

УДК 550.832.582

А. В. МалининООО «Нефтегазгеофизика»,
Международный университет «Дубна»**С. Ю. Тарасов**

ООО «Нефтегазгеофизика»

И. Р. Дубницкий

ОАО «Севернефтегазпром»

К. О. Кузнецов, А. И. Валеев

Международный университет «Дубна»

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Показано, что применение ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) для изучения газовых залежей базируется на высокой чувствительности эффекта ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) к газу ($k_{\text{нг}}$). Оценена возможность независимого от электрического каротажа определения $k_{\text{нг}}$ предельно газонасыщенных коллекторов (по величине остаточной водонасыщенности); при комплексировании с методами ГИС – возможность расширения круга определяемых параметров газонасыщенных объектов. На примере газовых залежей верхнего мела севера Западной Сибири рассмотрены практические возможности ЯМК.

Ключевые слова: ядерно-магнитный каротаж, газ, газонасыщенность, вытеснение газа, вертикальная зональность залежи.

Влияние газонасыщенности на результаты ЯМК

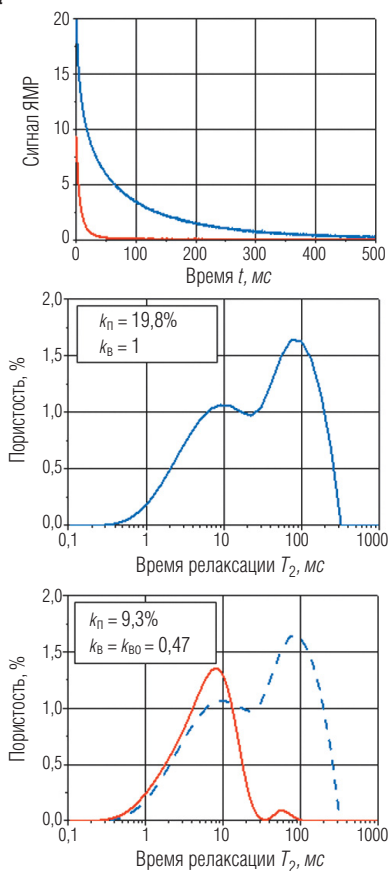
Газ существенно отличается от нефти и воды по физическим свойствам. Не являются исключением и его ЯМР-характеристики [3, 7–8, 11, 16, 18]. Наиболее важными представляются следующие.

Газ имеет пониженное водородосодержание ($\text{HI} = 0,2\text{--}0,4$ и менее). При калибровке по воде ($\text{HI} = 1$) это приводит к занижению регистрируемой пористости. Этот эффект показан на рис. 1 по керну и по каротажу.

Газ имеет очень большой коэффициент диффузии, не менее, чем в 10 раз превышающий аналогичные показатели для нефти и воды. При измерениях в градиентном магнитном поле газ характеризуется пониженными временами поперечной релаксации ($T_2 \approx 30\text{--}60$ мс), характерными для пор алевритовых размеров, хотя реально локализован в наиболее крупных эффективных порах.

Газ характеризуется очень большими временами продольной релаксации ($T_1 \approx 5000$ мс). Поэтому для полной поляризации молекул газа при измерениях в скважине требуется значительное время намагничивания T_w , что не всегда возможно при регистрации во время движения прибора.

а



б

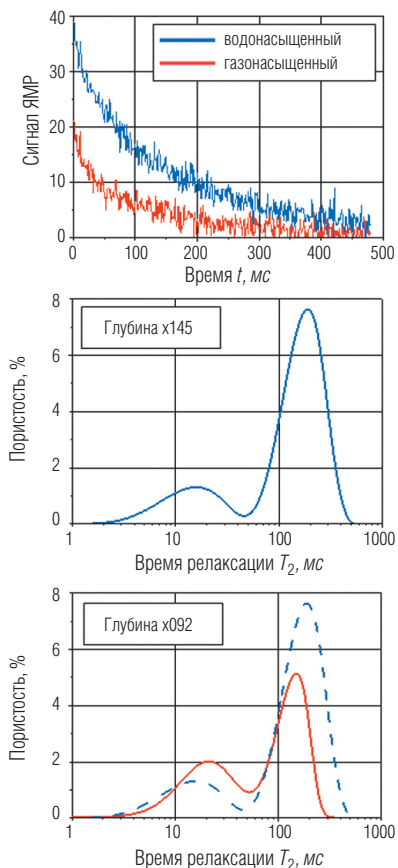


Рис. 1. Релаксационные кривые и спектры ЯМР в водо- и газонасыщенных объектах: а – керн, вариант сопровождения капилляриметрии методом ЯМР (вытеснение воды азотом); б – каротаж, водо- и газонасыщенные (метан) коллекторы с близкой пористостью

Зона исследования ЯМК находится в пределах до 8 см от стенки скважины и реально соответствует промытой зоне (аналог относительной глубины проникновения для интерпретационной модели электрического каротажа $D/d \leq 1,8$). Поэтому на результаты ЯМК влияет остаточная газонасыщенность, то есть газ, оставшийся в при-скважинной зоне после прохождения фронта фильтрата и потерявший фазовую проницаемость.

Наиболее значимый эффект влияния газа на показания ЯМК заключается в том, что присутствие газа приводит к снижению регистрируемого водородосодержания (пористости) пластов с остаточной газонасыщенностью. На рис. 2 (поле 5, 6) этот эффект визуально хорошо заметен по снижению амплитуды правой моды спектров, начиная с глубины появления в разрезе свободного газа.

По спектрам ЯМК было выяснено, что остаточный газ всегда занимает объем наиболее крупных эффективных пор. Это видно по распределению бинов ЯМК в поле 2 на рис. 2. Отмечается заметное снижение пористости по ЯМК при переходе от водоносной к газонасыщенной части разреза, при этом уменьшение зарегистрированной пористости происходит за счет емкости наиболее крупных пор (бины голубого и темно-синего цвета).

Из приведенных данных видно, что газ оказывает сильное влияние на результаты измерений методом ЯМР. С одной стороны, это позволяет выделять газонасыщенные объекты, с другой – искажает комплекс коллекторских свойств, определяемый ЯМК, и требует привлечения данных других методов ГИС для уточнения параметров разреза.

Выделение газонасыщенных пластов

Для решения этой задачи используется сопоставление пористости по ЯМК и ГГК-П (за счет существенного по величине и противоположного по знаку влияния газа).

Комплексирование ЯМК–ГГК-П для выделения газонасыщенных коллекторов известно давно. В частности, методические работы по этому направлению проводились еще в 1980-е годы в ЗапСиб-ВНИИ-геофизике (С. Анпенов, И. Модин. ЯМК в поле Земли – ГГК-П). В последнее время накоплен огромный опыт исследований газовых залежей [4–5, 7–9, 12–16, 18], включая методики 2D [1, 8, 10, 11, 17] и 3D [19].

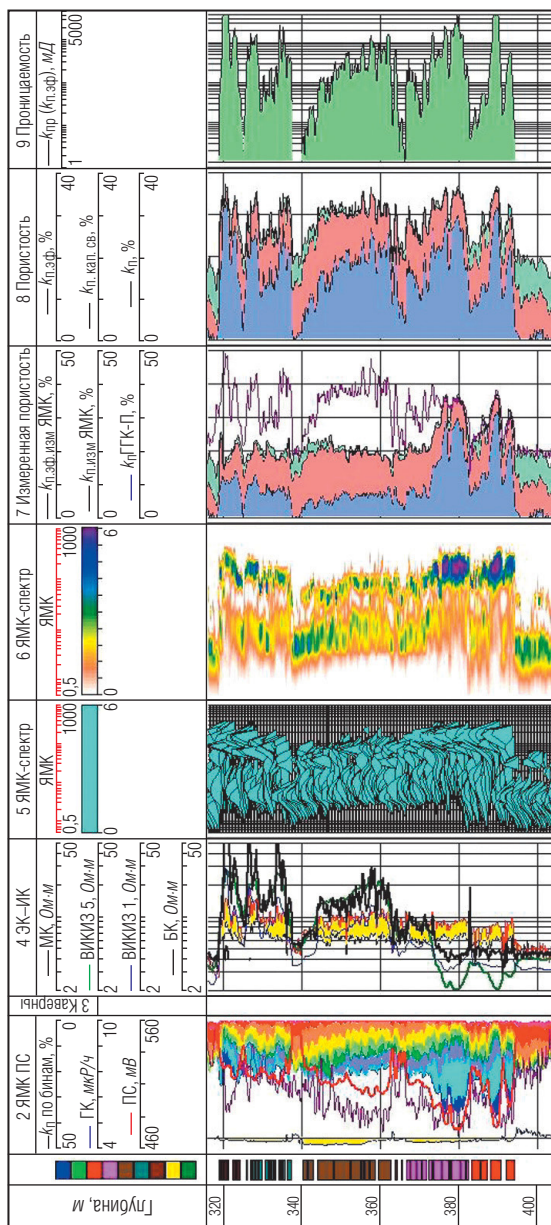


Рис. 2. Пример влияния газа на результаты ЯМК (сеноман, Западная Сибирь)

Практический опыт авторов показал, что сопоставление ЯМК–ГГК–П обладает высокой чувствительностью к газу и позволяет эффективно оценивать его присутствие в разрезе по дефекту пористости, включая глинистые пласты и пласты с незначительным газонасыщением (рис. 2, поле 7). В предельно насыщенных слабоконсолидированных песчаниках отличие от истинных значений (дефект пористости) может достигать 20–25%. Также отмечается зависимость разницы в пористости от коллекторских свойств.

Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) газонасыщенных пластов

В общем случае пористость, зарегистрированная прибором ЯМК, может быть представлена в виде:

$$k_{\Pi}^{\text{ЯМК}} = k_{\Pi} \cdot (1 - k_{\text{го}}) + k_{\Pi} \cdot k_{\text{го}} \cdot \text{HI} \cdot P,$$

где k_{Π} – истинная пористость пласта; $k_{\text{го}}$ – коэффициент остаточной газонасыщенности в зоне исследования ЯМК; HI – водородный индекс газа; $P = 1 - e^{-\frac{T_w}{T_{1\Gamma}}}$ – поляризационный фактор газа; T_w – время намагничивания, достаточное для полной поляризации всех флюидов, за исключением газа; $T_{1\Gamma}$ – время продольной релаксации газа.

Основными неизвестными параметрами в этом уравнении являются истинная пористость и коэффициент остаточной газонасыщенности. Для их оценки и привлекаются данные ГГК–П, так как влияние газа на показания методов разнонаправленное. На рис. 2 в поле 7 приведена расчетная пористость по ГГК–П (при $b_{\text{мин}} = 2,68 \text{ г/см}^3$). Хорошо заметен интенсивный дефект пористости в газонасыщенном интервале. Оценка k_{Π} и $k_{\text{го}}$ проводится по данным ЯМК–ГГК–П путем решения системы уравнений. Это позволяет с учетом результатов измерений ЯМК и ЯМР-характеристик газа при пластовых температуре и давлении восстановить комплекс ФЕС пород, обычно определяемый по ЯМК. На рис. 2 в поле 8 приведены восстановленные k_{Π} , $k_{\Pi.\text{эф}}$ в газонасыщенной части разреза.

Опыт оценки k_{Π} и $k_{\text{го}}$ по совместной обработке ЯМК–ГГК–П в большинстве случаев показал корректность определяемых параметров, в том числе при сопоставлениях с кернавыми данными. В рассматриваемых отложениях сравнение результатов ЯМК с данными керна осложнено методическими трудностями моделирования пластовых

условий на слабokonсолидированном керне, а также при наличии набухающих глинистых минералов. Однако современные технологии исследований керна позволили получить представительную выборку в скважинах, где выполнялся ЯМК.

На рис. 3 приведено сравнение керновых и каротажных данных по двум параметрам – эффективной пористости и остаточной (неснижаемой) водонасыщенности в пласте ПК1. Для сравнения приведены измеренные и расчетные (с учетом влияния газа) значения параметров. Как видно, отмечается приемлемая корреляция данных керна и параметров, рассчитанных по комплексу ЯМК–ГГК–П.

На рис. 4. представлено комплексное сравнение параметров k_n , $k_{n,эф}$ и $k_{пр}$, полученных по керну и по каротажу.

Основным ограничением подхода является различие в радиальной глубине исследования методами ЯМК и ГГК–П при градиентном изменении остаточной газонасыщенности от стенки скважины вглубь пласта. В этом случае за счет более значительного влияния газа на показания ГГК–П возможно завышение величины k_n при совместной обработке данных. Хотя такой эффект не является систематическим, но он возможен, и расчетные значения k_n в общем случае являются максимальной оценкой.

Модели флюидонасыщенности

По данным комплекса ЯМК–ГГК–П–ИК удастся построить объемное распределение емкости, занимаемой различными флюидами в ближней и в дальней зонах пласта (рис. 5).

Модель зоны проникновения (ближней зоны) отражает распределение флюидонасыщенности в зоне исследований ЯМК и ГГК–П и включает остаточную воду (по измерениям ЯМК с исключением вклада газа, оцененного по ЯМК–ГГК–П); подвижный фильтрат бурового раствора (эффективная пористость по измерениям ЯМК); остаточный газ (по ЯМК – ГГК–П). Объем фильтрата и остаточного газа составляют уточненную эффективную пористость.

Модель пласта (дальней зоны) отражает распределение флюидонасыщенности в неизменной проникновением части пласта. Она включает остаточную воду (по измерениям ЯМК с исключением вклада газа, оцененного по ЯМК–ГГК–П); свободную воду (водонасыщенная пористость по ИК–ЯМК) и газ (разность общей и водонасыщенной пористости). Модели распределения флюидов приведены на рис. 5 в поле 5 и 6.

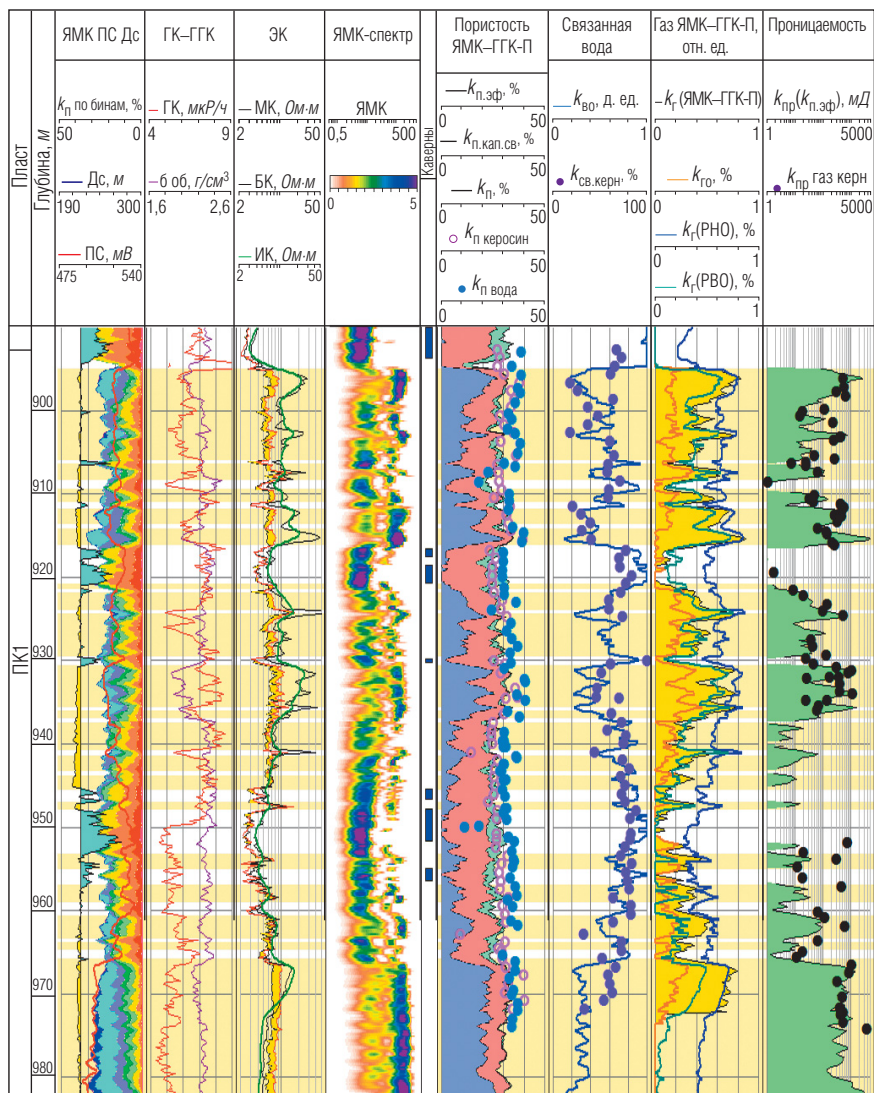


Рис. 4. Сопоставление результатов обработки ЯМК-ГГК-П с данными ядра

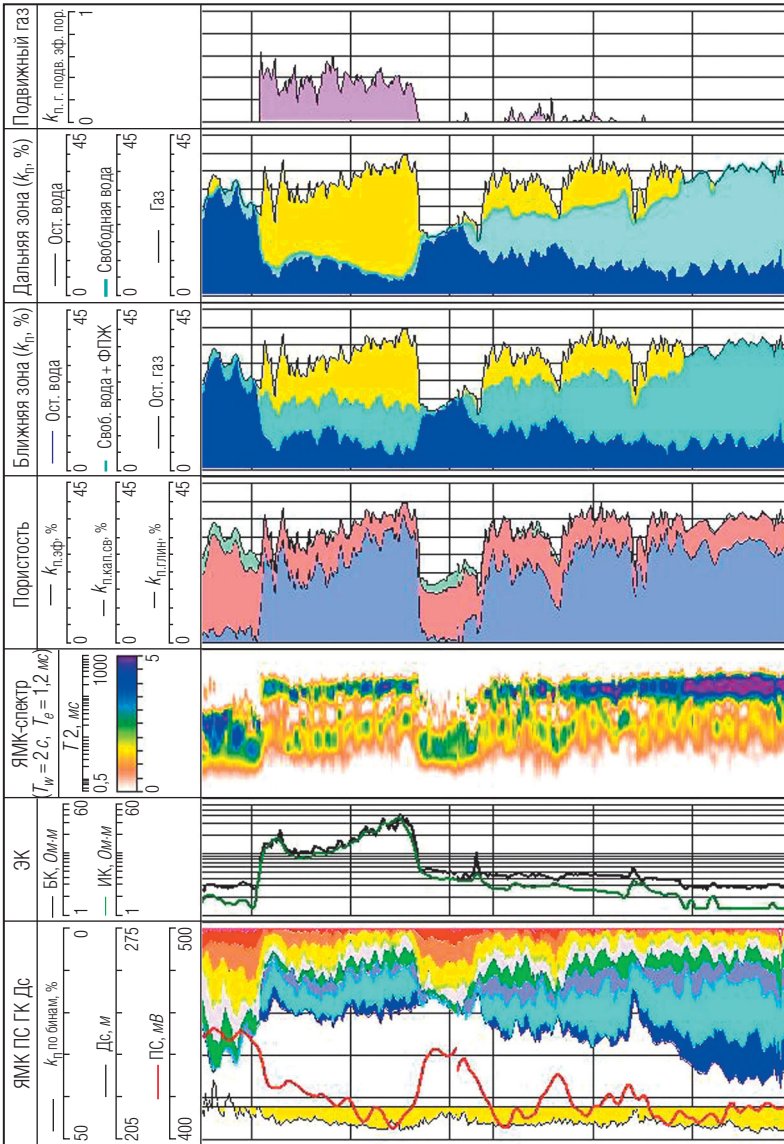


Рис. 5. Пример оценки насыщенности газовой залежи с переходной зоной с использованием данных ЯМК в комплексе ГИС (сеноман, Западная Сибирь)

Определение газонасыщенности

В предельно насыщенной зоне коэффициент газонасыщенности (k_T) соответствует эффективной емкости и оценивается по ЯМК как $k_T = 1 - k_{bo}$. Для зоны двухфазной насыщенности ($k_b > k_{bo}$) к оценке k_T привлекаются данные ИК и зависимость водонасыщенной пористости от УЭС, устанавливаемая по водоносной части разреза по ИК–ЯМК. Следует отметить, что в рассматриваемых отложениях подобная зависимость «ГИС–ГИС» хорошо работает и в предельно насыщенной зоне. Так, в предпоследнем поле на рис. 5 в зоне предельной насыщенности величина k_T определена именно этим методом, а не как $1 - k_{bo}$ по ЯМК (с этим связана «бахрома» свободной воды светло-голубой закрашки между газом и остаточной водой, а также «сглаженная» форма кривой k_b , соответствующая вертикальному разрешению ИК в поле 2, рис. 5). Практическая сходимость двух независимых подходов позволяет прогнозировать положение газоводяного контакта ГВК1 по соответствию k_{bo} (ЯМК) и k_b (ИК–ЯМК).

Коэффициент остаточной газонасыщенности $k_{го}$ определяется при обработке ЯМК–ГГК–П совместно с $k_{ц}$.

Вытеснение газа

Возможность оценки распределения флюидов в зоне проникновения и в самом пласте позволяет оценить вытеснение газа в рамках модели внедрения фильтрата как $k_{выт} = k_T - k_{го}$. Как видно (крайнее правое поле на рис. 5, область розовой закрашки), характеристики вытеснения отличаются в различных частях залежи. Особенностью газовых залежей в рассматриваемых отложениях является зона двухфазной насыщенности «газ + вода», которая на некоторых месторождениях имеет значительную толщину. Причины ее формирования, подходы к оценке ее параметров и промысловая характеристика этой зоны рассматривались в работах Ф. З. Хафизова, В. Х. Ахиярова, А. В. Ручкина, В. К. Федорцова, В. Г. Фоменко, Г. Г. Яценко, А. И. Фионова, В. В. Киевского, В. Г. Жувагина и других исследователей. Хотя эта зона выделяется по данным электрического каротажа (рис. 5, поле 2), а по опробованиям методами ОПК, ГДК присутствие газа устанавливается, кондиционных притоков газа из этой зоны не получают и запасы газа в ее пределах обычно не рассматриваются.

Результаты совместной обработки ЯМК, ГГК, ИК по рассмотренному выше подходу независимо подтверждают наблюдаемую промысловую характеристику зоны двухфазной насыщенности. Как видно, в этой зоне отмечаются близкие значения k_t и $k_{го}$, вытеснения газа почти не происходит (последнее поле на рис. 5), и она будет характеризоваться практически однофазным водяным притоком. По данным ЯМК, свободный газ локализован в наиболее крупных порах и, возможно, размещается в поровом пространстве в виде отдельных пузырьков. В предельно насыщенной зоне вытеснение газа отмечается ($k_t > k_{го}$, верхняя часть рис. 5), но характерно высокое (до 40–50%) содержание остаточного (не вытесненного фильтратом) газа в зоне исследования ЯМК. Наиболее вероятно, что в коллекторах промытая зона минимальна, а зона проникновения имеет небольшую толщину и интенсивную радиальную неоднородность. В этом случае зона исследования ЯМК и ГГК-П выходит за пределы промытой части разреза и попадает в пределы радиальной неоднородности зоны проникновения, где содержание газа уже выше, чем реально остаточного в промытой фильтратом зоне. Поэтому значения $k_{го}$ по ЯМК–ГГК-П, видимо, следует рассматривать как максимальную оценку, а расчетный коэффициент вытеснения – как минимальную. В то же время получение таких минимаксных оценок полезно для обоснования модели залежи.

Вертикальная зональность залежи

В приведенном на рис. 5 примере выделяются три зоны различной насыщенности, отделенные двумя контактами. В нижней, водоносной части разреза ФЕС коллекторов определяются по данным ЯМК, которые не искажены влиянием газа. Зарегистрированная с помощью ЯМК общая пористость в лучших коллекторах достигает 36–38%, что позволяет прогнозировать развитие песков. Особенностью является хорошая сортировка пор по размерам – основная часть пористости формируется 3–4 смежными группами пор с примерно одинаковой емкостью (до 8–10% в каждой группе). Наряду с большими размерами пор относительно простая структура порового пространства способствует формированию высокой проницаемости (по оценке ЯМК – более 1000 мД).

Водонасыщенная зона отделяется от зоны двухфазной насыщенности газоводяным контактом (ГВК2), который устанавливается по первому

появлению свободного газа по ЯМК–ГГК–П (на рис. 5 не показан). Зона двухфазной насыщенности «газ + вода» имеет пониженное газонасыщение до 40%, газ практически не имеет фазовой проницаемости, приток из этой зоны преимущественно водяной. По опыту работ, на многих месторождениях эта зона имеет небольшую толщину или практически не отмечается. Часть разреза отделяется от зоны предельной газонасыщенности контактом ГВК1 (при отсутствии газоводяной зоны совпадает с ГВК2), который по рассматриваемому подходу может быть установлен по появлению соответствия между $k_{\text{во}}$ (ЯМК) и $k_{\text{в}}$ (ИК–ЯМК). В зоне предельной газонасыщенности характеристики ФЕС, насыщенности и вытеснения оцениваются по данным ЯМК–ГГК–П с независимым контролем ряда параметров по ИК–ЯМК.

Проведенные исследования показали перспективность использования ЯМК в комплексе ГИС для получения дополнительной и независимой информации о породах, вмещающих газовую залежь, и ее вертикальном строении.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аксельрод С. М. Многомерные ЯМР-исследования разрезов скважин (по материалам публикаций в американской литературе) // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2008. Вып. 7 (172). С. 84–123.
2. Ахияров В. Х., Ручкин А. В., Яценко Г. Г. Методика выделения и оценка коллекторов сеномана на месторождениях Тюменского севера // Геология нефти и газа. 1982. № 5. С. 19–21.
3. Джафаров И. С., Сынгаевский П. Е., Хафизов С. Ф. Применение метода ядерного магнитного резонанса для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. М.: Химия, 2002. 439 с.
4. Крутой А. А., Тарасов С. Ю. Первые результаты применения ЯМК в искусственном поле для изучения газоносного разреза сеномана // Геофизика-2005. V Межд. научно-практ. конференция – конкурс молодых ученых и специалистов. Тезисы докладов. СПб.: СПбГУ, ВВМ, 2005. С. 148–149.
5. Тарасов С. Ю., Иванова С. М., Малинин А. В. Изучение газовых коллекторов севера Западной Сибири с использованием метода ЯМТК // Тр. Всероссийской научно-практической конференции «Ядерно-магнитные скважинные и аналитические методы в комплексе ГИС». М.: ВНИИГеосистем, 2011. С. 213–219.
6. Хаматдинов Р. Т., Митюшин Е. М., Барляев В. Ю., Мурцовкин В. А., Малинин А. В. Ядерно-магнитный томографический каротаж // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2002. Вып. 100. С.138–171.
7. Appel M. Nuclear Magnetic Resonance and Formation Porosity // Petrophysics. Vol. 45. № 3. P. 296–307.

8. Coates G. R., Xiao L., Prammer M. G. NMR Logging Principles and Applications. Houston: Hullibarton Energy Services, 1999. 335 p.
9. Combining NMR and Density Logs for Petrophysical Analysis in Gas-Bearing Formations // Freedman R. et al., Paper II. SPWLA 39th Annual Meeting, Denver/1998.
10. DDTW-A Method for Gas Reservoir Evaluation Using Dual Wait-Time NMR and Density Log Data // Holger F. Thern, Songhua Chen. 2001. SPE, paper 72501 - PA.
11. Dunn K. J., Bergman D. J. and LaTorraca G. A. (eds). Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications. 2002. Vol. 32. 1st edition. Elsevier, Amsterdam, The Netherlands. 312 p.
12. Enhanced NMR Logging Methods for Accurately Measuring Volumes of Gas and Light Oil in Hydrocarbon Reservoirs // B. L. Hou, G. R. Coates, J. E. Galford et al. 1999. SPE-56769-MS.
13. Integrated Gas and Oil Zone Evaluation Using NMR, Conventional and Mud Gas Data – A Norwegian Logging-While-Drilling Case History // Holger Thern, Nicklas Ritzmann, Jon Torkel Petersen, Oliver Mohnke. 2017. SPWLA 58th Annual Logging Symposium. Oklahoma, USA, paper KKKK.
14. New Integrated Application Using T1 and T2 Modes of Magnetic Resonance in Tight Gas Reservoirs: a Case Study from Northern Mexico / Norberto Monroy Ayala, Rogelio Munoz, Raul Rico et al. 2007. SPE, paper 107364.
15. NMR Logging in a North Sea Gas Well // O. M. Relling, T. Eidesmo, Lii Ebb, Ii Rueslåtten. 1996, SPWLA 37th Annual Logging Symposium, New Orleans, Louisiana, SPWLA-1996-GGG.
16. NMR Logging of Natural Gas Reservoirs // R. Akkurt, A. J. Guillory, P. N. Tutunjian, H. J. Vinegar. 1996. The Log Analyst. Vol. 37. Issue 06.
17. Numerical Simulation and Parameter Analysis of NMR T2–D Distributions of Tight Sandstone Saturated with a Gas-Water Two-Phase Fluid // Jiangfeng Guo, Ranhong Xie. Journal of Natural Gas Science and Engineering. Vol. 37. January 2017. P. 502–511.
18. Prammer M. G., Mardon D., Coates G. R. and Miller M. N. Lithology-Independent Gas Detection by Gradient NMR Logging // 1995. Proc. Annu. Tech. Conf. Exhibition, Soc. Pet. Eng., Dallas, TX, USA. P. 325–336.
19. Three-Dimensional Modelling of Reservoir Fluid Typing by Applying Nuclear Magnetic Resonance (NMR) and Thermophysical Parameters // A. Hossein Morshedy, M. Fatehi Marji. 20018. Bollettino di Geofisica Teorica ed Applicata. Vol. 59. № 1. P. 95–106.
20. Toporkov V. G., Murtsovkin V. A., Rudakovskaya S. Yu. Evaluation of Filtration and Capacitive Properties of Rocks by Nuclear Magnetic Resonance in Terrigenous Non-Consolidated Section with Swelling Clay Minerals. Proceedings of SCA. 2001. Symposium. Edinburgh. Paper 2001–64.

Рецензент канд. техн. наук С. Ю. Рудаковская

УДК 531.746,550.832

И. В. Гринев, А. Б. Королев, В. Н. Ситников
ООО «Нефтегазгеофизика»

ВЛИЯНИЕ ОСТАТОЧНОЙ НАМАГНИЧЕННОСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И СБОРКИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПРИБОРОВ НА ПОКАЗАНИЯ ИНКЛИНОМЕТРА

Показано, что остаточная намагниченность бурильной колонны и сборки геофизических приборов, располагающихся недалеко от инклинометрического датчика, отрицательно влияет на точность измерений магнитного азимута. Выявлены зоны пространственной ориентации инклинометра, для которых характерна наибольшая погрешность, вызванная данной причиной. Построена теоретическая модель суперпозиции геомагнитного поля и поля остаточной намагниченности, приведены теоретические зависимости. Даны рекомендации по оценке величины рассматриваемого влияния и корректировке расчетных значений азимута.

Ключевые слова: инклинометр, остаточная намагниченность, магнитная индукция, повышение точности показаний азимута.

Введение

Известно, что значительная часть геофизических приборов, а также бурильная колонна имеют собственное поле остаточной намагниченности (ПОН), вектор которого обычно направлен приблизительно по оси сборки геофизических приборов (рис. 1). Это дополнительное поле влияет на показания инклинометрических датчиков [1–6, 8].

Несложно понять, что в случае использования автономной аппаратуры наблюдается суперпозиция полей сборки приборов и колонны, а в случае использования кабельных приборов на показания инклинометра влияет только поле сборки приборов, причем влияние зачастую более выражено в том случае, если инклинометр используется в качестве промежуточного, а не конечного прибора.

Компенсация такого влияния обычно решается использованием дорогостоящих немагнитных вставок, которые увеличивают расстояние между измерительным датчиком, намагниченными приборами и колонной, уменьшая тем самым их влияние. В зарубежной литературе можно найти конкретные рекомендации [7] по величине таких немагнитных вставок в зависимости от широты местности и диапазонов рабочих углов скважины. Однако отечественные службы, проводящие бурение и каротаж, не имеют общепринятых стандартов по величине немагнитных вставок. В связи с этим в ряде случаев наблюдаются сложно интерпретируемые расхождения между значениями измерений азимута телеметрической аппаратурой и скважинными инклинометрами. Эти расхождения чаще всего наблюдаются в зонах, где ось инклинометра направлена примерно к магнитному западу или востоку (причины такой зональной выраженности будут рассмотрены ниже). Таким образом, вопрос теоретического описания и учета влияния ПОН стоит достаточно остро.

Теоретическая модель влияния ПОН

Оценим влияние ПОН (рис. 1) на расчетные значения азимута, модуля и угла наклона измеряемого магнитного поля.

Если ввести модуль индукции ПОН (Δh), то можно записать систему уравнений для суммарных нормированных компонент (x, y, z) магнитного поля на оси неподвижной системы координат:

$$\begin{cases} x = H \sin \psi + \Delta h \cos \theta, \\ y = -\Delta h \sin \theta \sin \alpha, \\ z = H \cos \psi + \Delta h \sin \theta \cos \alpha, \end{cases} \quad (1)$$

где H – нормированный на единицу модуль геомагнитного поля (ГМП); ψ – угол наклона ГМП в месте проведения инклинометрических измерений; θ и α – зенитный угол и азимут (истинный) инклинометра соответственно.

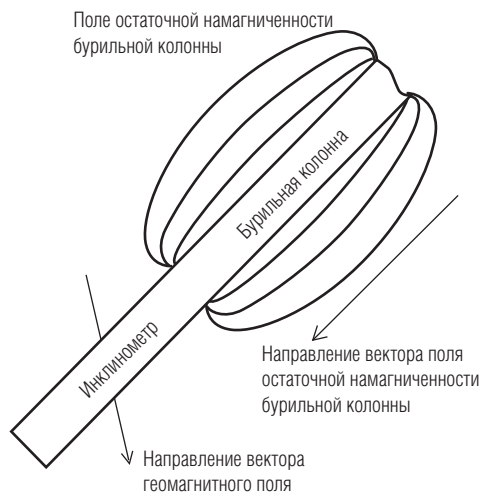


Рис. 1. Поле остаточной намагниченности (ПОН) бурильной колонны и/или сборки геофизических приборов. Вектор магнитной индукции ПОН является коллинеарным к орту оси системы координат магнитометров (направлен по оси инклинометра)

Зависимости от визирного угла (φ) нет вследствие того, что вектор $\Delta \vec{h}$ является коллинеарным к орту оси Z системы координат магнитометров (направлен по оси инклинометра). Зная компоненты (1), можно рассчитать ошибку определения азимута

$$\Delta \alpha = \arctg (y/z), \quad (2)$$

а также измененные значения модуля

$$\tilde{H} = \sqrt{x^2 + y^2 + z^2} \quad (3)$$

и угла наклонения

$$\tilde{\psi} = \arcsin (x/\tilde{H}) \quad (4)$$

суперпозиционного магнитного поля.

Если взять модуль добавочного поля Δh равным $0,03H$ (по данным авторов, Δh меняется в пределах $0,01H - 0,12H$, наиболее часто в пределах $0,01H - 0,05H$), то можно построить графики приведенных выше величин в зависимости от азимута и зенитных углов (рис. 2–4).

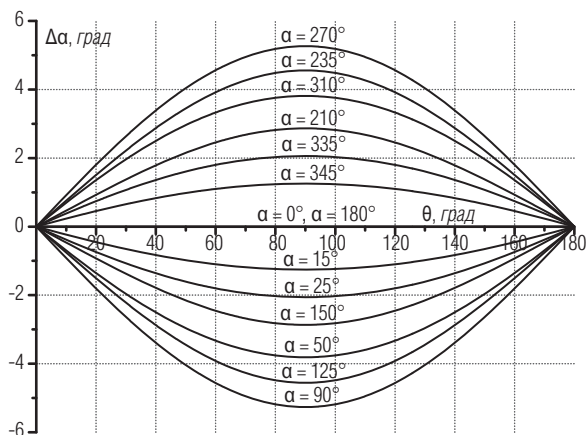


Рис. 2. Ошибка расчета азимута в зависимости от зенитного угла и азимута инклинометра; $\Delta h = 0,03H$; $\psi = 71^\circ$

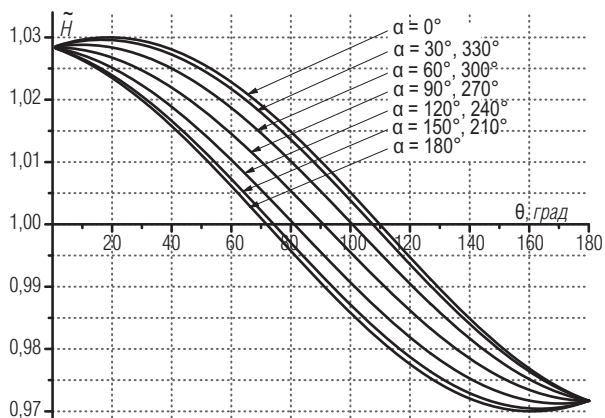


Рис. 3. Расчетный модуль вектора суперпозиции ГМП и ПОН в зависимости от зенитного угла и азимута инклинометра; $\Delta h = 0,03H$; $\psi = 71^\circ$

Расчетная величина суперпозиционного модуля вектора претерпевает серьезные изменения (рис. 3), достигая наибольшей ошибки в точках, где векторы ГМП и ПОН коллинеарны. Угол наклона (рис. 4), напротив, наибольшего изменения достигает в плоскости меридиана при перпендикулярном положении векторов ГМП и ПОН.

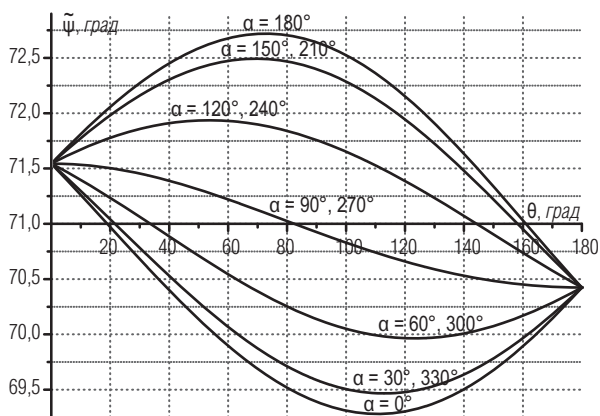


Рис. 4. Расчетный угол наклона вектора суперпозиции ГМП и ПОН в зависимости от зенитного угла и азимута инклинометра; $\Delta h = 0,03H$; $\psi = 71^\circ$

Несложно заметить (рис. 2), что при $\Delta h = 0,03H$ (приблизительно 1500 nT для района г. Твери) наибольшая ошибка определения азимута, связанная с ПОН, достигает величины 5,3 град при направлении, перпендикулярном магнитному меридиану. Широко известно, что наибольшее влияние ПОН наблюдается при бурении скважин, направленных на магнитные запад и восток. Однако, строго говоря, это не так. Азимутальные углы, на которых наблюдается наибольшая ошибка измерения азимута, могут быть вычислены с помощью поиска экстремумов зависимости (2):

$$\alpha_n^{(\text{extr})} = 180 + (-1)^{n+1} \arccos \left(\frac{\Delta h \sin \theta}{H \cos \psi} \right), \quad (5)$$

где индекс $n = \overline{0,1}$ определяет «западный» и «восточный» экстремумы.

Таким образом, направление, в котором будет наблюдаться наибольшая ошибка азимута, существенно зависит как от соотношения модулей индукции ПОН и ГМП (рис. 5), так и от угла наклона ГМП (рис. 6) в месте проведения измерений. Кроме того, стоит отметить, что от угла наклона так же сильно зависит и сама величина максимальной ошибки азимута (рис. 7). Диапазон наклонов на рис. 5–7 составляет от 60 град (Прикаспийская НГП) до 87,5 град (Северо-Карская ПНГО).

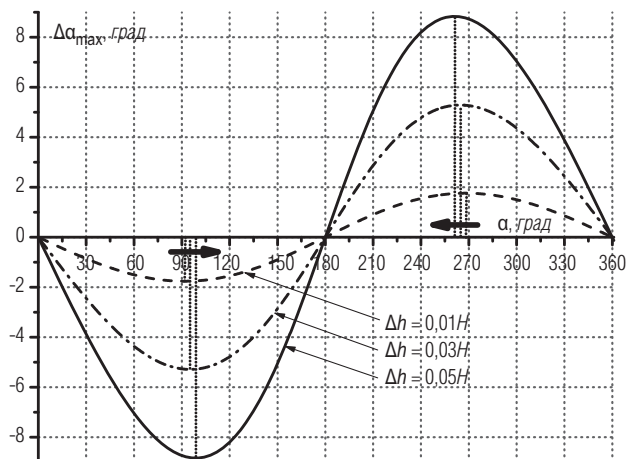


Рис. 5. Зависимость максимальной дополнительной погрешности азимута от истинного азимута инклинометра и модуля индукции ПОН. Стрелками указаны смещения экстремумов при увеличении модуля ПОН; $\psi = 71^\circ$

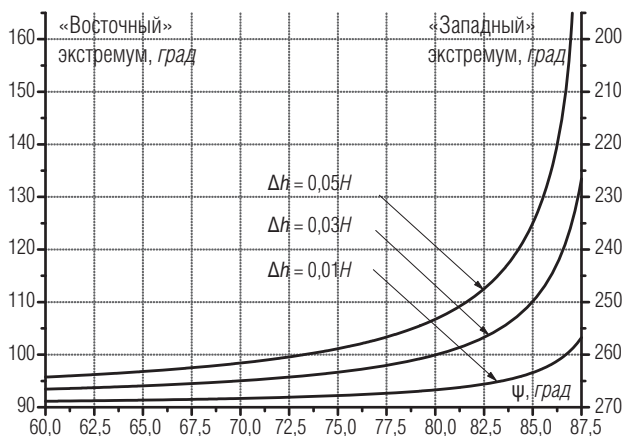


Рис. 6. Зависимость истинного азимута бурения, при котором наблюдается максимальная ошибка, связанная с ПОН, от модуля индукции ПОН и наклона ГМП

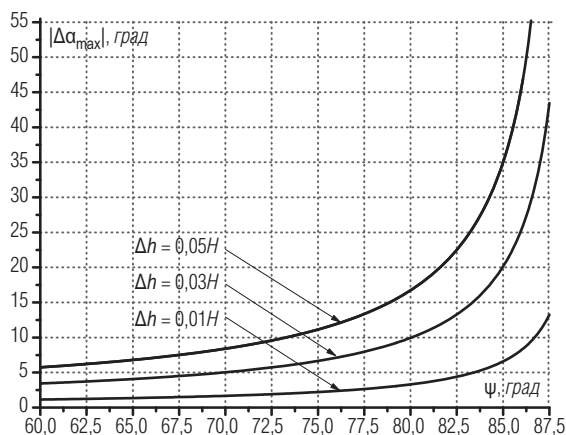


Рис. 7. Зависимость максимальной дополнительной погрешности азимута от модуля индукции ПОН и угла наклона ГМП

Учет изменения длины колонны. Для расчета изменения параметров индукции ПОН колонна была представлена в виде суммы кольцевых витков с током с эквивалентной частям колонны магнитной индукцией. Далее, на основе закона Био–Савара–Лапласа производилось суммирование векторов индукции кольцевых витков всей колонны в точке расположения магнитометров.

Как показали расчеты, величина и направление ПОН определяются ближайшими 10–15 метрами сборки приборов и (или) колонны. То есть модуль ПОН меняется очень слабо на всем протяжении каротажа. Так, для бурильной трубы длиной от 20 до 4000 м модуль ПОН меняется всего на 2–2,5%. Причем наибольшее изменение приходится на первые 200 м колонны. Таким образом, модуль ПОН можно считать величиной постоянной на всем протяжении каротажа.

Учет искривления инструмента (форм-фактор). Как показали расчеты по вышеупомянутому методу, θ и α вектора ПОН изменяются только на участках очень интенсивного набора кривизны скважины. Причем даже эти «изгибы» редко превышают 10° . Таким образом, можно с высокой степенью точности считать, что вектор ПОН направлен по оси инклинометра.

Расчет модуля индукции ПОН. На основе формул (1) и (4) возможна оценка величины магнитной индукции ПОН по формуле

$$\Delta h = (H' \sin \psi' - H \sin \psi) / \cos \theta, \quad (6)$$

где H и ψ – модуль и угол наклона ГМП, измеренные на калибровочном столе; H' и ψ' – расчетные модуль и угол наклона магнитного поля; θ – расчетный зенитный угол инклинометра. H и H' используются в нормированном виде.

Корректировка значений азимута. Зная величину индукции ПОН, можно рассчитать величину вносимой погрешности, используя формулы (1) и (2):

$$\Delta \alpha = -\arctg \left(\frac{\Delta h \sin \theta \sin \alpha}{H \cos \psi + \Delta h \sin \theta \cos \alpha} \right), \quad (7)$$

где α' – расчетное значение азимутального угла. Исправленное значение азимута α можно вычислить по формуле

$$\alpha = \alpha' - \Delta \alpha. \quad (8)$$

Проблема использования формулы (7) для вычисления поправки азимута заключается в том, что в саму формулу входит истинное значение азимута, которое неизвестно. Однако, как показывает практика, хороший результат дает использование формулы (7) в итерационном процессе, когда в качестве значения азимута используется сначала измеренное, а потом поправленные значения азимута. За 3–5 итераций такой процесс приводит к определению исправленного значения азимута с высокой точностью.

Другой подход – использование точной формулы истинного азимута, полученной на основе формул (1), (2) и (8):

$$\alpha_i = 360 \cdot \Omega(p) - p \cdot \arccos \left\{ \frac{q \sqrt{H^2 \cos^2 \psi (1 + \operatorname{tg}^2 \alpha') - \Delta h^2 \sin^2 \theta \operatorname{tg}^2 \alpha'} - \Delta h \sin \theta \operatorname{tg}^2 \alpha'}{H \cos \psi (1 + \operatorname{tg}^2 \alpha')} \right\}, \quad (9)$$

где $q = \operatorname{sgn}(\cos \alpha')$ и $p = -\operatorname{sgn}(\sin \alpha')$ – знаки, а $\Omega(p)$ – функция Хевисайда.

Заключение

Из вышеизложенного следует, что погрешность, вызванная ПОН, зависит не только от величины индукции такого поля, но и от угла

наклонения ГМП в зоне измерений. Расчеты показали, что модуль индукции ПОН остается практически постоянным на всем протяжении измерений. Кроме того, можно пренебречь искривлением колонны и сборки приборов во время измерений вследствие малого влияния этого фактора на величину и направление вектора индукции ПОН.

Большинство месторождений нефти и газа на территории Российской Федерации располагается в зонах, в которых рекомендуемая длина немагнитных вставок между колонной и инклинометрическим датчиком должна составлять 15–30 м [7]. Естественно, что в случае проведения геофизических исследований такие требования представляются трудновыполнимыми. Однако, как показывают расчеты авторов, значения азимута в проблемных зонах можно существенно скорректировать. Для этого требуются дополнительные измерения (модуля и угла наклонения ГМП) в непосредственной близости с местом проведения каротажа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Биндер Я. И., Вольфсон Г. Б., Гаспаров П. М. и др. Компенсация магнитных помех в феррозондовом инклинометре // Гироскопия и навигация. 2005. № 1 (48). С. 68–75.
2. Ковшов Г. Н., Рыжков И. В., Садовникова А. В., Пономарева Е. А. Математическая модель феррозондового инклинометрического преобразователя с учетом магнитной погрешности от колонны буровых труб // Вісник Придніпровської державної академії будівництва та архітектури. 2008. № 1–2. С. 35–39.
3. Ковшов Г. Н., Рыжков И. В., Ужеловский А. В. К вопросу определения влияния постоянной магнитной помехи на показания магниточувствительных датчиков в процессе разведочного бурения скважин на нефть и газ // Збірник наукових праць. 2013. С. –11.
4. Рыжков И. В. Определение магнитного азимута наклонной скважины при наличии внешних магнитных помех // Вісник Придніпровської державної академії будівництва та архітектури. 2009. № 12. С. –15.
5. Рыжков И. В., Ковшов Г. Н. Расчет магнитной девиации инклинометра в условиях буровой // Вісник Придніпровської державної академії будівництва та архітектури. 2011. С. 86–91.
6. Рыжков И. В., Пономарева Е. А. Моделирование вычисления азимута наклонной скважины в условиях воздействия магнитных помех // Международный научный журнал. 2014. Т. 11. С. 34–39.
7. Introduction to Wellbore Positioning. University of the Highlands & Islands. 2012. 164 p.
8. Priest J., Quinn T., Frost E. Jr., Hughes B. Magnetic Interference Effects on Accelerometer and Magnetometer Data: Detection, Quality Control and Correction // SPWLA 55th Annual Logging Symposium, May 18–22, 2014.

Рецензент доктор техн. наук, проф. А. А. Молчанов