработке габаритных макетов аппаратуры МЭК-Ф и МЭК-М; коллективу авторов фундаментальной работы [1], без использования результатов которой представленная работа не была бы возможна.*

1. Єгурнова М. Г., Зайковський М. Я., Заворотько Я. М., Цьоха О. Г., Кнішман О. Ш., Муляр П. М., Дем'яненко І. І. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Нафтогазоносність та особливості літогеофізичної будови відкладів нижнього карбону і девону Дніпровсько-Донецької западини. – Київ: Наук. думка, 2005. – 196 с.
2. Миронцов Н. Л. Новый принцип многозондового электрического каротажа // Доп. НАН України. – 2010. – № 6. – С. 103–105.
3. Myrontsov M. L. Method for improving the spatial resolution of resistivity logging // Геофиз. журн. – 2010. – **32**, No 4. – С. 119–121.
4. Миронцов Н. Л. Решение прямых и обратных задач электрического и индукционного каротажа методом интегральных (полных) токов // Теорет. та прикл. аспекти геоінформатики. – 2009. – С. 340–352. – [Сб.]
5. Миронцов Н. Л. Два новых подхода к реализации многозондового бокового каротажа // Геофиз. журн. – 2011. – **33**, № 1. – С. 116–120.
6. Миронцов Н. Л. Решение задачи восстановления истинного вертикального профиля проводимости по данным индукционного каротажа // НТВ “Каротажник”. – 2010. – № 3. – С. 57–69.
7. Миронцов Н. Л. Способ решения 2D обратной задачи индукционного каротажа // Геофиз. журн. – 2009. – **31**, № 4. – С. 196–203.
8. Миронцов Н. Л. Практичне застосування неітераційного методу розв'язання рівняння Фредгольма першого роду до задач геофізики // Доп. НАН України. – 2009. – № 5. – С. 149–152.

*Институт геофизики им. С. И. Субботина  
НАН Украины, Киев*

*Поступило в редакцию 22.02.2011*

**М. Л. Миронцов**

### **Метод визначення “помилкових” колекторів та колекторів залишкового нафтонасичення при геофізичному дослідженні свердловин**

*Розглянуто актуальну задачу визначення “помилкових” колекторів та колекторів залишкового нафтонасичення, а також визначення їх геоелектричних параметрів. Показано, що класичний комплекс БКЗ–БК–ИК не дає змоги розв'язувати таку задачу. Запропоновано три апаратурно-методичних комплекси для її ефективного розв'язання.*

M. L. Myrontsov

**Investigation method for “wrong” formations and the relict oil content under the well logging**

*The actual problem of the investigation of “wrong” formations and the relict oil content and the determination of their geoelectrical parameters is considered. It is shown that the classical BKZ–BK–IK complex does not allow one to solve this problem. Three hardware-methodical complexes for the efficient solution of the problem are proposed.*