

ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПОВТОРНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ

И.Н. Ельцов, Г.В. Нестерова, **А.А. Кашеваров***

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия*

** Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Академика Лаврентьева, 15, Россия*

Терригенные пласты-коллекторы изучаются посредством совместного анализа процессов разной физической природы. Актуальность исследования определяется важностью разработки новых методов оценки фильтрационно-емкостных параметров пластов-коллекторов, в первую очередь, проницаемости, по данным электрического и электромагнитного каротажа. Описывается методика комплексной обработки и интерпретации данных повторных электромагнитных измерений в скважине, отражающих динамику процессов в зоне влияния скважины. Построенная в результате электрогидродинамическая модель околоскважинного пространства используется для оценки гидрофизических (петрофизических) параметров пласта.

Электромагнитное зондирование, повторные измерения, комплексная интерпретация, гидродинамическое моделирование, фильтрационно-емкостные свойства.

PETROPHYSICAL INTERPRETATION OF TIME-LAPSE ELECTROMAGNETIC SOUNDING IN WELLS

I.N. Yeltsov, G.V. Nesterova, and **A.A. Kashevarov**

Terrigenous reservoirs are studied by a joint analysis of processes of various physical nature. This study is urgent because new methods for formation evaluation (first of all, permeability) from electric and electromagnetic logging data are required. We propose a method for the complex processing and interpretation of time-lapse well logging electromagnetic measurements, which show the dynamics of processes in the well influence zone. The constructed electrohydrodynamic model of the borehole environment is used to estimate the hydrophysical (petrophysical) parameters of the formation.

Electromagnetic sounding, time-lapse logging, joint inversion, hydrodynamic simulation, formation reservoir properties

ВВЕДЕНИЕ

Методология, основанная на изучении эволюции во времени пространственного распределения водонасыщенности и концентрации солей в окрестности скважины, связанной с проникновением фильтра бурового раствора в пласт, используется многими исследователями [Tobola, Holditch, 1991; Дворецкий, Ярмахов, 1995; Semmelbeck et al., 1995; Yao, Holditch, 1996; Zhang et al., 1998, 1999; Епов et al., 2002, 2004; Кашеваров и др., 2003; Li, Shen, 2003; Ярмахов, Попов, 2003; Ельцов и др., 2004, 2005; Эпов и др., 2004; Alpak et al., 2004, 2006; Torres-Verdín et al., 2006; Navarro et al., 2007; Нестерова и др., 2008]. Результаты геофизических и технологических скважинных измерений анализируются совместно с физикой течения жидкости в пористой среде. Проводится численное моделирование проникновения фильтра бурового раствора в пласт, электрического поля и электромагнитной индукции в среде. Эти два физических явления связываются через эмпирический закон Арчи [Эпов и др., 2004]. Рассматривается также процесс солепереноса, происходящий в водной фазе из-за разной концентрации солей в пластовой жидкости и в фильтрате бурового раствора.

Перечисленные работы различаются по типу скважинных электрических и электромагнитных измерений, поскольку они производятся различными приборами. В геофизических исследованиях скважин часто используются пятizonдовый прибор индукционного каротажа АИТ (Schlumberger Array Induction Imager Tools) [Semmelbeck et al., 1995; Yao, Holditch, 1996; Alpak et al., 2004, 2006; Torres-Verdín et al., 2006; Salazar et al., 2006; Navarro et al., 2007], прибор двухзондового индукционного каротажа (Dual induction log) [Tobola, Holditch, 1991; Zhang et al., 1998, 1999], прибор двухзондового бокового каротажа (Dual lateral log) [Liu et al., 1999], также производится совместная интерпретация измерений двух последних приборов [Li, Shen, 2003].

В настоящей работе рассмотрена обработка результатов геофизических исследований при использовании высокочастотного индукционного прибора ВИКИЗ [Технология..., 2000] в сочетании с гальва-

ническими зондами бокового каротажного зондирования БКЗ. Прибор ВИКИЗ обладает более высокой разрешающей способностью по сравнению с ранее перечисленными инструментами, а совместная интерпретация измерений ВИКИЗ и БКЗ позволяет более детально определять профиль удельного электрического сопротивления (УЭС) в прискважинной области.

О ПРОБЛЕМЕ ЭКВИВАЛЕНТНОСТИ ПРИ РЕШЕНИИ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ

При интерпретации геофизических данных часто получается неоднозначное представление свойств геофизического объекта (например, распределения УЭС вокруг скважины). При сопоставлении данных измерений и синтетических данных принимается решение, согласуются ли результаты математического моделирования геофизического объекта (модельные данные) с экспериментальными. Для этого формулируется некоторый критерий согласованности R . Если критерий удовлетворяется, модель отождествляется с объектом. Две геоэлектрические модели считаются эквивалентными ($M1 \sim M2$), если синтетические данные, соответствующие этим моделям, согласуются с экспериментальными результатами в рамках критерия согласованности R [Табаровский и др., 1985].

При интерпретации данных измерений в скважине возникают достаточно обширные области эквивалентности или области неоднозначности в пространстве модельных параметров геофизического объекта (околоскважинного пространства), особенно при использовании одномерных моделей для отдельных методов. Комплексирование разных методов, в данном случае это ВИКИЗ и БКЗ, сужает область неоднозначности решения. Привлекая к анализу измерений процесс совершенно иной физической природы — гидродинамический, отсекаем большое количество эквивалентных моделей, которые в гидродинамическом смысле не могут быть реализованы в скважине.

Важным обстоятельством, приводящим к уменьшению области неоднозначности решения обратной задачи — петрофизической оценки пластов-коллекторов, является использование данных многократных скважинных измерений. Рассматриваемые при комплексной интерпретации процессы двухфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей, солепереноса, роста и разрушения глинистой корки (гидродинамический блок), распространение электрического и электромагнитного полей (геоэлектрический блок) сильно нелинейны, и одного измерения не хватает для корректной настройки моделей соответствующих процессов. Таким образом, используя комплекс данных повторных измерений, восстанавливая историю технологических операций, проводимых на скважине до и между измерениями, выполняя гидродинамическое моделирование, мы можем более достоверно определять петрофизические параметры пластов. Следует отметить, что такой подход существенно отличается от традиционной петрофизической интерпретации, основанной на эмпирически выявляемых корреляционных зависимостях между искомыми параметрами. В нашем случае петрофизические параметры (пористость, проницаемость и нефтенасыщенность) являются основными параметрами математической гидродинамической модели, описывающей внедрение фильтрата бурового раствора в пласт.

МЕТОДИКА ПОСТРОЕНИЯ ЭЛЕКТРОГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРИСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА

Первым этапом обработки скважинных измерений является совместная интерпретация данных ВИКИЗ и БКЗ, в результате которой коллектор разбивается на прослой, и строятся послойные модели радиального распределения УЭС. Затем в каждом слое проводится одномерная (1D) гидродинамическая интерпретация, восстанавливающая радиальное распределение водонасыщенности и концентрации солей. Через уравнение связи, представляющее собой модификацию формулы Арчи, эти гидродинамические параметры переводятся в УЭС. Затем послойные модели УЭС синтезируются в двумерную (2D) модель УЭС коллектора, на основе которой проводится двумерное гидродинамическое моделирование распределения водонасыщенности и концентрации солей в пласте. Через обобщение формулы Арчи [Ельцов и др., 2004а; Нестерова, 2008] получаем двумерное распределение УЭС. Далее идет верификация построенного пространственного распределения УЭС посредством двумерного моделирования показаний зондов ВИКИЗ и БКЗ и оценка точности моделирования [Нестерова, Суродина, 2009]. В случае расхождения каротажных и синтетических диаграмм уточняются параметры исходной модели, и процесс повторяется вновь. Схема комплексной интерпретации данных многократных наблюдений изображена на рис. 1.

В результате комплексной интерпретации создается электрогидродинамическая модель околоскважинного пространства, включающая зависящие от времени пространственные распределения водонасыщенности, солености, УЭС, толщину глинистой корки, объем фильтрата бурового раствора, поступившего в пласт.

Гидродинамическая модель внедрения фильтрата бурового раствора в пласт предложена в работе [Кашеваров и др., 2003]. Двухфазная фильтрация описывается уравнениями Баклея—Левретта в ци-

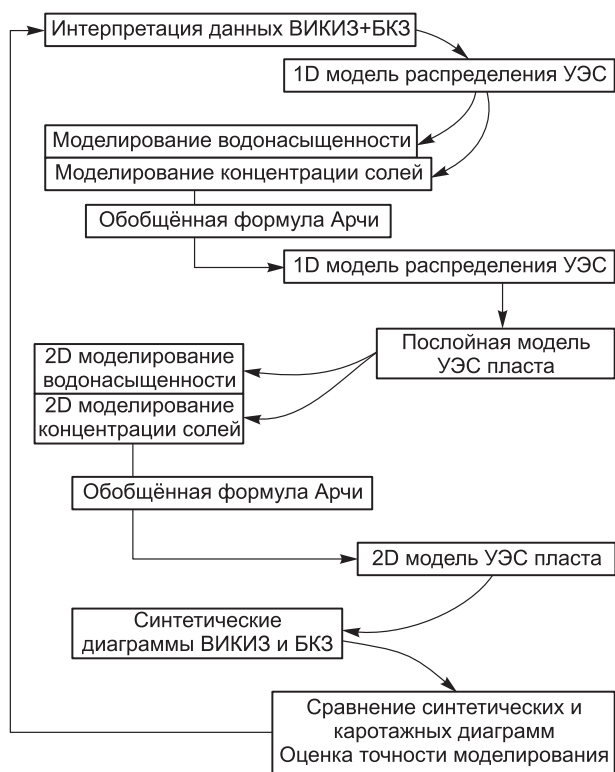


Рис. 1. Схема комплексной поэтапной электрогидродинамической интерпретации данных многократных наблюдений в скважине.

линдрической системе координат. Для моделирования солепереноса используется уравнение переноса консервативной примеси. Для скважины задается расход циркуляции бурового раствора $Q(t)$ и скорость бурения $V(t)$. Скорость роста глинистой корки на стенке скважины пропорциональна расходу бурового раствора в пласт.

Варьируемыми параметрами модели являются параметры пласта, характеристики флюидов (концентрация солей, вязкость, фазовые проницаемости), параметры глинистой корки, геоэлектрическая модель УЭС, полученная в результате интерпретации данных скважинных измерений. Параметры распределения флюидов в зоне проникновения подбираются так, чтобы минимизировать среднеквадратичное отклонение удельной электропроводности, полученной при гидродинамическом моделировании, от удельной электропроводности, соответствующей геоэлектрической модели среды, полученной при инверсии данных ВИКИЗ и БКЗ.

Для пересчета результатов гидродинамического моделирования (распределения водонасыщенности и концентрации солей в пластовом флюиде) в удельное электрическое сопротивление используется модификация формулы Арчи [Ельцов и др., 2004а; Нестерова, 2008]

$$\rho \approx A(C + C_0)^{-p} (\phi + \phi_0)^{-g} (S + S_0)^{-q} . \quad (1)$$

Здесь ρ — УЭС, C — концентрация солей, S — водонасыщенность, ϕ — пористость. Константы A , C_0 , S_0 , ϕ_0 и показатели степеней p , g и q — параметры, зависящие от петрофизических свойств пласта и особенностей бурения. Они позволяют учитывать остаточную водо- и нефтенасыщенность, а также изменение солевого состава пластовой воды.

Такой вид уравнения связи петрофизических (пористость) и гидрофизических (водонасыщенность и соленость) переменных включает достаточно много регулируемых параметров. С одной стороны, это позволяет лучше учитывать петрофизические особенности в конкретной ситуации, но с другой — большое число параметров требует и больше исходных данных, и априорных знаний о среде. Повторные геофизические измерения в скважине позволяет решить эту задачу. В табл. 1 приведены значения коэффициентов обобщенной формулы Арчи для некоторых скважин Когалымского месторождения.

Таким образом, основными составляющими методики комплексной интерпретации являются: совместная интерпретация данных повторных измерений ВИКИЗ, БКЗ и кавернометрии; сочетание послойной одномерной интерпретации и двумерного моделирования; подбор параметров в результате сравнения геоэлектрических моделей УЭС и распределения УЭС, полученного в результате гидродинамического моделирования распределений солёности и водонасыщенности. Для согласования разновременных геоэлектрических моделей распределения УЭС

используется гидродинамическая модель, в которой распределение водонасыщенности, солёности, УЭС изменяется со временем. Выполняется верификация построенной модели УЭС околоскважинного пространства, сравнивая синтетические и каротажные диаграммы ВИКИЗ и БКЗ с учетом реальной точности зондирующих систем.

Таблица 1. Значения параметров в формуле Арчи, Когалымское месторождение

Скважина	A	C_0	S_0	ϕ_0	q	g	p
1	1.3	0.7—4.7	0.07	0	2.1	2.1	1.0
2	1.4	0.5—3.7	0.07	0	2.0	2.0	1.0
3	1.6	0—4.3	0.07	0	2.0	2.0	1.0

ЭЛЕКТРОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ПЛАСТА БС11-26 КОГАЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Настройка электрогидродинамической модели проводилась с использованием данных повторных геофизических измерений. В скв. 1 Когалымского месторождения по рекомендации ИНГГ СО РАН был проведен уникальный натурный эксперимент: были выполнены четыре разновременных каротажа ВИКИЗ и три БКЗ. Для этой скважины полно представлены данные других скважинных измерений, результаты исследований отобранного на изучаемом интервале керна, а также имеется подробное описание проводимых в скважине операций. Такая информация важна для детального изучения процессов в околоскважинном пространстве. Для практического использования, как было показано на других скважинах, достаточно двух разнесенных по времени геофизических измерений.

Общая характеристика исследуемого разреза.

В целом разрез имеет регрессивную направленность осадконакопления, характеризующуюся постепенным улучшением структуры порового пространства вверх по разрезу. Улучшение происходит за счет увеличения содержания пор эффективных размеров, которое сочетается с увеличением максимальных размеров пор (зерен). В то же время за счет повсеместного и стабильного распространения по разрезу алевритовой фракции существенного улучшения пористости не происходит.

На рис. 2 приведена стратиграфическая колонка для целевого пласта (БС11-26), а в табл. 2 приведены фильтрационно-емкостные характеристики этого пласта.

Прослои 2, 5, 10, 12 соответствуют глинистым прослоям; 14—16 — это прослои с малой нефтенасыщенностью.

На рис. 3 показана эволюция распределения УЭС в окрестности скважины, полученного в результате совместной инверсии каротажных данных ВИКИЗ и БКЗ и гидродинамического моделирования прискважинной области.

Когда построена электрогидродинамическая модель околоскважинного пространства, то автоматически выполнена петрофизическая интерпретация данных каротажа, т.е. определены коллекторские свойства (пористость, проницаемость, водо- и нефтенасыщенность) изучаемого пласта. Часто в практике встречаются ситуации, когда нет достоверных петрофизических данных анализа керна или они отсутствуют вовсе. Совместная гидродинамическая и геофизическая интерпретация повторных наблюдений восполняет отсутствие или неполноту исследований керна.

Пористость и водонасыщенность являются расчетными параметрами одномерной гидродинамической задачи, они устанавливаются в процессе решения задачи подбора удельного электрического сопротивления в этой модели в соответствии с геофизическими данными. На рис. 4 приведены значения расчетной пористос-

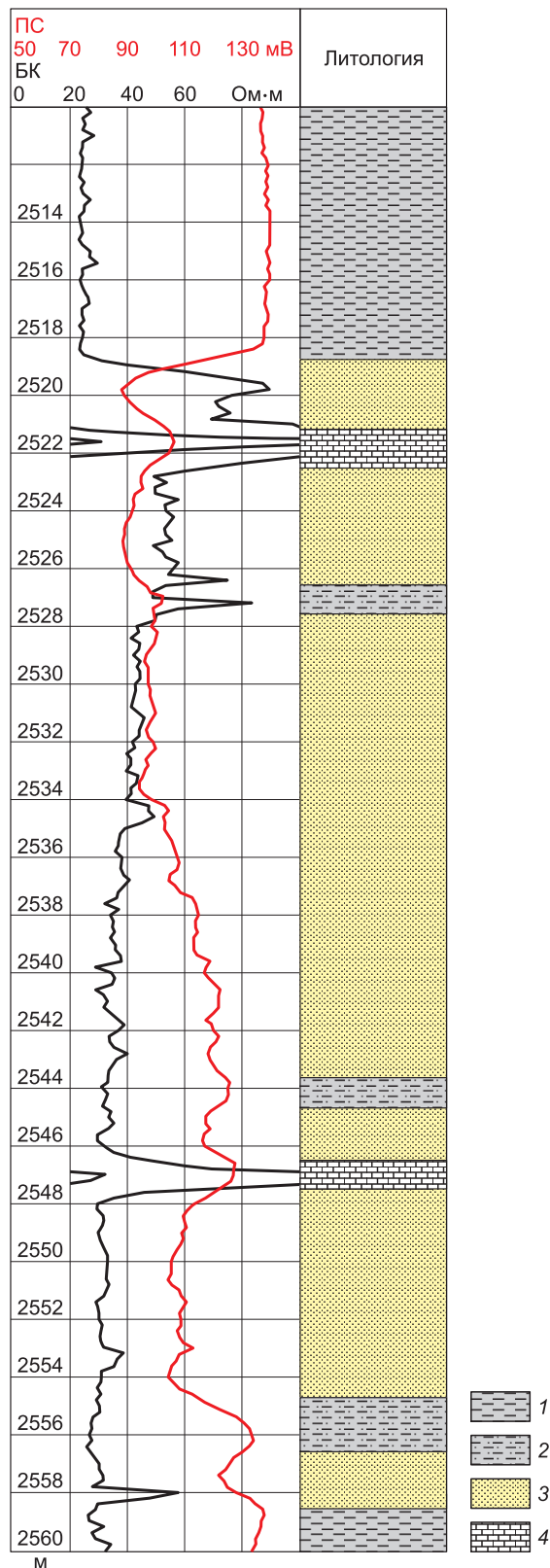


Рис. 2. Стратиграфическая колонка целевого пласта (БС11-26) для скв. 1 Когалымского месторождения.

1 — глины; 2 — алевриты; 3 — песчаники; 4 — песчаники с карбонатным цементом.

Таблица 2. Коллектор БС11-26 Когалымского месторождения, скв. 1, данные сервисной организации, выполнявшей ГИС

№ просоя	Мощность, м	Пористость, %	Проницаемость, мД	Нефтенасыщенность, %
1	2.4	20.30	35.31	72.18
2	1.4	—	—	—
3	1.0	20.54	43.65	70.16
4	3.2	21.34	87.62	70.87
5	0.8	—	—	—
6	6.4	20.25	33.91	65.02
7	3.4	18.93	10.72	57.69
8	2.2	17.39	2.80	53.20
9	4.0	16.36	1.14	40.41
10	1.0	—	—	—
11	2.0	16.45	1.24	44.59
12	1.0	—	—	—
13	2.0	17.93	4.50	—
14	1.4	18.94	10.83	—
15	2.2	18.43	6.95	—
16	1.6	18.61	8.08	—

ти и значения нефтенасыщенности, определенные по каждой серии повторных измерений в сравнении со значениями по данным организаций, проводивших ГИС. Хорошее соответствие значений, определенных разными способами, подтверждает согласованность интерпретационных моделей разновременных измерений ВИКИЗ и БКЗ.

Традиционно по данным ГИС определяются пористость продуктивного пласта, его нефтенасыщенность и эффективная мощность, т.е. статические характеристики, необходимые для подсчета запасов [Дорогиницкая и др., 2007]. В типовом комплексе ГИС отсутствуют методы прямого определения величины проницаемости, и для прогнозирования этого параметра используются различные варианты корреляционных зависимостей [Элланский, Еникеев, 1991; Элланский, 2001; Ярмахов, Попов, 2003; Меркулов, Посысов, 2004; Хабаров, Федоров, 2006]. Более общие варианты прогноза проницаемости, предлагаемые за-

рубежными авторами, требуют учета остаточной водонасыщенности пород, определение которой по данным ГИС также проблематично. Важным приложением электрогидродинамической модели, описанной в данной работе, является возможность оценки проницаемости пластов по результатам совместного электродинамического и гидродинамического моделирования без использования корреляционных зависимостей.

В работах [Alpak et al., 2006; Salazar et al., 2006; Torres-Verdín et al., 2006] по имеющейся геологической информации (литологии и петрологии) определяется тип породы, геологическая модель породы объединяется с данными оценки пласта. Затем проводится моделирование проникновения фильтрата бурового раствора в газонасыщенные песчаные коллекторы при одном свободном параметре — абсолютной проницаемости. Остальные петрофизические параметры, требуемые для моделирования, вычисляются либо по скважинным каротажным диаграммам, либо по измерениям на керне.

В настоящей работе используется другой подход, основанный на расчете объема фильтрата бурового раствора, поступившего в пласт. Данные измерений на керновых образцах не используются. В статье [Кашеваров и др., 2003] приведены аналитические формулы для оценки балансовых характеристик массопереноса в водонасыщенном пласте, полученные на основе одномерных уравнений для осесимметричного случая. Водообменом между слоями вследствие вертикального переноса в этом случае пренебрегается, и формулы справедливы только для средней части достаточно мощных слоев (более 1 м):

$$-0.5Q_0^2 = \frac{r_b k_c}{\alpha \mu_w} (P - F), F(t) = \int_0^t P_b dt, P(t) = \int_0^t p dt. \quad (2)$$

Здесь Q — объем фильтрата бурового раствора, $Q_0 = \frac{Q}{2\pi}$ — приведенный объем фильтрата бурового раствора, P_b — превышение давления в скважине над пластовым (если $P_b = \text{const}$, то $F = P_b t$), r_b — радиус скважины; k_c , ϕ_c — коэффициент проницаемости и пористость глинистой корки; δ — доля глинистых частиц в буровом растворе; $\alpha = \frac{\delta(1-\delta)}{(1-\phi_c)r_b}$, μ_w — вязкость воды, P — превышение давления в пласте над начальным, t — время.

Пластовое давление на стенке скважины рассчитывается по формуле

$$P = P(r_b) = \mu_w \cdot k^{-1} Q_0 \ln(D/r_b), \quad (3)$$

где $D = L\left(\frac{t}{2}\right)$, L — радиус влияния скважины.

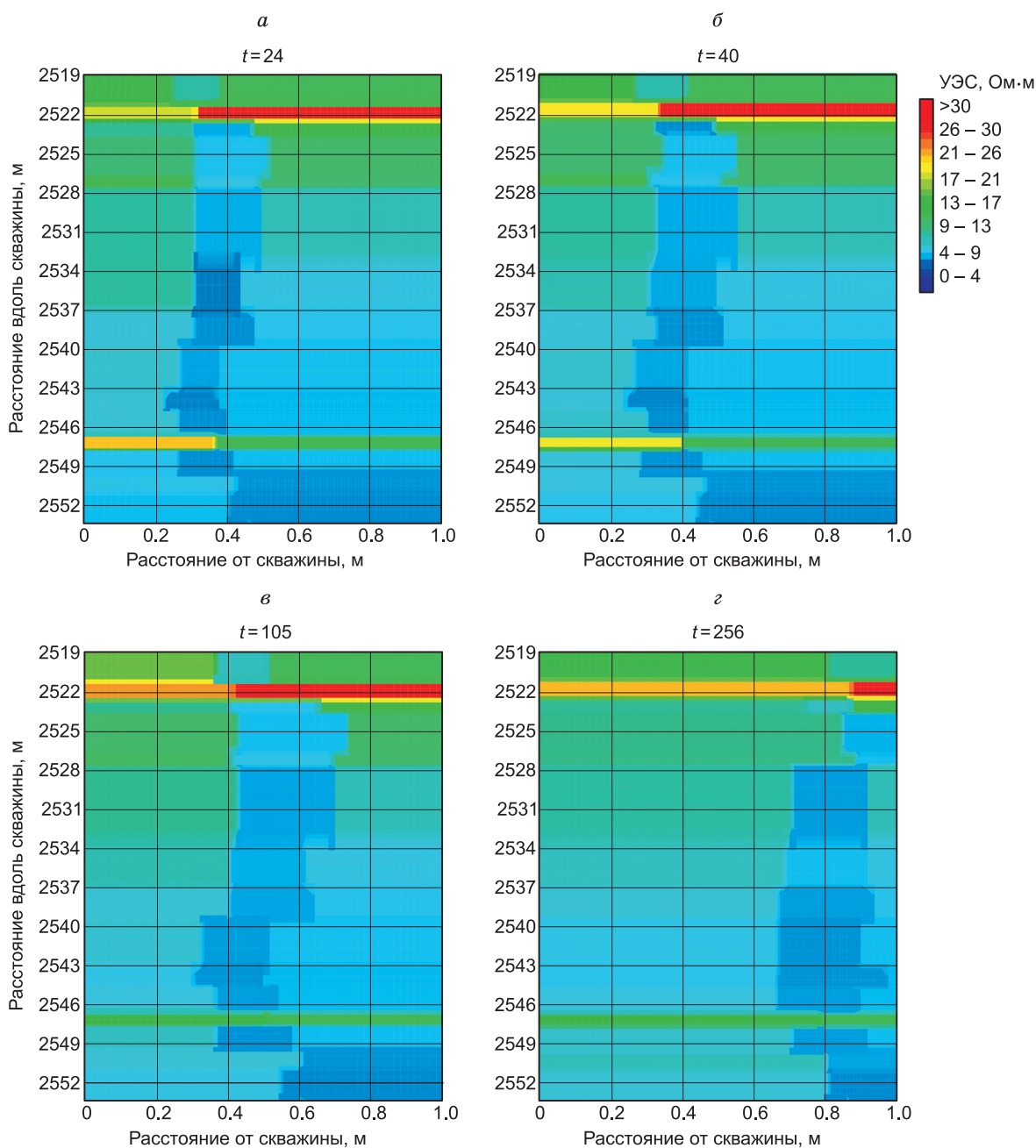


Рис. 3. Эволюция распределения УЭС в окрестности скв. 1 на продуктивном интервале (пласт БС11-26).

a—г — моменты первого, второго, третьего и четвертого измерений соответственно. *t* — время после вскрытия пласта (ч).

Формулы в статье [Кашеваров и др., 2003] приведены для водонасыщенного пласта. Эти формулы можно обобщить для нефтенасыщенного коллектора, если взять коэффициент проницаемости, соответствующий нефтенасыщенной формации. Для нефтенасыщенного коллектора можно взять

$$k = k_0 \left(S_f^{n_1} + \mu_0 (1 - S_f)^{n_2} \right) / \mu_w, \quad (4)$$

где S_f — пластовая водонасыщенность, μ_{oil} — вязкость нефти, $\mu_0 = \frac{\mu_w}{\mu_{oil}}$ — отношение вязкостей воды и нефти, n_1, n_2 — показатели степени, зависящие от водо- и нефтенасыщенности (меняются от 2 до 3.5). k_0 — проницаемость пласта.

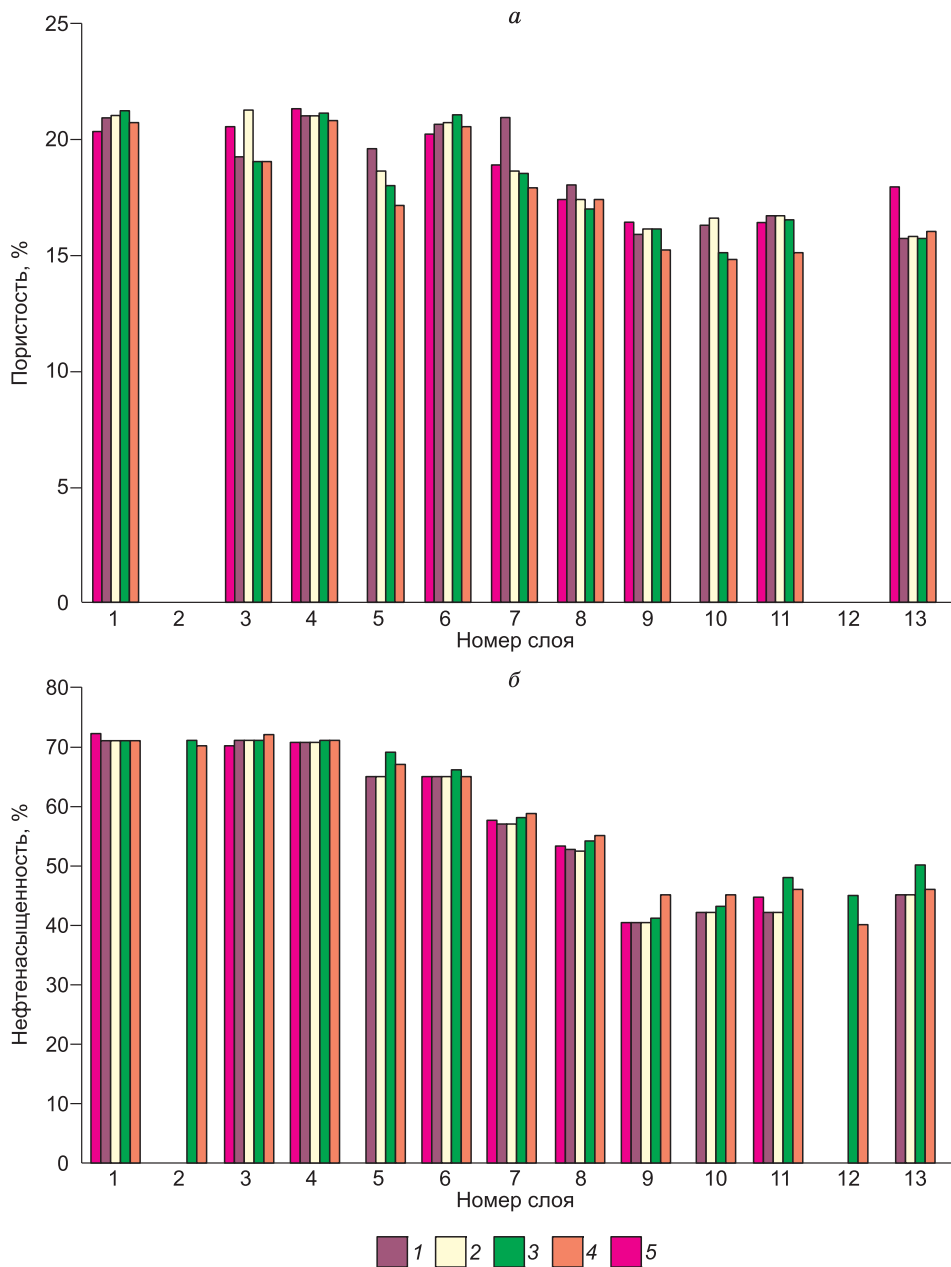


Рис. 4. Пористость (а) и нефтенасыщенность (б) слоев, определенная по повторным геофизическим измерениям (1—4) в сравнении со значениями, полученными организациями, проводившими ГИС (5), скв. 1 Коголымского месторождения.

Для каждого измерения ВИКИЗ для всего коллектора $F(t) = P_b t$, значения $D(t, z)$ — разные для хорошо и плохо проницаемых слоев. Из формул (2)—(4) получаем формулу для определения проницаемости пласта k_0

$$-0.5Q_0^2 = \frac{r_b k_c}{\alpha} \left(\frac{Q_0 \ln(D/r_b)}{k_0 [S_f^{n_1} + \mu_0 (1 - S_f)^{n_2}]} - F/\mu_w \right). \quad (5)$$

Из результатов гидродинамического моделирования берется расчетное значение расхода фильтрата бурового раствора в пласт Q_0 (рис. 5) и показатели степени n_1 (для воды) и n_2 (для нефти). Значения параметров модели были следующие: для пластовых флюидов $\mu_w = 1$ сП, $\mu_0 = 0.4$, для глинистой корки $\delta = 0.045$, $\phi_c = 0.6$, $k_c = 0.005$ мД. Интегральное воздействие на пласт в процессе бурения F для первых трех измерений равны соответственно 224, 240, 797.5 атм·ч. Показатель степени $n_2 = 3$ постоянен по

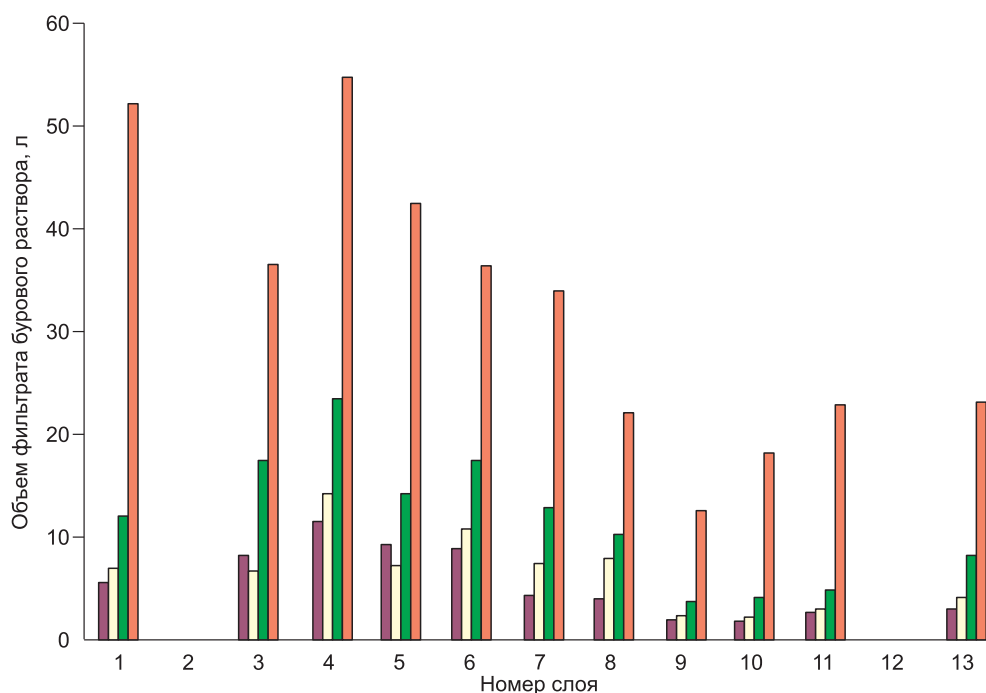


Рис. 5. Объемы фильтрата бурового раствора в зоне проникновения прослоев для одновременных измерений, полученные по данным гидродинамического моделирования, скв. 1 Когалымского месторождения.

Здесь и далее усл. обозн. см. на рис. 4.

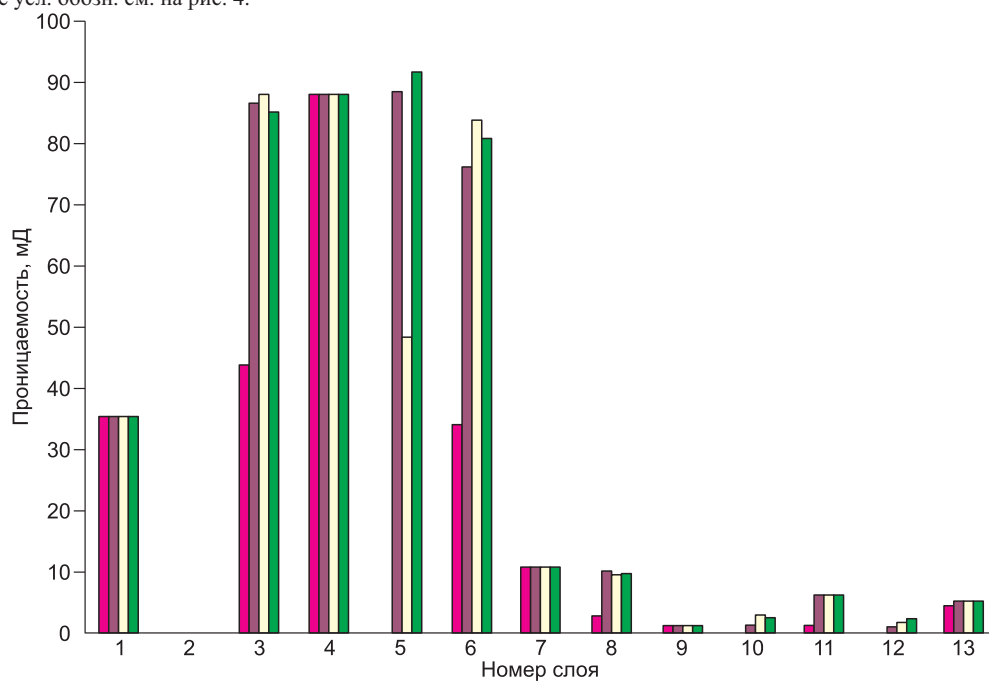


Рис. 6. Проницаемость слоев, определенная по повторным измерениям каротажей и взятая из данных организаций, проводивших ГИС, скв. 1 Когалымского месторождения.

всему пласту, а показатель степени n_1 меняет значение от 2 (для водонасыщенных пластов) до 3 (для нефтенасыщенных).

На основе определенного в результате гидродинамического моделирования объема фильтрата и приведенной ранее формулы (5) рассчитаны проницаемости слоев для трех моментов измерений. Они приведены на рис. 6 вместе с результатами, полученными по стандартной методике по данным ГИС. В

отличие от пористости и нефтенасыщенности, значения проницаемости определяются хуже. Есть плохо проницаемые прослои, для которых для разных времен расчетные значения проницаемости отличаются даже в два раза. Здесь можно говорить о полуколичественной оценке, т.е. определении достаточно узкого диапазона значений проницаемости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предложена методика определения коллекторских свойств пластов, использующая совместное математическое моделирование физических процессов, протекающих в окрестности скважины, использование данных повторных электрических и электромагнитных измерений и геофизических исследований в скважине.

Стандартные методики подсчета запасов и определения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов основаны на анализе связи данных, полученных при изучении взятого из скважин керна, и данных геофизических исследований. Отбор керна довольно трудоемкая операция, а его анализ требует значительного времени. Выводы, сделанные по керну и по ГИС, также не всегда сопоставимы из-за разных масштабов исследований, неполного выноса керна и погрешностей в его привязке по глубине. Благодаря наличию многократных измерений и комплексирования методов анализа данных удастся установить зависимость между измеряемыми электрическими и электромагнитными показаниями и свойствами среды, окружающей пробуренную скважину, без дополнительного анализа керна. Это позволяет проводить оценку фильтрационно-емкостных характеристик пластов по геофизическим измерениям в скважине и данным геолого-технологических исследований. Такие оценки получаются более оперативно. Совместная геофизическая и гидродинамическая интерпретация многократных измерений, отражающих динамику процессов в зоне влияния скважины, позволяет создать надежный и оперативный метод оценки фильтрационно-емкостных параметров пласта, что всегда было актуальной и первоочередной задачей ГИС. Применение такой методики на практике дает возможность оперативно уточнить параметры песчано-глинистых пластов-коллекторов.

Работа выполнена при частичной поддержке интеграционного проекта СО РАН № 60 и гранта РФФИ 10-05-00835.

ЛИТЕРАТУРА

Дворецкий П.И., Ярмахов И.Г. Проблемы фильтрации и электродинамики при геофизических исследованиях горизонтальных нефтяных скважин // Докл. РАН, 1995, т. 343, № 5, с. 684—686.

Дорогиницкая Л.М., Дергачева Т.Н., Анашкин А.Р., Колыванов А.И., Кушнарев С.В., Худякова Л.Д., Романова Е.А. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС. Томск, SST, 2007, 277 с.

Ельцов И.Н., Кашеваров А.А., Эпов М.И. Обобщение формулы Арчи и типы радиального распределения удельного электрического сопротивления в прискважинной зоне // Геофизический вестник, 2004а, № 7, с. 9—14.

Ельцов И.Н., Эпов М.И., Кашеваров А.А. Комплексная геоэлектрическая и гидродинамическая модель зоны проникновения // Геофизический вестник, 2004б, № 4, с. 13—19.

Ельцов И.Н., Эпов М.И., Кашеваров А.А. Новый системный подход к интерпретации данных ГИС и ГТИ на основе комплексных геофизических и гидродинамических моделей // Технологии ТЭК, 2005, № 5, с. 12—19.

Кашеваров А.А., Ельцов И.Н., Эпов М.И. Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважин // Прикладная механика и техническая физика, 2003, т. 44, № 6, с. 148—157.

Нестерова Г.В. Математические модели электропроводности двухкомпонентных сред и формула Арчи (по материалам публикаций) // Каротажник, 2008, № 10, с. 81—101.

Нестерова Г.В., Суродина И.В. Верификация моделей околоскважинного пространства на основе синтетических двумерных диаграмм ВИКИЗ и БКЗ // Международный научный конгресс «ГЕО-Сибирь-2009». Новосибирск, СГГА, 2009, с. 65—68.

Нестерова Г.В., Кашеваров А.А., Ельцов И.Н. Эволюция зоны проникновения по данным повортного каротажа и математического моделирования // Каротажник, 2008, № 1, с. 52—68.

Меркулов В.П., Посысов А.А. Оценка пластовых свойств и оперативный анализ каротажных диаграмм. Томск, STT, 2004, 159 с.

Табаровский Л.А., Эпов М.И., Сосунов О.Г. Оценка разрешающей способности электромагнитных методов и подавление помех в системах многократного наблюдения (теория, алгоритмы, программы). Новосибирск, 1985, 48 с. (Препринт/ИГиГ СО АН СССР; № 7).

Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство / Под ред. М.И. Эпова, Ю.Н. Антонова. Новосибирск, НИЦ ОИГТМ СО РАН, 2000, 121 с.

Хабаров А.В., Федоров П.К. Методика определения проницаемости по данным ГИС с учетом типизации пород-коллекторов // Каротажник, 2006, № 5, с. 77—83.

Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. М., Изд-во ГЕРС, 2001, 229 с.

Элланский М.М., Еникеев Б.Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. М., Недра, 1991, 205 с.

Эпов М.И., Ельцов И.Н., Кашеваров А.А., Соболев А.Ю., Ульянов В.Н. Эволюция зоны проникновения по данным электромагнитного каротажа и гидродинамического моделирования // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (8), с. 1031—1042.

Ярмахов И.Г., Попов С.Б. Комплексный метод гидродинамики околоскважинного пространства и индукционного диэлектрического каротажа при изучении нефтегазовых скважин // Каротажник, 2003, вып. 110, с. 63—82.

Alpak F.O., Habashy T.M., Torres-Verdín C., Dussan E.B. Joint inversion of transient-pressure and time-lapse electromagnetic logging measurements // Petrophysics, 2004, v. 45, № 3, p. 251—267.

Alpak F.O., Torres-Verdín C., Habashy T.M. Petrophysical inversion of borehole array-induction logs: Part I — numerical examples // Geophysics, 2006, v. 71, № 4, p. F101—F119.

Епов М., Yeltsov I., Kashevarov A., Sobolev A., Ulyanov V. Time evolution of the near borehole zone in sandstone reservoir through the time-lapse data of the high-frequency electromagnetic logging // Proceeding of the SPWLA 43rd Annual Logging Symposium, 2002, p. ZZ1—ZZ10.

Епов М.И., Yeltsov I.N., Kashevarov A.A. Integrated resistivity and invasion model of invaded zone // Petrophysics, 2004, v. 46, № 2, p. 198.

Li S., Shen L.C. Dynamic invasion profiles and time-lapse electrical log [Electronic resource] // SPWLA 44th Annual Logging Symposium, 2003. http://www.spwla.org/cgi-bin/shop.pl?choice=display;item_id=2603.

Liu Z.-H., Oyang J., Zhang J.-H. Dynamic dual-laterolog responses: model and field applications in the Bohai Gulf of China // J. Petrol. Sci. Engineering, 1999, v. 23, № 1, p. 1—11.

Navarro D., Li S., Liu R.C., Moharty K.K., Li G., Zhou C., Li Ch. Invasion effects on time-lapse array induction logs // SPWLA 48th Annual Logging Symposium, 2007, p. 1—10. http://www.spwla.org/cgi-bin/shop.pl?choice=display;item_id=3075.

Salazar J.M., Torres-Verdín C., Alpak F.O., Habashy T.M., Klein J.D. Estimation of permeability from borehole array induction measurements: application to the petrophysical appraisal of tight gas sands // Petrophysics, 2006, v. 47, № 6, p. 527—544.

Semmelbeck V.T., Holditch S.F., Dewan J.T. Invasion-based method for estimating permeability from logs // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22—25 October 1995. Dallas, Texas, 1995, p. 517—531.

Tobola D.P., Holditch S.A. Determination of reservoir permeability from repeated induction logging // SPE Formation Evaluation, 1991, v. 6, № 1, p. 20—26.

Torres-Verdín C., Alpak F.O., Habashy T.M. Petrophysical inversion of borehole array-induction logs: Part II — field data examples // Geophysics, 2006, v. 71, № 5, p. G261—G268.

Yao C.Y., Holditch S.A. Reservoir permeability estimation from time-lapse log data // SPE Formation Evaluation, 1996, v. 11, № 2, p. 69—74.

Zhang J.-H., Hu Q., Liu Z.-H. A method to evaluate reservoirs and estimate saturation by dynamic responses of dual-induction logging tools // J. Petrol. Sci. Engineering, 1998, v. 19, p. 233—240.

Zhang J.-H., Hu Q., Liu Z.-H. Estimation of true resistivity and water saturation with a time-lapse induction logging method // The Log Analyst, 1999, v. 40, № 2, p. 138—148.

*Рекомендована к печати 12 мая 2010 г.
М.И. Эповым*

*Поступила в редакцию
26 февраля 2010 г.*