

## ОСОБЕННОСТИ РЕШЕНИЯ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА В СКВАЖИНАХ С ВЫСОКОЙ ПРОВОДИМОСТЬЮ

Н.Л. Миронцов

*Институт телекоммуникаций и глобального информационного пространства НАН Украины,  
г. Киев, бульвар Чоколовский, 13, Украина, myrontsov@ukr.net*

Рассмотрены особенности численного решения обратной неустойчивой задачи геофизического исследования скважин на нефть и газ, а именно задачи индукционного каротажа для контрастных разрезов. Показано, что для этих разрезов влияние высокой электрической проводимости скважины на определение геоэлектрических параметров разреза является неустранимым фактором, который может сделать невозможным реализацию алгоритма точного решения обратной задачи с использованием традиционных поправок “за скин-эффект” и “за скважину”.

**Ключевые слова:** обратная задача, электрометрия скважин, индукционный каротаж.

До тех пор пока бурение скважин будет единственным средством извлечения углеводородов из недр Земли, геофизическое исследование скважин, и прежде всего электрометрия, будет основным методом определения не только места их расположения, но и их количества в каждом пласте-коллекторе [18, 24], что особенно актуально в настоящее время [2]. Однако такое определение требует решения сложной, неустойчивой по Адамару, математической обратной задачи [20].

Вообще говоря, решение обратных задач электрометрии, как правило, есть процесс итерационный, на каждом шаге которого решается прямая задача, для чего все чаще принято использовать прямые методы моделирования [5, 6], поскольку ее даже полуаналитическое решение найти удастся не всегда [22].

Как известно [1], использование физически обоснованных упрощений может существенно упростить алгоритм и требуемые вычислительные ресурсы. Для достижения такого упрощения воспользуемся методом полных токов [16].

Следует отметить, что в некоторых случаях быстрое нахождение устойчивого решения обратной задачи возможно при использовании аппаратуры, пространственное разрешение которой позволяет еще на этапе измерения выделять интересующие исследователя продуктивнее пласты [10, 13, 14].

Однако теоретическая разработка и практическое внедрение в производство новой аппаратуры — процесс длительный и не всегда зависит от исследователя. Поэтому не всегда при решении конкретной задачи может использоваться та аппаратура, которая изначально обеспечивает максимальную точность определения геоэлектрических параметров исследуемых пластов в ходе решения обратной задачи, а та, которая доступна исполнителю во время проведения каротажных работ [9, 12, 19].

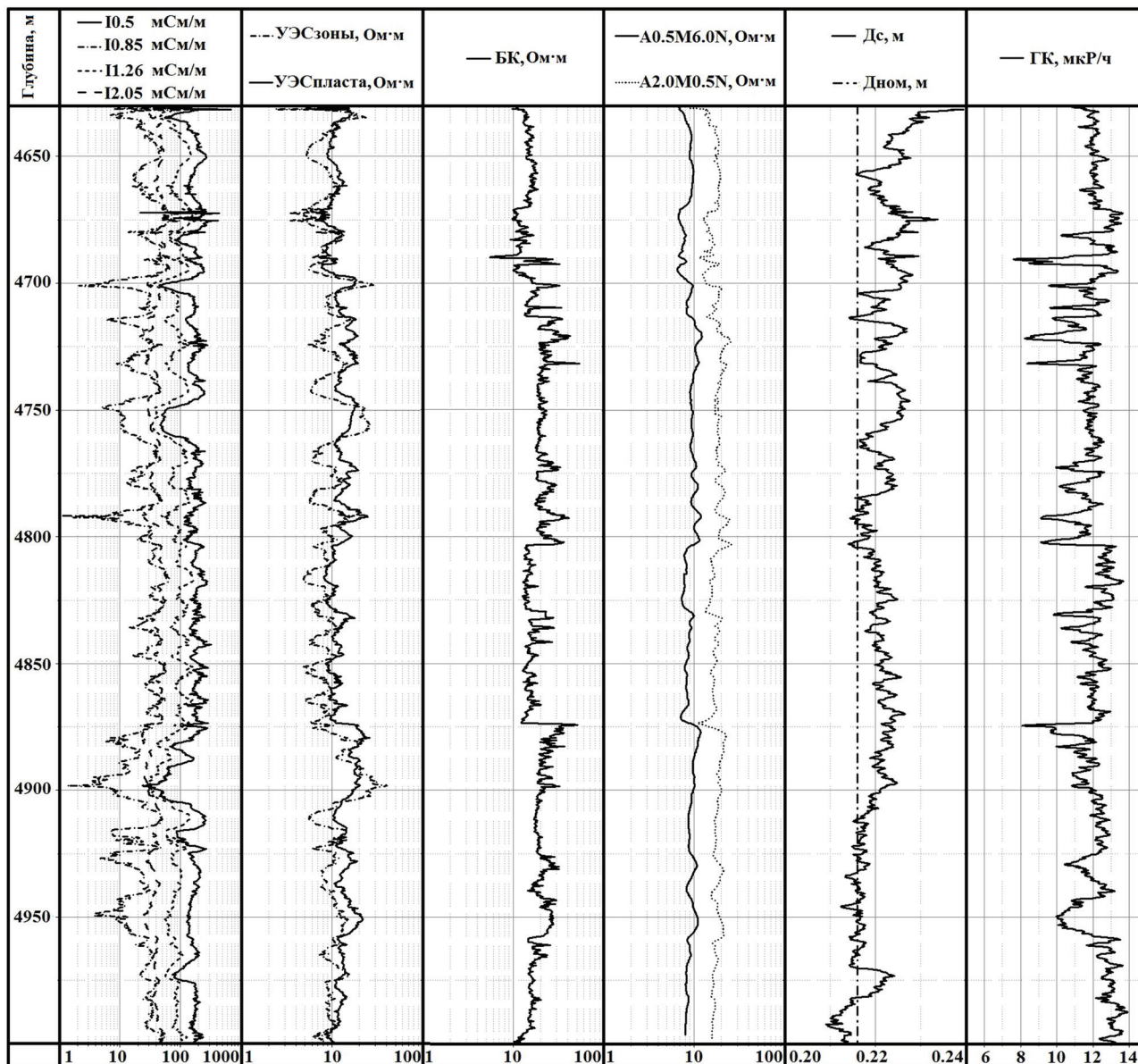
Ограничение парка возможной аппаратуры электрометрии — известная и серьезная проблема исследования Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) [3].

В ходе выполнения данной работы был использован реальный скважинный материал, полученный аппаратурой четырехзондового индукционного низкочастотного каротажа (ИК) [7, 25], в разработке которой принимал непосредственное участие автор. Этот материал получен в скважинах (условно называемых скважинами высокой проводимости), заполненных буровым раствором низкого удельного электрического сопротивления (УЭС) —  $\rho_{\text{скв}} < 1$  Ом·м, для которого значение параметра контрастности продуктивных пластов в условиях ДДВ  $K_p = \rho_{\text{породы}} / \rho_{\text{скв}} > 20$ .

Именно такие разрезы в последнее время все чаще являются объектом исследования в условиях ДДВ, но именно для них (для указанных значений  $K_p$ ) применение многозондовой аппаратуры ИК сопряжено со сложностями, анализу которых посвящена данная статья.

Заметим, что основной задачей электрометрии в случае использования четырехзондового комплекса (аналогично комплексу ВИКИЗ [21]) будет определение следующих параметров пластов-коллекторов: УЭС незатронутой буровым раствором части пласта  $\rho_{\text{пласта}}$  (УЭС пласта), УЭС зоны проникновения  $\rho_{\text{зоны}}$  (УЭС зоны); диаметр зоны проникновения  $D$ .

На рисунке представлен пример каротажных диаграмм типичного контрастного разреза в условиях ДДВ (столбцы: 1 — глубина; м; 2 — значения измеренной активной составляющей удельной электрической проводимости (УЭП); 3 — значения УЭС пласта и УЭС зоны, определенные после введения поправок “за скин-эффект”, “за скважину”, “за вмещающие”; 4 — данные бокового каро-



Каротажные диаграммы разреза, пересеченного скважиной высокой проводимости  
 Logging diagrams of the borehole cut intersected by a highly conductive well

тажа; 5 – данные зондов A0.5M6.0N, A2.0M0.5N; 6 – кавернометрия; 7 – данные гамма-каротажа). Для зондов 10.5; 10.85; 11.26; 12.05 цифры обозначают длину каждого из них в метрах.

Решение обратной задачи для контрастного разреза очень показательно с точки зрения оценки искажающего влияния скважины. Оказалось, что в отличие от низкоконтрастных для этого типа разрезов влияние “вмещающих” на данные каротажа пренебрежимо мало по сравнению с влиянием скважины и влиянием взаимодействия токов в среде. Именно устранение влияния скважины (использование поправки “за скважину”) при решении обратной задачи может и, как правило, вызывает образование погрешности, намного большей, чем неточность устранения влияния “вмещающих”, которое для линеаризованной задачи выполняется в настоящее время довольно точно [15, 17].

Проанализируем в первую очередь влияние взаимодействия токов в среде, которое принято учитывать, вводя поправку “за скин-эффект”. Такая поправка вводится с помощью известной зависимости сигнала от бесконечной однородной среды заданной УЭП. Для двухкатушечного зонда (расстояние между точечными катушками  $L$ ) данная зависимость между наводимой ЭДС и УЭП  $\sigma$  может быть получена аналитически:

$$\varepsilon = \varepsilon_0 e^{-p} [(1 + p) \sin p - p \cos p],$$

где  $p = L \sqrt{\frac{\sigma \mu \omega}{2}}$ ;  $\varepsilon_0 = i \frac{\omega \mu M}{2\pi L^3}$ ;  $\omega$  – рабочая частота зонда;  $M$  – момент приемного контура;  $\mu$  – магнитная проницаемость.

Именно пересчет с помощью указанной зависимости называют поправкой “за скин-эффект”.

Как показывает прямой расчет, для приведенных параметров разреза такая поправка оказывается незначительной.

После введения поправки “за скин-эффект” считается, что токи в среде не взаимодействуют, и мы вправе решать линейную задачу ИК в приближении Долля, в котором суммарный сигнал зонда есть сумма сигналов от разноудаленных участков среды [18]. Другими словами, линейное приближение и введение понятия геометрического фактора позволяют записать суммарный измеряемый сигнал в трехслойной среде в виде

$$\sigma = \sigma_{\text{скв}} g_{\text{скв}} + \sigma_{\text{зоны}} g_{\text{зоны}} + \sigma_{\text{пласта}} g_{\text{пласта}}, \quad (1)$$

где УЭП скважины  $\sigma_{\text{скв}} = 1000 / \rho_{\text{скв}}$  (проводимость принято выражать в мСм/м); УЭП зоны  $\sigma_{\text{зоны}} = 1000 / \rho_{\text{зоны}}$ ; УЭП пласта  $\sigma_{\text{пласта}} = 1000 / \rho_{\text{пласта}}$ ;  $g_{\text{скв}}$ ,  $g_{\text{зоны}}$ ,  $g_{\text{пласта}}$  — геометрические факторы скважины, зоны и пласта соответственно.

При этом значения геометрических факторов (для бесконечного пласта) удовлетворяют условие

$$g_{\text{скв}} + g_{\text{зоны}} + g_{\text{пласта}} = 1. \quad (2)$$

Следуя уравнениям (1) и (2), можно легко вычислить сигнал только от исследуемой части (пласт и зона):

$$\sigma_{\text{породы}} = \frac{\sigma - \sigma_{\text{скв}} g_{\text{скв}}}{1 - g_{\text{скв}}}.$$

Такой пересчет и называют введением поправки “за скважину”. Для ее введения необходимо знать диаметр УЭП и скважины.

В данном случае  $\sigma_{\text{скв}} = 1000 / 0,43 = 2325,6$  мСм/м, а значения геометрического фактора зондов 10.5, 10.86, 11.25, 12.05 для номинального диаметра скважины соответственно равны 0,031; 0,0036; 0,0012; 0,00063.

Теперь обратимся к вопросу о влиянии таких значений на точность общего решения.

Для этого аналогично изучению характеристик пространственного разрешения [11, 23] определим, как величина погрешности измерения будет соответствовать погрешности определения того или иного геоэлектрического параметра модели пласта. Как известно, именно в ответе на этот вопрос скрывается неустойчивость решения обратной задачи, поскольку, как правило, оказывается, что маленькой погрешности измерения могут соответствовать большие погрешности определения того или иного искомого параметра, подобно тому как это возникает при использовании синтетических зондов ИК [8].

Для анализа предположим, что единственная погрешность — значение  $\delta d$  отклонения реального диаметра скважины  $d + \delta d$  от номинального  $d$  ( $D_{\text{ном}}$  от  $D_c$  на рисунке). Такая погрешность обусловит изменение геометрического фактора  $\delta g_{\text{скв}}$  уже для реального, а не номинального значения диамет-

ра скважины. А это, в свою очередь, фактически вызовет изменение сигнала от исследуемой части пласта:

$$\sigma_{\text{породы}} = \frac{\sigma - \sigma_{\text{скв}} (g_{\text{скв}} + \delta g_{\text{скв}})}{1 - g_{\text{скв}} - \delta g_{\text{скв}}}.$$

Значит, погрешность измеряемого сигнала можно представить (полагая  $1 - g_{\text{скв}} \gg \delta g_{\text{скв}}$ ) в виде

$$\delta \sigma_{\text{породы}} = \frac{\sigma_{\text{скв}} \delta g_{\text{скв}}}{1 - g_{\text{скв}}} \approx \sigma_{\text{скв}} \delta g_{\text{скв}}.$$

Для наглядной количественной оценки достаточно предположить, что УЭС породы — 100 мСм/м (10 Ом·м, что соответствует условиям ДДВ [3]), тогда при  $\delta g_{\text{скв}} = 0,01$  погрешность искомого будет  $\delta \sigma_{\text{породы}} \approx 23 \%$ , при  $\delta g_{\text{скв}} = 0,1$ , соответственно,  $\delta \sigma_{\text{породы}} \approx 233 \%$ .

Такое соотношение погрешности измерения и погрешности определения искомого параметра задачи указывает на ее неустойчивость.

Кроме неточности определения диаметра скважины существует и много других, в том числе аппаратных, погрешностей, например измерительная, которая вполне может соответствовать 10%-й точности определения УЭП бурового раствора. Тогда суммарная погрешность составит  $\sigma_{\text{скв}} \delta g_{\text{скв}} + \delta \sigma_{\text{скв}} g_{\text{скв}}$ .

Даже при качественном анализе такой суммарной погрешности вдоль всего реального скважинного интервала (см. рисунок, столбец 6 — данные кавернометрии) получим, что самое маленькое изменение реального диаметра скважины или ее УЭП вносит слишком большую и принципиально неустраиваемую погрешность в решение обратной задачи.

На практике это может приводить к ситуации, когда значения УЭС, полученные после введения поправок “за скин-эффект”, “за скважину” и “за вмещающие”, даже качественно неверно описывают разрез: на плотных пластах без проникновения показания зондов различной длины не совпадают, а результатом решения в каждой точке становятся значения  $\rho_{\text{пласта}}$  и  $\rho_{\text{зоны}}$ , которые не одинаковы (см. рисунок, столбец 3).

В то же время приведенный на рисунке интервал скважинного разреза не содержит пластов-коллекторов. Это означает, что на всем интервале должно выполняться условие:  $\rho_{\text{пласта}} = \rho_{\text{зоны}}$ . При этом, как и следовало ожидать, оказывается, что, чем значительнее каверна, тем большее расхождение определенных  $\rho_{\text{пласта}}$  и  $\rho_{\text{зоны}}$ .

Аналогичный анализ был выполнен для 17 скважин ДДВ, заполненных проводящим буровым раствором с УЭС менее 0,5 Ом·м.

На основании полученных и приведенных результатов можно заключить, что при наличии существенных каверн и при значении УЭС скважины  $\rho_{\text{скв}} < 1$  Ом·м, для которого параметр контрастности  $K_{\rho} > 20$  (соответствует условиям



ДДВ), использование при решении обратной задачи поправки “за скважину” не позволяет найти точное решение.

Для таких скважин предпочтительно применение аппаратуры электрического каротажа, которая, во-первых, и предназначена для использования в проводящих буровых растворах [4], а во-вторых, ее характеристики пространственного разрешения для подобных контрастных разрезов оказываются существенно лучше, чем у рассмотренной аппаратуры ИК.

#### Список библиографических ссылок

1. Гомилко А.М., Савицкий О.А., Трофимчук А.Н. Методы суперпозиции, собственных функций и ортогональных многочленов в граничных задачах теории упругости и акустики. Киев: Наукова думка, 2016. 433 с.
2. Довгий С.О., Євдошук М.І., Коржнєв М.М., Куліш Є.О., Курило М.М., Малахов І.М., Трофимчук О.М., Яковлев Є.О. Енергетично-ресурсна складова розвитку України. К.: Ніка-Центр, 2010. 263 с.
3. Єгурнова М.Г., Зайковський М.Я., Загорько Я.М., Цюха 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. К: Наукова думка, 2005. 196 с.
4. Курганський В.М., Тішаєв І.В. Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин. К.: Видавничо-поліграфічний центр “Київський університет”, 2011. 175 с.
5. Миронцов М.Л. Метод розв'язання прямої та оберненої задачі електричного каротажу. *Доповіді НАН України*. 2007. № 2. С. 128–131.
6. Миронцов М.Л. Метод швидкого розв'язання прямої та оберненої задачі індукційного каротажу. *Геофізический журнал*. 2007. № 5. С. 212–214.
7. Миронцов Н.Л. Анализ возможностей синтетических зондов низкочастотного индукционного каротажа. *НТВ Каротажник*. 2010. № 4. С. 73–87.
8. Миронцов Н.Л. Анализ возможностей стандартного комплекса электротриеметрии для решения актуальных задач геофизического исследования скважин. *Геофизический журнал*. 2012. № 1. С. 159–170.
9. Миронцов Н.Л. Аппаратурно-методический комплекс для исследования коллекторов аномально низкого сопротивления. *Доповіді НАН України*. 2012. № 1. С. 117–122.
10. Миронцов Н.Л. Импульсный боковой каротаж с повышенным пространственным разрешением. *Доповіді НАН України*. 2010. № 5. С. 120–122.
11. Миронцов Н.Л. Метод повышения эффективности решения обратной задачи каротажного зондирования комплексом БКЗ-БК-ИК. *Геоінформатика*. 2011. № 2. С. 43–47.
12. Миронцов Н.Л. Метод распознавания “ошибочных” коллекторов и коллекторов остаточного нефтенасыщения при геофизическом исследовании скважин. *Доповіді НАН України*. 2012. № 4. С. 100–105.
13. Миронцов Н.Л. Новый принцип многозондового электрического каротажа. *Доповіді НАН України*. 2010. № 6. С. 103–106.
14. Миронцов Н.Л. О методе импульсного индукционного каротажа. *Доповіді НАН України*. 2010. № 7. С. 110–112.
15. Миронцов Н.Л. Решение задачи определения действительного вертикального профиля проводимости по данным индукционного каротажа. *НТВ Каротажник*. 2010. № 3. С. 57–69.
16. Миронцов Н.Л. Решение прямых и обратных задач электрического и индукционного каротажа методом интегральных (полных) токов. *Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики*: зб. наук. праць. К.: ТОВ Карбон ЛТД, 2009. С. 340–352.
17. Миронцов Н.Л. Способ решения обратной 2D задачи индукционного каротажа. *Геофизический журнал*. 2009. № 4. С. 196–203.
18. Миронцов Н.Л. Численное моделирование электротриеметрии скважин. К.: Наукова думка, 2012. 224 с.
19. Миронцов Н.Л. Эффективный метод исследования сложнопостроенных анизотропных пластов-коллекторов в терригенных разрезах. *Доповіді НАН України*. 2012. № 5. С. 119–125.
20. Старостенко В.И., Оганесян С.М. Некорректно поставленные задачи по Адамару и их приближенное решение методом регуляризации А.Н. Тихонова. *Геофизический журнал*. 2001. № 6. С. 3–20.
21. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство / Под ред. М.И. Эпова, Ю.Н. Антонова. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, Изд-во СО РАН, 2000. 270 с.
22. Эпов М.И., Глинских В.Н. Линеаризация относительных характеристик высокочастотного магнитного поля в двумерных проводящих средах. *Геология и геофизика*. 2004. № 2. С. 266–274.
23. Эпов М.И., Глинских В.Н., Ульянов В.Н. Оценка характеристик пространственного разрешения систем индукционного и высокочастотного каротажа в терригенных разрезах Западной Сибири. *НТВ Каротажник*. 2001. № 3. С. 19–57.
24. Anderson V.I. Modeling and inversion methods for the interpretation of resistivity logging tool response. Delft: Delft University Press, 2001. 377 p.
25. Myrontsov N. Method for improving the spatial resolution of resistivity logging. *Геофизический журнал*. 2010. № 4. С. 119–121.

Поступила в редакцию 30.11.2017 г.

## ОСОБЛИВОСТІ РОЗВ'ЯЗАННЯ ОБЕРНЕНОЇ ЗАДАЧІ ІНДУКЦІЙНОГО КАРОТАЖУ У СВЕРДЛОВИНАХ ВИСОКОЇ ПРОВІДНОСТІ

М.Л. Миронцов

Інститут телекомунікацій і глобального інформаційного простору НАН України, м. Київ, бульв. Чоколівський, 13, Україна, myrontsov@ukr.net

Розглянуто особливості чисельного розв'язання оберненої нестійкої задачі геофізичного дослідження свердловин на нафту і газ, а саме задачі індукційного каротажу для контрастних розрізів. Показано, що для цих розрізів вплив високої електричної провідності свердловини на визначення геоелектричних параметрів розрізу є неусувним фактором, який може унеможливити реалізацію алгоритму точного розв'язання оберненої задачі з використанням традиційних правок “за скін-ефект” та “за свердловину”.

**Ключові слова:** обернена задача, електрометрія свердловин, індукційний каротаж.

## FEATURES OF THE INVERSE PROBLEM SOLUTION OF INDUCTION LOGGING IN HIGHLY CONDUCTIVE WELLS

M.L. Myrontsov

Institute of Telecommunications and Global Information Space, NAS of Ukraine, 13, Chokolivskiy boulevard, Kyiv, 03186, Ukraine, e-mail: myrontsov@ukr.net

**Purpose.** The goal of the paper is to investigating the possibility of induction logging in highly conductive wells; to conduct experimental studies in the Dnieper-Donets Basin conditions.

**Design/methodology/approach.** Inverse problem solutions were carried out with the corrections “for the well”, “for the skin-effect” and “for the surrounding rocks”. This approach permits to determine an error of calculation of the geoelectricals parameters of the well cut model.

**Findings.** Inverse problem has been solved for the experimental highly conductive well logging cut material. The error value of this solution is obtained. It is shown that the inverse problem of induction logging in highly conductive wells can be unstable. Therefore, resistivity logging should be used in highly conductive wells.

**Practical value/implications.** Induction logging in highly conductive wells can give wrong result.

**Keywords:** inverse problem, electrometry in wells, induction logging

### References:

1. Gomilko A.M., Savitsky O.A., Trofimchuk A.N. Metody superpozicii, sobstvennih funkciy I ortogonalnih mnogochlenov v granichnih zadachah uprugosti i akustiki. Kyiv: Naukova Dumka, 2016, 433 p. [in Russian].
2. Dovgiy S.O., Yevdoschuk M.I., Korjnev M.M., Kulish Ye.O., Kurilo M.M., Malakhov I.M., Trofimchuk O.M., Yakovlev Ye.O. Energetichno-resursna skladova rozvidku Ukrainy. Kyiv: Nika-Center, 2010, 263 p. [in Ukrainian].
3. Yegurnova M.G., Zaikovskiy M.Ya., Zavorotko Y.M., Tsoha O.G., Knishman O.Sh., Mulyr P.M., Demyanenko I.I. Naf-togazoperspektyvni ob`etky Ukrainy. Kyiv: Naukova Dumka, 2005, 196 p. [in Ukrainian].
4. Kurganskiy V.M., Tishaev I.V. Electriczni ta elektromagnitni metodu doslidgennja sverdlolvyn. Kyiv: Kyivskiy Universitet, 2011. 175 p. [in Ukrainian].
5. Myrontsov M.L. Method of solving the direct and inverse problem of electric logging. *Dopovidi NAN Ukrainy*, 2007, no. 2, pp. 128-131. [in Ukrainian].
6. Myrontsov M.L. Method of quick solving the direct and inverse problem of induction logging. *Geofizicheskij zhurnal*, 2007, no. 5, pp. 212-214 [in Ukrainian].
7. Myrontsov N.L. Analiz vozmognostey sinteticheskikh zondov nizkochastotnogo indukcionnogo karotoga. *NTV Karotagnik*, 2010, no. 4, pp. 73-87 [in Russian].
8. Myrontsov N.L. Analysis of possibilities of standard electrometric complex for solving urgent problems of wells geophysical studies. *Geofizicheskij zhurnal*, 2012, no. 1, pp. 159-170 [in Russian].
9. Myrontsov N.L. Hardware-methodical complex for the investigation of collectors with abnormally low resistance. *Dopovidi NAN Ukrainy*, 2012, no. 1, pp. 117-122 [in Russian].
10. Myrontsov N.L. Pulse lateral logging with high spatial resolution. *Dopovidi NAN Ukrainy*, 2010, no. 5, pp. 120-122 [in Russian].
11. Myrontsov N.L. Metod povyshenija effektivnosti reshenija obratnoy zadachi karotagnogo zondirivanaja kompleksom BKZ-BK-İK. *Geoinformatika*, 2011, no. 2, pp. 43-47 [in Russian].
12. Myrontsov N.L. Investigation method for “wrong” formations and the relict oil content under the well logging. *Dopovidi NAN Ukraine*, 2012, no. 4, pp. 100-105 [in Russian].
13. Myrontsov N.L. A new principle of multiprobe electric logging. *Dopovidi NAN Ukraine*, 2010, no. 6, pp. 103-106 [in Russian].

14. Myrontsov N.L. On the method of electromagnetic-pulse logging. *Dopovidi NAN Ukrainy*, 2010, no. 7, pp. 110-112 [in Russian].
15. Myrontsov N.L. Reshenie zadachi opredelinija deystvitelnogo vertikalnogo profilja provodivosti po dannim indukcionnogo karotoga. *NTV Karotagnik*, 2010, no. 3, pp. 57-69 [in Russian].
16. Myrontsov N.L. Reshenie prjamih i obratnih zadach elektricheskogo i indukcionnogo karotoga metodom integralnih (polnih) tokov. *Teoretichni ta prukladni aspekty geoinformatuky*. Kyiv: Karbon LTD, 2009, pp. 340-352 [in Russian].
17. Myrontsov N.L. Method for solving 2D inverse problem of induction logging. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2009, no. 4, pp. 196-203 [in Russian].
18. Myrontsov M.L. Numerical modeling of electrometry in wells. Kyiv: Naukova Dumka, 2012, 224 p. [in Russian].
19. Myrontsov N.L. Efficient investigation method for complex structures and anisotropic formations in clastic deposits. *Dopovidi NAN of Ukrainy*, 2012, no. 5, pp. 119-125 [in Russian].
20. Starostenko V.I., Hovhannisian S.M. Inaccurately posed problems on Hadamard and their approximate solution by the method of regularization A.N. Tikhonov. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2001, no. 6, pp. 3-20 [in Russian].
21. Epov M.I., Antonov Yu.N. (Eds.). Technology of exploration of oil and gas wells based on VIKIZ. Methodical direction. Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, 2000, 270 p. [in Russian].
22. Epov M.I., Glinskih V.N. Linearizacija odnositel'nykh harakteristik visokochastotnogo magnitnogo polja v dvumernih provodjaschih sredah. *Geologija i Geofizika*, 2004, no. 2, pp. 266-274 [in Russian].
23. Epov M.I., Glinskih V.N., Uljanov V.N. Ocenka harakteristik prostranstvennogo razreshenija sisitem indukcionnogo i vysokochastotnogo karotaga v terigennih razrezah Zapadnoy Sibiri. *NTV Karotagnik*, 2001, no. 3, pp. 19-57 [in Russian].
24. Anderson B.I. Modeling and inversion methods for the interpretation of resistivity logging tool response. Delft: Delft University Press, 2001, 377 p.