

Инновационная технология геоэлектроразведки нефти и газа на морском шельфе

© А. С. Лисин, 2013

ООО «Троицкая научно-производственная геофизическая компания»,
Троицк, Россия

Поступила 5 октября 2012 г.

Представлено членом регколлегии В. Н. Шуманом

Описано нову електротехнологію морського нафтогазового пошуку. Використано рухому заводськійку ортогональну електрозондувальну установку і диференціально-нормувальний метод зондування з фокусуванням струму в точці спостереження. Ця технологія забезпечує пошук і електророзвідку родовищ вуглеводнів за глибин моря до 250—300 м по аномаліях електричного опору, за коефіцієнтом викликаної поляризації (ВП) і сталою часу спаду потенціалів ВП у межах нафтогазових покладів. Проведено математичне моделювання результатів електрозондування у північно-західній частині шельфу Чорного моря. Показано, що, використовуючи нову технологію, можна проводити пошук нафтогазових покладів на глибинах до 2000 м.

A new electric technology of marine shelf oil or gas prospecting is presented. A movable orthogonal noise stable electric sounding setup and differential — normalized method of sounding and electric current focusing at the point of the observation is used. The technology provides hydrocarbon electric search at the marine depths up to 250—300 m due to anomalies of electric resistivity, induced-polarization (IP) coefficient and time decay constant of IP electric potential in the vicinity of oil/gas deposits. Mathematic simulation of electric sounding results on the Northwestern zone of the Black Sea shelf has been carried out. It was shown that using the new technology one can search oil/gas deposits at the geological depths up to 2000 m.

Известно, что разведочное бурение на нефть и газ в море требует очень больших финансовых затрат. Десятки миллионов долларов тратятся на одну скважину [Газета «Ведомости» от 06.03.2008 г.], а «коэффициент подтвждаемости» бурением наличия углеводородного (УВ) сырья в геологической формации на морском шельфе, перспективной на нефть и газ по сейсмическим данным, в настоящее время не превышает 20—25 % [Публикация..., 2007]. Другими словами, в среднем, из пяти пробуренных скважин четыре оказываются пустыми. Существует объективная необходимость в получении дополнительной геофизической информации с тем, чтобы снизить затраты и финансовые риски нефтегазодобывающих компаний при закладке буровых скважин.

Дополнительную информацию о наличии/отсутствии скоплений УВ в исследуемом геологическом объекте можно получать, используя методы геоэлектроразведки, так как электрофизические параметры (удельное сопротивление, коэффициент вызванной поляризации (ВП) и постоянная времени спада потенциалов

ВП) в области нефтегазовой залежи отличаются от тех же параметров во вмещающих залежь породах [Комаров, 1980; Легейдо и др., 1996].

В настоящее время геоэлектроразведка нефти и газа в море применяется, в основном, в двух вариантах.

1. *Буксируемый вариант*, в котором генераторно-приемная «коса», состоящая из генераторной и приемных кабельных линий, имеющих электрический контакт с морской водой посредством электродов, буксируется судном прямыми галсами, а регистрация и обработка сигналов электрозондирования осуществляются на бортом измерительно-вычислительным оборудованием. Это традиционный вариант проведения электрозондирования по прямолинейным профилям, а сама электроразведочная установка называется осевой, так как генераторные и приемные линии в данном случае располагаются на одной оси, обычно называемой осью X [Петров, 2000; Богданов и др., 2004].

Любой осевой зондирующей установке в море присущ основной и очень важный недостаток, а именно, при приеме электроразведоч-

ных сигналов здесь в полной мере сказывается экранирующее влияние высоко проводящего слоя морской воды, так как зондирующие токи замыкаются по линии наименьшего сопротивления через морскую воду и слабо проникают в донные, осадочные породы, в которых и находятся искомые залежи УВ. Экранирование приводит к ограничению зоны, где возможна успешная электроразведка по указанным трем электрофизическим параметрам. А это необходимо для наиболее полного описания и выделения аномальных по данным параметрам нефтегазовых объектов относительно электрофизических свойств вмещающей среды. Указанная зона ограничивается по глубине моря до 50—70 м и глубине залегания (относительно дна моря) нефтегазового объекта — до 1000 м [Рыхлинский и др., 2006; Велихов и др., 2007]. При этом налагается дополнительное условие: удельное сопротивление донных пород осадочного чехла не менее чем на порядок, должно превышать сопротивление морской среды.

Кроме того, любые электроразведочные установки (как на суше, так и в море) без фокусировки тока в точке зондирования в вертикальном направлении плохо защищены в отношении так называемых геологических помех («боковое влияние»), порождаемых паразитными отражениями зондирующего поля от геоэлектрических неоднородностей среды статистически, неизвестным образом распределенных в окрестности точки зондирования. В морских условиях к этому роду помех добавляются помехи, связанные с неоднородностью слоя морской воды по толщине за счет переменной батиметрии. Эту помеху современными математическими средствами можно учесть. Но при этом требуется использовать мощные вычислительные средства, объединенные в соответствующие «кластеры» и считающие данную задачу многими часами, если не сутками.

2. Донный вариант. Данный способ электроразведки разработан западными компаниями и назван Controlled Source Electromagnetic Sounding (CSEM) методом. Здесь приемными устройствами служат дорогостоящие (не менее 150 тыс. долл. каждая) донные измерительные станции. Станции (до 25 изделий) расставляются на морском дне вдоль профиля, секущего исследуемый объект. А генераторная двухэлектродная линия буксируется судном (в непосредственной близости и безопасном расстоянии от дна) по этому профилю, далеко выходя за пределы изучаемой залежи УВ

[MacGregor et al., 2006; Constable, Srnka, 2007].

Крупным недостатком этого метода, помимо указанного «бокового влияния», является то, что он встречает большие трудности (практически не работает) при поисках нефти и газа на глубине моря менее 150—200 м в так называемой «транзитной» зоне перехода от мелководья к глубокому морю. Ибо в данной геоэлектрической ситуации полезный сигнал от нефтегазовой залежи забивается мешающей электромагнитной волной, проникающей от относительно далеко удаленного генератора к приемнику через воздушное полупространство. Отметим, что полезная информация здесь начинает проявляться при удалениях генератора от приемника на расстояния примерно от 5 до 15 км [MacGregor et al., 2006; Constable, Srnka, 2007; Davydycheva, Rykhliniski, 2011]. А в «транзитной» зоне находится большое количество перспективных на наличие УВ геологических объектов, наиболее и технически, и финансово благоприятных к освоению.

Здесь предложен принципиально новый подход к технологии проведения геоэлектроразведки электрически поляризуемых геологических объектов в море (в том числе нефти, газа, газогидратов). Идейная и методическая сторона технологии защищена патентом Российской Федерации [Рыхлинский и др., 2006] и последующими Европейским и Американским патентами. Используя данную технологию, проблема поиска месторождений УВ на практически важной для освоения части континентального шельфа может решаться более успешно, применяя в качестве зондирующего дифференциально-нормирующий метод электроразведки с фокусировкой электрического тока (ДНМЭ-ФТ) в точке зондирования. Имеются в виду части шельфа с глубинами моря до 250—300 м и глубиной залегания целевого объекта относительно дна моря до 1500—2500 м (в зависимости от электропроводности донных осадков в конкретной нефтегазовой провинции).

В предлагаемой технологии можно использовать не только традиционные осевые, но и ранее неизвестные для условий буксировки в море ортогональные зондирующие установки, реагирующие на ортогональную (относительно координатной оси X) E_Y компоненту электрического поля. Эта компонента менее подвержена по сравнению с E_X экранирующему влиянию верхнего высоко проводящего слоя в геоэлектроразрезе, в нашем случае — слоя морской воды [Шейнман, 1947; Жданов, 1986]. В работах [Рыхлинский и др., 2006; Велихов и

др., 2007] показано, что парциальный вклад в общем переходном процессе за счет реакции морского слоя воды превалирует при зондированиях над электромагнитным откликом от нефтяного пласта в E_x компоненте на временах наблюдения примерно на порядок больших, чем в E_y компоненте. Поэтому, используя для геоэлектроразведки УВ на морском шельфе измерения сигналов, пропорциональных компоненте E_y , можно получить большие отношения полезный сигнал/помеха по сравнению с измерениями E_x компоненты.

Осевая установка может применяться, как указывалось выше, при глубинах моря примерно до 50—70 м. А при больших глубинах водного слоя электрозондирования должны осуществляться с использованием ортогональной установки.

До недавнего времени было неизвестно, как в буксируемом варианте осуществить ортогональную электрозондирующую установку в море. Ведь для получения оптимальной для измерения величины электромагнитного отклика от нефтегазовой залежи приемные кабельные электродные линии таких установок должны иметь линейные размеры в первые сотни метров. Гибкий кабельный датчик такой длины и ориентированный перпендикулярно прямолинейному движению судна буксировать бессмысленно и практически невозможно, по крайней мере, по двум причинам: во-первых, из-за большой вероятности механического обрыва кабеля за счет сильного лобового сопротивления морской воды, и во-вторых, из-за недопустимо большого уровня вибрационных помех, которые неизбежно будут возникать при такой буксировке.

Было предложено технически осуществимое решение данной задачи, защищенное Патентом Российской Федерации [Рыхлинский и др., 2006] и последующими Европейским и Американским Патентами. Реализация буксируемой ортогональной зондирующей установки в море возможна, если вести электроразведку не по традиционным прямолинейным профилям, а по круговым. При скорости движения исследовательского судна около 5 узлов обтекание морской воды вокруг электроразведочной косы будет турбулентным. При этом из-за высокого сопротивления водной среды поперечному движению косы последняя будет повторять траекторию движения судна. Тогда на одной из хорд (рис. 1) можно расположить генераторный диполь (линию) (электроды 2, 3), а на другой хорде на угловом расстоянии

между центрами диполя и триполя, равном 90° можно расположить измерительный датчик — триполь (электроды 5, 6, 7). И задача решена. Минимальный разнос установки (расстояние между центрами генераторной линии и измерительного триполя) должен быть примерно равен целевой глубине зондирования, т. е. глубине залегания искомого нефтегазового объекта относительно дна моря. Цифрами 8, 9 обозначены усилители соответственно второй и первой пространственных разностей потенциалов, возникающих в среде в процессе зондирования. Измерения данных разностей потенциалов необходимо в рамках используемого ДНМЭ-ФТ [Рыхлинский и др., 2006; Велихов и др., 2007]. Цифрой 9 обозначен цифровой 24-разрядный регистратор измеряемых сигналов.

Математическое моделирование показывает, что при использовании ортогональной установки (с буксируемой в приповерхностном слое морской воды генераторно-приемной косой) ДНМЭ-ФТ потенциально позволяет осуществлять прямой поиск и оконтуривание месторождений УВ при глубинах моря до 400—600 м. Однако с учетом уровня помех, возникающих при буксировке косы и предельно достижимом при питании от бортового дизель-генератора дипольном моменте источника электромагнитного поля около $M=10^6$ А·м, геоэлектроразведку залежей УВ можно вести на глубинах моря примерно до 200—300 м с глубиной залегания целевого объекта относительно донной поверхности до 2000—2500 м [Велихов и др., 2007].

Также были предприняты шаги для реализации предлагаемой технологии осуществления морской геоэлектроразведки по круговым профилям с использованием указанного выше ДНМЭ-ФТ. К настоящему времени в ходе выполнения государственного контракта, заключенного (по результатам предварительно выигранного конкурса) с Роснаукой № 02.515.1 1.5030 (головной исполнитель НИЦ «Курчатовский институт», 2007—2008 гг. [Министерство..., 2007; Отчет..., 2008]), разработан, изготовлен и в основном готов к натурным испытаниям макет подвижного морского электроразведочного комплекса (ПоМЭРК), в который и была заложена идеология ДНМЭ-ФТ [Рыхлинский и др., 2006].

Отметим, что предусматриваемая данным методом фокусировка тока вертикально вниз (в земные формации) в точке зондирования позволяет:

- существенно ослабить указанное выше «боковое влияние», «геологическую» помеху — труднопреодолимое препятствие для применения методов электроразведки УВ без фокусировки тока как на суше, так и на море и в особенности в районах исследований с переменной батиметрией [Легайдо и др., 1996; Davyducheva et al., 2006];
- улучшить пространственную локальность электроразведки, в большинстве случаев пренебрегая так называемым в электрокоротаже «плечевым эффектом»: в данном случае дифракцией, обтеканием относительно узкого «пучка» зондирующего тока вокруг протяженного в пространстве нефтегазового пласта;
- проводить исследование реальных трехмерных геологических объектов с использованием одномерных, горизонтально-слоистых моделей геоэлектрической среды. Для таких моделей разработан эффективный математический аппарат решения прямых и обратных задач геоэлектрики. А это означает, что при электроразведке с использованием данной технологии не требуется больших вычислительных мощностей. Двух современных персональных компьютеров, размещаемых на борту судна — носителя ПоМЭРК, достаточно, чтобы проводить георазведку месторождений УВ и осуществлять интерпретацию полученных данных в квазиреальном масштабе времени, не выходя за рамки исследований. Преимущества такой организации работы очевидны.

Отметим еще одно важное достоинство ДНМЭ-ФТ. Здесь обратная задача георазведки решается с выявлением (в отличие от традиционных методов «сопротивлений») указанных выше трех электрофизических параметров среды: удельной электропроводности σ (сопротивления $\rho=1/\sigma$), коэффициента вызванной поляризации η и постоянной времени спада разности потенциалов ВП τ . При этом используется известная, предложенная К. S. Cole и R. H. Cole [Pelton et al., 1978] модель, дающая соотношение указанных параметров геоэлектрической среды с низкочастотной дисперсией электроразведки (причина появления ВП):

$$\sigma(i\omega) = \sigma_0 \left(1 - \frac{\eta}{1 + (i\omega \tau)^c} \right), \quad (1)$$

где ω — гармоническая частота возбуждения, σ_0 — удельная электропроводность на высоких

частотах, в которых отсутствует эффект ВП, η — коэффициент вызванной поляризации, τ — постоянная времени спада разностей потенциала ВП, c — безразмерный показатель степени.

По современным представлениям ВП геологической среды имеет двойную химическую природу.

Во-первых, она связана с восстановительной обстановкой (т. е. превышением числа анионов над числом катионов) в области залежей углеводородов [Pirson, 1982; Рокитянский, 1957]. В этом случае постоянная времени спада разностей потенциалов ВП имеет значение: $\tau_1 \approx 0,01 \div 0,5$ с и является одним из поисковых признаков скоплений углеводородов. Но среди УВ субстанций наблюдается систематическое увеличение параметра τ_1 при переходе от менее плотной фракции к более тяжелой. Так, на рис. 1, взятом из работы [Велихов и др., 2007] видно, что постоянная времени спада потенциалов ВП у верхней газовой залежи меньше чем у нижней газоконденсатной, по существу нефтяной залежи. Соответственно у битумов этот параметр имеет еще большее значение по сравнению с нефтегазовой составляющей. Следовательно, параметр τ_1 может служить не только поисковым, но и классификационным признаком, дающим прогнозные сведения о том, каким УВ субстратом заполнена исследуемая ловушка.

Во-вторых, аномально повышенная ВП наблюдается и в том случае, когда во вмещающих геологических породах присутствуют вкрапленные сульфиды и пириты. Они могут возникать в столбе вертикального преобразования геологических пород над залежью УВ. В таком случае постоянная времени ВП — τ_2 достаточно велика (до десятка секунд [Комаров, 1980]). Важно то, что практически на всех вре-

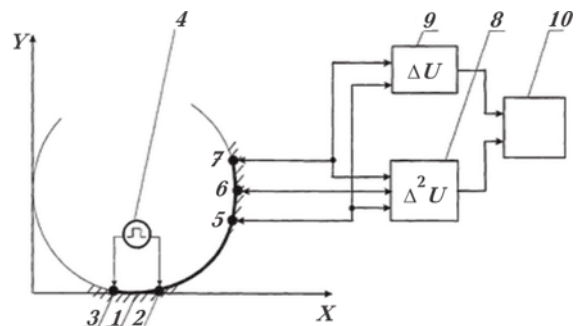


Рис. 1. Условная схема проведения георазведки в море по круговому профилю с использованием буксируемой ортогональной зондирующей установки.

менах наблюдения переходного процесса, где проявляется парциальный вклад в переходную функцию за счет электромагнитного отклика от нефтегазового объекта, этот параметр сохраняет квазипостоянное значение и поэтому легко распознается. Вместе с тем, параметр τ_2 может служить косвенным признаком наличия нефти или газа в данной геологической формации; легко измеряемым, так как сульфидизация и пиритизация присуща, в основном, приповерхностным слоям осадочного чехла. Но надежность нефтегазового прогноза по данному параметру для той или иной нефтегазовой провинции можно будет выяснить только на основе накопленных статистических данных. Ибо нефть как текучая фракция за счет тектонических подвижек и напряжений может за геологически значимое время перемещаться, поэтому контуры эпигенетически преобразованных вышележащих геологических пород могут не совпадать в горизонтальном плане с местоположением залежи нефти в настоящее время.

Обратимся к полученным экспериментальным данным.

На рис. 2 представлены результаты электропрофилеирования способом ДНМЭ-ФТ вкост Обской губы, Западная Сибирь [Велихов и др., 2007]. Измерения производились, по существу, на шельфе Карского моря, но в стационарных для генераторно-приемной косы условиях — в зимнее время со льда. На временных георазрезах отчетливо видны аномалии всех трех электрофизических параметров, связанных со скоплениями углеводородов на глубине ~1 и ~2 км. Эллипсами изображены структуры, выделенные по сейсмическим данным.

Электроразрез по удельному сопротивлению (рис. 2, а) несет много общей геологической информации. Высоким сопротивлением характеризуется вечная мерзлота на суше в приповерхностном слое мощностью примерно 150 м (крайне правая часть профиля). Под водной толщей Обской губы все протаяло и вечная мерзлота отсутствует. Газоконденсатный коллектор, наблюдавшийся в диапазоне глубин 1800—2000 м, нарушен некой разломной структурой. Аномалии по удельному сопротивлению продуктивных частей коллекторов как на глубине 1 км, так на глубине около 2 км есть, но они, в особенности на нижнем горизонте, малоконтрастны. В то же время, аномалии параметров вызванной поляризации очень ярко выражены как по коэффициенту ВП η , так и по постоянной времени спада потенциалов ВП

τ . Причем, если по коэффициенту ВП верхнее газовое месторождение мало отличается от нижнего — газоконденсатного, то по параметру τ между ними видны значительные, не менее 20 %, различия. Это подтверждает выше сформулированное положение о том, что данный параметр может быть использован как классификационный признак для суждения о составе УВ сырья, заполняющего исследуемую нефтегазовую ловушку.

И наконец, комментируя рис. 2, важно отметить, что нижняя газоконденсатная залежь была впервые открыта обсуждаемым методом ДНМЭ-ФТ по совокупным данным электропрофилеирования и затем подтверждена бурением.

Уместно дать краткие сведения о результатах натурных испытаний основных систем, входящих в состав указанного макета ПоМЭРК (проведенных, к настоящему времени, только применительно к наземным условиям в районе Тымпучиканского месторождения углеводородов, Восточная Сибирь). Это системы, обеспечивающие измерение, сбор, обработку данных и представление информации на основе решения обратной задачи геоэлектроразведки. В результате испытаний были получены геоэлектрические временные разрезы с выделением отчетливых аномалий электрофизических параметров среды над предполагаемой залежью нефти [Лисин и др., 2012].

На георазрезе удельного электрического сопротивления повышенными значениями выделяются кристаллический фундамент, кровля которого залегает на глубине около 1950 м, вечная мерзлота в диапазоне глубин примерно от дневной поверхности до 200 м и нефтяной пласт, сопротивление которого лежит в пределах 50—70 Ом·м. За контуром предполагаемой УВ залежи значение удельного сопротивления данного пласта около 20 Ом·м, т. е. при выходе из продуктивной области в водонасыщенную часть коллектора оно падает в 3,5 раза.

Еще более выразительны на данном объекте аномалии коэффициента вызванной поляризации. В гидроупорах, наблюдавшихся над нефтяной залежью, коэффициент ВП имеет аномальные значения. В данном георазрезе существует два гидроупора: первый — непосредственно над кровлей залежи на глубине около 1750 м (здесь коэффициент ВП $\eta \approx 5\%$); второй — у поверхности Земли, в вечной мерзлоте, и его значение достигает $\approx 12\%$. По совокупности полученных электроразведочных данных о распределении с глубиной

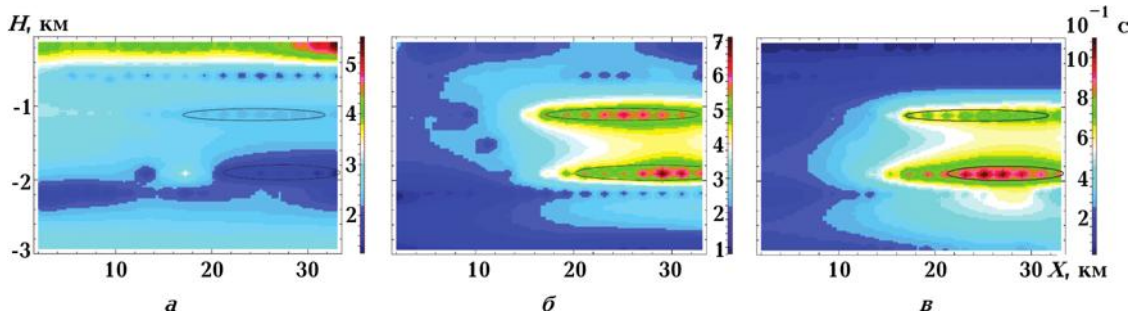


Рис. 2. Геоэлектрический разрез по профилю вкост Обской губы (Западная Сибирь) [Велихов и др., 2007]: а — удельного сопротивления $1/\sigma_0$ (логарифмическая шкала), Ом·м; б — коэффициента ВП η , %; в — постоянной времени спада потенциала ВП τ , в десятых долях секунды.

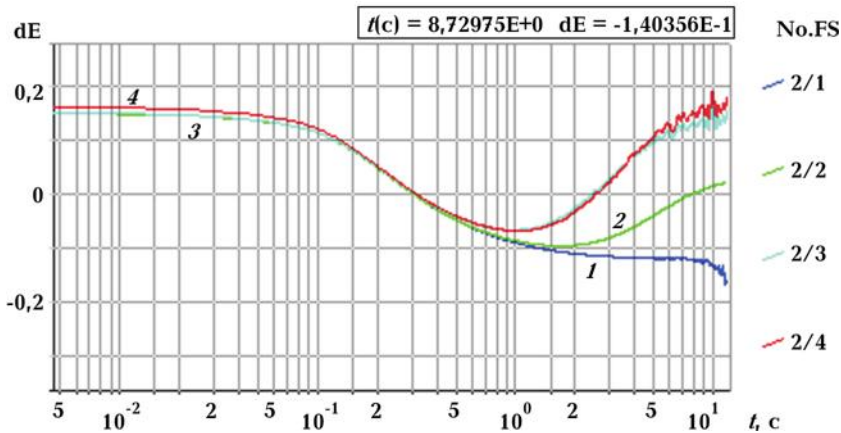


Рис. 3. Результаты одномерного математического моделирования ДНЭ-параметра (2) над шестислойной моделью геоэлектрического строения среды: $\rho_1=0,38$ Ом·м, $h_1=100$ м; $\rho_2=1$ Ом·м, $h_2=500$ м; $\rho_3=50$ Ом·м, $h_3=100$ м; $\rho_4=1$ Ом·м, $h_4=200$ м; $\rho_5=40$ Ом·м, $h_5=5000$ м; $\rho_6=1000$ Ом·м, $h_6=\infty$ (кристаллический фундамент). Шифр кривых: 2/1 — все неполяризующиеся слои, 2/2 — третьему «нефтяному» слою дополнительно придается свойство поляризуемости с параметрами ВП: $\eta_3=0,1$, $\tau_3=0,1$ с, $c_3=0,5$; 2/3 — второму слою дополнительно придается свойство фоновой поляризуемости с параметрами ВП: $\eta_2=0,02$, $\tau_2=0,1$ с, $c_3=0,5$; 2/4 — сопротивление третьего слоя (при сохранении поляризуемости) изменено со значения 50 Ом·м на 1 Ом·м (имитация выхода из продуктивной части нефтяного пласта в законтурную, водонасыщенную зону).

двух указанных электрофизических параметров контур исследуемого нефтяного месторождения уверенно выделяется.

Значительный интерес, на наш взгляд, представляют результаты прогнозного математического моделирования электромагнитных зондирований для случая использования ортогональной электророндирующей установки и ДНЭ-параметров применительно к геоэлектрическим условиям на морском шельфе Юго-Западной части Черного моря, перспективном для поисков месторождений УВ. Результаты моделирования получены для нескольких вариантов геоэлектрического разреза, выбранных с учетом электромагнитных исследований, проведенных ранее в данном регионе [Коротаяев и др., 1986].

Детально способ измерений и обработки данных с использованием дифференциально-

нормирующих параметров описан в работах [Легайдо и др., 1996; Рыхлинский и др., 2006; Велихов и др., 2007]. Здесь же для пояснения особенностей работ в рамках ДНМЭ-ФТ рассмотрим два основных параметра, на основе которых решается прямая задача электророндирования в данном методе. Эти ДНЭ-параметры рассчитываются следующим образом [Велихов и др., 2007]:

$$P_1 = \frac{(\Delta^2 U_y(t)_{np} + k(t)\Delta^2 U_y(t)_{обр})}{\Delta U_y(t)_{np}}, \quad (2)$$

$$P_2 = \frac{(\Delta^2 U_y(t)_{np} + k(t)\Delta^2 U_y(t)_{обр})}{\Delta U_x(t)_{np}}, \quad (3)$$

где $\Delta U_{x(y)}(t)$ — мгновенное значение первой

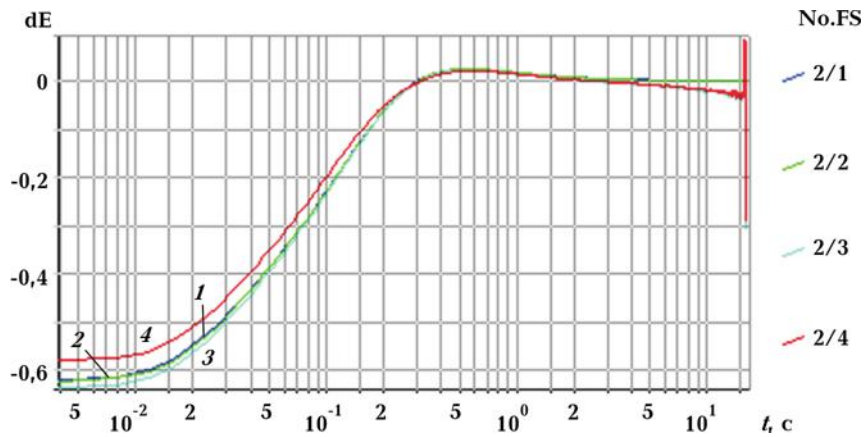


Рис. 4. Результаты одномерного математического моделирования ДНЭ-параметра (3) над той же шестислойной моделью геоэлектрического строения среды, что и для рис. 3.

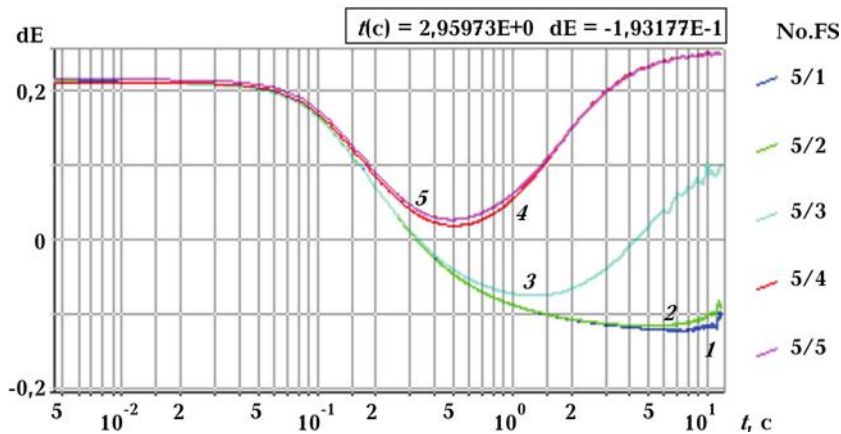


Рис. 5. Результаты одномерного математического моделирования ДНЭ-параметра (2) над семислойной моделью геоэлектрического строения среды: $\rho_1=0,38$ Ом·м, $h_1=100$ м; $\rho_2=2$ Ом·м, $h_2=150$ м; $\rho_3=1$ Ом·м, $h_3=1000$ м; $\rho_4=50$ Ом·м, $h_4=100$ м; $\rho_5=1$ Ом·м, $h_5=200$ м; $\rho_6=40$ Ом·м, $h_6=4500$ м; $\rho_7=1000$ Ом·м, $h_7=\infty$ (кристаллический фундамент). Шифр кривых: 5/1 — все неполяризуемые слои, 5/2 — четвертому «нефтяному» слою дополнительно придается свойство поляризуемости с параметрами ВП: $\eta_4=0,1$, $\tau_4=0,1$ с, $c_4=0,5$; 5/3 — третьему слою дополнительно придается свойство поляризуемости с параметрами ВП: $\eta_3=0,02$, $\tau_3=0,1$ с, $c_3=0,5$; 5/4 — второму слою дополнительно придается свойство поляризуемости с параметрами ВП: $\eta_2=0,1$, $\tau_2=5$ с, $c_2=0,5$; 5/5 — сопротивление четвертого слоя (при сохранении поляризуемости) изменено со значения 50 Ом·м на 1 Ом·м (имитация выхода из продуктивной части нефтяного пласта в законтурную, водонасыщенную зону).

осевой (ортогональной) разности потенциалов между крайними электродами измерительного триполя, $\Delta^2 U_{x(y)}(t)$ — мгновенное значение второй осевой (ортогональной) разности потенциалов, измеряемой с помощью того же триполя, $k(t)$ — коэффициент фокусировки тока вертикально вниз, в земные породы, в точке зондирования (местоположение среднего электрода триполя), полученный из следующего уравнения:

$$\Delta U_y(t)_{\text{пр}} - k(t) \Delta U_x(t)_{\text{обр}} = 0. \quad (4)$$

Фокусировка достигается в результате очередного, встречного относительно измерительного триполя, включения источников электромагнитного поля (генераторных линий) и компенсации горизонтальных токов зондирования между крайними электродами триполя и, соответственно, в точке зондирования. Таким образом, для реализации электрозондирования в отдельной точке способом ДНМЭ-ФТ сигналы в среде измеряются дважды: при размещении источника зондирующего поля, например, симметрично слева (шифр измерения (пр)) и

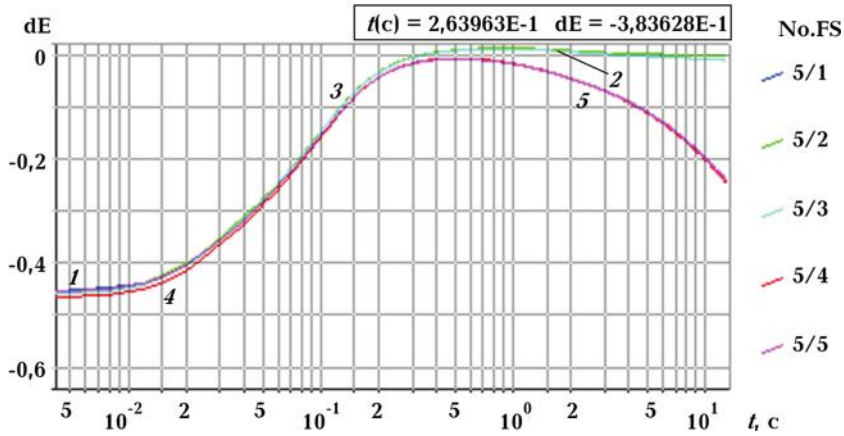


Рис. 6. Результаты одномерного математического моделирования ДНЭ-параметра (3) над той же семислойной моделью геоэлектрического строения среды, что и для рис. 5.

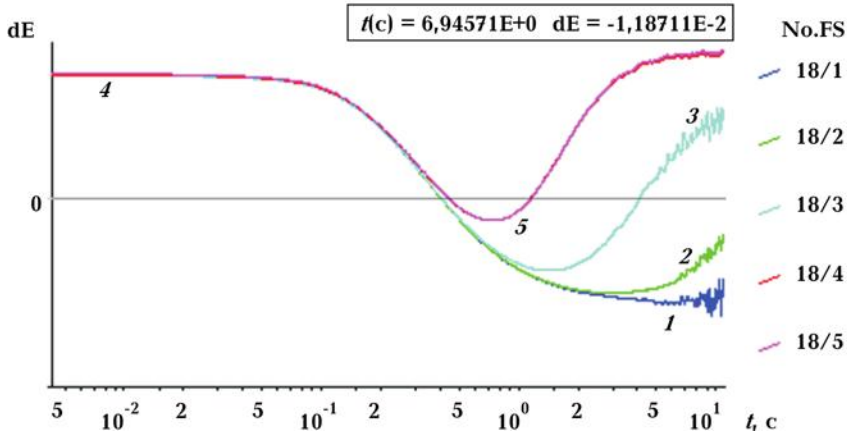


Рис. 7. Результаты математического моделирования ДНЭ-параметра (2) над семислойной моделью геоэлектрического строения среды: $\rho_1=0,6$ Ом·м, $h_1=100$ м; $\rho_2=1$ Ом·м, $h_3=100$ м; $\rho_3=10$ Ом·м, $h_3=1500$ м; $\rho_4=50$ Ом·м, $h_4=100$ м; $\rho_5=10$ Ом·м, $h_5=500$ м; $\rho_6=50$ Ом·м, $h_6=4500$ м; $\rho_7=1000$ Ом·м, $h_7=\infty$ (кристаллический фундамент). Шифр кривых: 18/1 — все неполяризующиеся слои, 18/2 — четвертому «нефтяному» слою дополнительно придается свойство поляризуемости с параметрами ВП: $\eta_4=0,1$, $\tau_4=0,1$ с, $c_4=0,5$; 18/3 — третьему слою дополнительно придается свойство поляризуемости с параметрами ВП: $\eta_3=0,02$, $\tau_3=0,1$ с, $c_3=0,5$; 18/4 — второму слою дополнительно придается свойство поляризуемости с параметрами ВП: $\eta_2=0,1$, $\tau_2=5$ с, $c_2=0,5$; 18/5 — сопротивление четвертого слоя (при сохранении поляризуемости) изменено со значения — 50 Ом·м равную 10 Ом·м (имитация выхода из продуктивной части нефтяного пласта в законтурную, водонасыщенную зону).

справа от измерительного триполя (шифр измерения (обр)).

Динамическая компенсация горизонтальных токов в каждый отсчетный момент времени становления электромагнитного поля (в соответствии с формулой (3)) является существенным преимуществом рассматриваемого метода зондирования, так как за счет этого приема значительно подавляются геологические помехи «боковое влияние», связанные с отражением электромагнитных сигналов от приповерхностных и глубинных геоэлектри-

ческих неоднородностей в окрестности точки зондирования.

Поясним физический смысл отношений: $\Delta^2 U_{x(y)}(t)/\Delta U_{x(y)}(t)$ — отношение второй пространственной разности электрических потенциалов в среде к первой пространственной разности потенциалов, которые входят в ДНЭ-параметры с найденным весом $k(t)$. Эти отношения обеспечивают пространственную селективность полезных сигналов измеряемых в ДНЭ-ФТ [Davudychева et al., 2006], так как показывают интегральное по длине

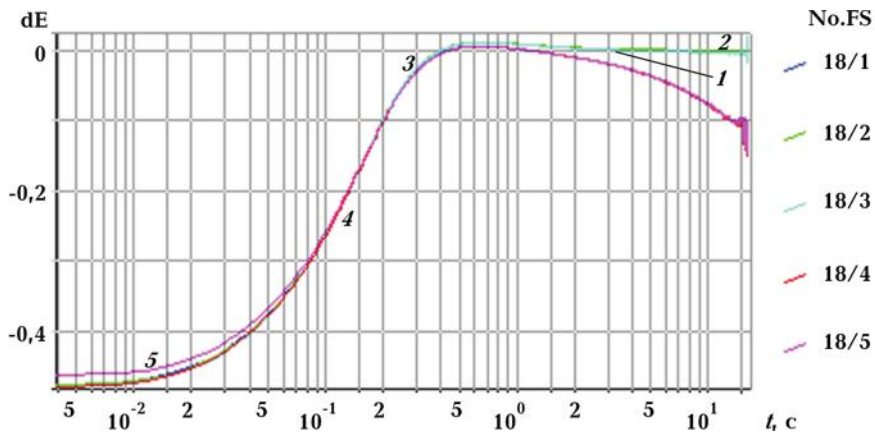


Рис. 8. Результаты одномерного моделирования ДНЭ-параметра (3) над той же семислойной моделью геоэлектрического строения среды, что и для рис. 7.

измерительного триполю значение токов вертикальной направленности, нормированное на величину горизонтального тока на одном и том же участке профиля, перекрываемого тем же триполюм, т. е. $\Delta^2 U_{x(y)}(t)/\Delta U_{x(y)}(t) \approx J_z/J_x$. Здесь J_z — вертикальная компонента тока, направленная вниз, в земные породы, а J_x — соответственно горизонтальная компонента. Таким образом, дифференциально-нормированные параметры, количественно характеризующие переходные процессы в среде, являются, по сути, еще и пространственно-временными фильтрами, ослабляющими влияние геологических помех («боковое влияние»). Кроме того, за счет пространственного дифференцирования при расчетах ДНЭ-параметров подавляются сигналы от квазиоднородных в пространстве электромагнитных помех (в том числе магнитотеллурических), тем самым существенно увеличивая в числителе слагаемых (2), (3) отношение сигнал/помеха.

Разрешающая способность расчленения геоэлектрического разреза и улучшение локальности зондирования при использовании ДНМЭ-ФТ возрастают в силу того, что используется относительно узкий «пучок» вертикально сфокусированных токов. Такие токи наиболее эффективно поляризуют горизонтально протяженные нефтегазовые структуры.

Не менее значимо и то, что благодаря фокусировке тока практически можно пренебречь так называемым «плечевым эффектом» — дифракцией, обтеканием тока зондирования вокруг нефтегазового объекта. Поэтому, применяя ДНМЭ-ФТ, можно успешно вести исследование реальных трехмерных геологических объектов в рамках использования одномерных горизонтально-слоистых моделей, для которых

разработан эффективный математический аппарат для решения прямой и обратной задач геоэлектрики. И как следствие, при использовании технологии электроразведки с фокусировкой тока в точке зондирования не требуется больших вычислительных мощностей. Двух современных персональных компьютеров достаточно, чтобы проводить геоэлектроразведку месторождений УВ и осуществлять интерпретацию полученных данных в квазиреальном масштабе времени на борту исследовательского судна. Такая организация работы методически целесообразна, так как позволяет, если необходимо, вводить коррекцию в режим зондирования на исследуемом объекте, не покидая его.

Перейдем непосредственно к результатам математического моделирования. Графические кривые, представленные на рис. 3—8, отражают временные зависимости ДНЭ-параметров: (2) — отношение второй пространственной разности электрических потенциалов к первой пространственной разности, измеренных в ортогональном направлении (ось y) к координатной оси генераторной линии x . ДНЭ-параметр (3) отличается от параметра (2) тем, что в нем нормировка проводится на первую пространственную разность потенциалов, измеренную в направлении координаты x . Геоэлектрические параметры моделей, шифры кривых и тип ДНЭ-параметра, использованного для расчета, приведены в подрисуночных подписях.

На рис. 3—6 представлены результаты моделирования для наиболее сложной (низкоомной) геоэлектрической ситуации при проведении электромагнитных зондирований в юго-западной части Черного моря, когда

значение удельного сопротивления морской воды принято равным $0,38 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (первый слой в модели), а значение сопротивления осадков, в которых размещается поляризующийся слой, имитирующий нефтегазовую залежь, принято равным $1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Изменения во временных зависимостях кривых ДНЭ-параметров (при изменении параметров геоэлектрической модели) на рис. 3, 4 свидетельствуют о том, что расположенный на глубине 500 м от поверхности дна слой, имитирующий залежь УВ, может быть успешно выделен и по поляризационным свойствам пласта (сравни кривые шифры 2/1 и 2/2 на рис. 3; здесь расхождение кривых начинается примерно с 1,5 с наблюдения переходного процесса в среде, когда еще можно получить необходимую точность измерения полезных сигналов) и по изменению удельного электрического сопротивления при переходе от нефтенасыщенной зоны в законтурную водонасыщенную область залежи (сравни на обоих рисунках графики 2/3 и 2/4). Отметим, что данный результат получен для модели, учитывающей самые неблагоприятные геоэлектрические условия для зондирования, имеющие место на шельфе Черного моря: при предельно низких сопротивлениях слоя морской воды ($0,38 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) и слоя осадочных вмещающих пород ($1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$).

Геоэлектрическая модель, по которой рассчитывались кривые переходных процессов, приведенных на рис. 5, 6, отличается от предыдущей тем, что при сохранении значений удельного сопротивления водной среды и осадочного чехла, вмещающего поляризующийся «нефтяной» пласт, увеличена глубина погружения пласта до 1150 м относительно поверхности морского дна. Также введен второй слой мощностью 150 м, который подстилает слой морской воды и имитирует поляризационные свойства эпигенетически измененных горных пород (пиритизированных под действием УВ рассеяния в области нефтегазового месторождения). Анализируя по кривым рис. 5, 6 реакцию ДНЭ-параметров (2) и (3) на изменения геоэлектрических параметров модели, можно сделать следующие заключения:

во-первых, введение поляризационных свойств в «нефтяной» пласт (шифры кривых 5/1 и 5/2) здесь чувствуется, но заметное расхождение кривых становления ДН-параметра (2) в данном случае начинается с 4–5 с наблюдения за переходным процессом зондирования. Получение необходимого отношения полезный сигнал/помеха на таких поздних

временах наблюдения при возбуждении поля от судового дизель-генератора проблематично. Поэтому при электроразведке в регионе с указанной для данной модели электропроводностью (сопротивлением) глубину 1000 м расположения нефтегазовой залежи можно считать предельно достижимой для использования аномалий поляризационных свойств как поискового параметра. При постановке на борт исследовательского судна более мощных импульсных источников электрической энергии с энергозапасом 50–100 МДж типа МГД-генератора [Velikhov et al., 1996; Велихов и др., 2000] сверхпроводящего индуктивного накопителя или батареи сверхемких электрохимических конденсаторов [Менухов, 2000] такое ограничение по глубине зондирования в рассматриваемом случае может быть снято [Велихов и др., 2007];

во-вторых, изменение сопротивления с $50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ до 1 при выходе из продуктивной зоны в законтурную водонасыщенную зону исследуемого пласта ведет примерно к 17 % аномалии в ДНЭ-параметре (3) на начальной стадии наблюдения переходного процесса, когда измеряемые пространственные разности потенциалов в среде максимальны (см. кривые с шифрами 5/1 и 5/5 на рис. 6). Следовательно, по аномалиям удельного сопротивления нефтегазового пласта электроразведку УВ в юго-западной части шельфа Черного моря при самых низкоомных параметрах геоэлектроразеза, наблюдаемых в этой зоне, можно вести способом ДНМЭ-ФТ на глубинах не менее 1000 м;

в-третьих, косвенный признак наличия УВ в исследуемой геологической формации по аномалии поляризационных свойств верхней части морского дна (мощностью в первые сотни метров до первого водоупора) может всегда уверенно выявить рассматриваемым методом, так как электромагнитный отклик от этого слоя практически всегда интенсивен и проявляется на относительно ранних временах наблюдения переходного процесса в среде (см. различие кривых 5/1, 5/4, 5/5).

Здесь сделана прогнозная оценка результатов зондирования на нефть/газ способом ДНМЭ-ФТ для более высокоомной модели геологической среды. Увеличены значения удельного сопротивления морской воды с $0,38$ до $0,6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и вмещающих нефтегазовый пласт осадочных пород от 1 до $10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Для суши такое значение сопротивления осадков вполне реально со всевозможными отклонениями, как

правило, в сторону увеличения этого параметра. В море за счет влияния дополнительного насыщения донных осадков низкоомной морской водой их сопротивление в 10 Ом·м может быть принято как верхний предел этого электрофизического параметра.

По данным, приведенным на рис. 7, 8 (относящихся к указанной более высокоомной модели), легко видеть, что здесь возможность получения положительного результата электроразведки на нефть и газ при залегании нефтегазового пласта на больших глубинах увеличилась. Так, при глубине кровли пласта, имитирующего УВ залежь, равной 1600 м от поверхности дна и 1700 от дневной поверхности, поляризационные свойства данного пласта проявляются и доступны к измерению (сравни кривые переходного процесса, 18/1 и 18/2 на рис. 7). На этом же рисунке фоновая поляризация осадков, перекрывающих «нефтегазовый» слой (см. контрастное расхождение кривых 18/1 и 18/3), и поляризация модели пиритизированного второго слоя (сравни переходные процессы 18/1 и 18/4) проявляются еще более контрастно и надежно.

Относительная аномалия ДНМ-параметра (3) (см. кривые 18/1 и 18/5 на рис. 8), связанная с переходом из продуктивной зоны «нефтяного» пласта (с сопротивлением 50 Ом·м) в законтурную обводненную зону (с сопротивлением 1 Ом·м), также может быть зарегистрирована, ибо на ранних временах наблюдения она составляет около 4%. И такое различие, но с высоким отношением полезный сигнал/помеха, может уверенно регистрироваться современным 24-разрядным аналого-цифровым преобразователем, используемым в измерительной аппаратуре ПоМЭРК.

Отсюда следует вывод: использование для данного геoeлектроразреза аномалии удельного электрического сопротивления в области нефтегазовой залежи в качестве поискового параметра позволяет вести электроразведку залежей УВ на морском шельфе или разбраковку по принципу наличие/отсутствие нефти или газа в геологических структурах, ранее открытых сейсмическими методами, при глубине их залегания относительно дна моря не менее 2000 м. При этом сопротивления продуктивной и законтурных областей нефтегазового

коллектора должны различаться не менее чем в 5—10 раз.

Представленные на рис. 2 экспериментальные данные и рассмотренные результаты проведенного математического моделирования показывают высокую информативность и наглядность сведений о пространственном расположении в геoeлектроразрезе залежей УВ, которые можно получить, используя технологию ДНМЭ-ФТ.

Итак, предложение об использовании подвижного морского электроразведочного комплекса (ПоМЭРК) с базовой идеологией ДНМЭ-ФТ и проведение геoeлектроразведки на континентальном шельфе с помощью ортогональной зондирующей установки по круговым профилям направлено на то, чтобы:

- потенциально расширить пространственные области, где можно проводить электроразведку скоплений УВ на морском шельфе. Будут достижимы поиск и оконтуривание нефтегазовых залежей в провинциях с глубиной моря до 250—300 м и глубиной залегания не менее 2000 м, тогда как в традиционных методиках электроразведки с генераторно-приемной косой, буксируемой по прямым галсам (осевая зондирующая установка), эта глубина моря не может превышать 50—70 м;
- повысить «коэффициент подтверждаемости» при бурении прогнозных геофизических данных о наличии УВ в перспективных геологических объектах;
- существенно снизить финансовые риски нефтедобывающих компаний при закладке буровых скважин на континентальном шельфе;
- получить значительный экономический эффект.

С учетом изложенного можно считать, что создана теоретическая и аппаратная основа новой высокоэффективной технологии морской геoeлектроразведки на нефть и газ, которую следует внедрить в практические работы на морском шельфе. Данная технология позволит вести независимый поиск, оконтуривание скоплений УВ на морском шельфе, а также проводить разбраковку (по признаку наличие/отсутствие) структур, перспективных на нефть и газ, ранее выявленных сейсмическими методами.

Список литературы

Богданов Г. А., Кобзарев Г. Ю., Деля С. В. Опыт применения и геологические результаты работ дифференциальным нормированным методом

электроразведки на Российской акватории Каспийского моря. — Геофизика. — 2004. — № 5. — С. 38—41.

- Велихов Е. П., Лисин А. С., Матвеев О. Г., Панченко В. П. Применение МГД-установок для глубоководных электромагнитных исследований земной коры и поиска полезных ископаемых. — Препринт ИАЭ-6177/1. — Москва, 2000. — 55 с.
- Велихов Е. П., Лисин А. С., Рыхлинский Н. И. О разрешающей способности метода переходных процессов с фокусировкой электрического тока при поисках скоплений углеводородов в глубоководных зонах морского шельфа // Тр. 8-й Междунар. конф. и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ-РАО/CIS OFFSHORE 2007 (11—13 сентября 2007 г., Санкт-Петербург). — 2007.
- Газета «Ведомости» от 06.03.2008 г.
- Жганов М. С. Электроразведка. — Москва: Недра, 1986. — С. 250—261.
- Комаров В. А. Электроразведка методом поляризации. — Ленинград: Наука, 1980. — 392 с.
- Кортаев С. М., Трофимов И. Л., Жганов М. С., Дачев Х. И., Варенцов И. М., Шабелянский С. В., Харитонов А. Л. Результаты электромагнитных исследований в западной части Черного моря // Българско геофизично списание. — 1986. — 12, № 1. — С. 94—103.
- Легайдо П. Ю., Мангельбаум М. М., Рыхлинский Н. И. Дифференциально-нормированные методы геоэлектроразведки. — Иркутск: Роскомнедра, ГГП Иркутскгеофизика, 1996. — 144 с.
- Лисин А. С., Родионов Н. Б., Яковлев Г. В. Преимущества новой технологии геоэлектроразведки на континентальном шельфе с использованием подвижного морского электроразведочного комплекса (ПоМЕРК) и дифференциально нормирующего метода электроразведки с фокусировкой тока (ДНМЭ-ФТ) в точке зондирования // Сб. Тр. ОФТР ГНЦ ТРИНИТИ. — 2012. — Вып. 8. — С. 173—181.
- Менухов В. В. Сверхемкие электрохимические конденсаторы // Электронные компоненты. — 2000. — № 5. — С. 59—62.
- Министерство образования и науки Р.Ф. Федеральное агентство по науке и инновациям: Государственный контракт с РНЦ «Курчатовский институт» № 02.515.11.5030 от 16 мая 2007 г. — Проведение НИР по разработке и изготовлению макета ПоМЭРК.
- Отчет РНЦ «Курчатовский институт» (ИНВ. № 210—07/02 от 26 октября 2008 г.) о НИР по созданию ПоМЭРК (заключительный этап № 4, с. 56—58). — Москва, 2008.
- Петров А. А. Возможности метода становления электрического поля при поисках углеводородов в шельфовых зонах // Геофизика. — 2000. — № 5. — С. 21—26.
- Публикация зарубежной консалтинговой компании: (Established UK oil and gas consultancy Hannon Westwood): «Upstream boom likely to frustrate North Sea investment opportunities» // First Break. — 25 January, 2007. — P. 22—24.
- Рокитянский И. И. Лабораторное изучение вызванной поляризации осадочных пород // Изв. АН СССР. Сер. Геофизика, 1957. — № 2. — С. 217—228.
- Рыхлинский Н. И., Давыдычева С. Н., Лисин А. С. Способ морской геоэлектроразведки с фокусировкой электрического тока (варианты). — Патент РФ № 2884555. — 2006а. — Бюл. № 27.
- Рыхлинский Н. И., Лисин А. С., Яковлев А. Г. Метод становления поля с фокусировкой электрического тока для поисков скоплений углеводородов на морском шельфе // Тр. Междунар. конф. «Нефть и газ Арктического шельфа» (Мурманск 15—17 ноября 2006 г.), 2006б.
- Шейнман С. М. Об установлении электромагнитных полей в земле // Прикл. геофизика. — 1947. Вып. 3.1. — С. 3—54.
- Constable S., Srnka L. J. An introduction to marine controlled-source electromagnetic methods for hydrocarbon exploration // Geophysics. — 2007. — 72, N 2. — P. WA3—WA12.
- Davydycheva S., Rykhlini N. Focused-source electromagnetic survey versus standard CSEM: 3D modeling in complex geometries // Geophysics. — 2011. — 76, N 1. — P. F27—F41.
- Davydycheva S., Rykhlini N., Legeido P. Electrical-prospecting method for hydrocarbon search using the induced-polarization effect // Geophysics. — 2006. — 71, N 4. — P. G179—G189.
- MacGregor L., Andries D., Tomlinson J., Barker N. Controlled — source electromagnetic imaging on Nuggets-1 reservoir // The Leading Edge. — 2006. — P. 984—992.
- Pelton W. H., Ward S. H., Hallof P. C., Sil W. R., Nelson P. H. Mineral discrimination and removal of inductive coupling with multifrequency IP // Geophysics. — 1978. — 43. — P. 588—603.
- Pirson S. D. Progress in magnetoelectric exploration // Oil and Gas J. — 1982. — 80, № 41.
- Velikhov Ye. P., Yevstigneev V. V., Lisin A. S. et al. MHD installation for Gas and Oil Electrosearching on Sea Shelf // Proc. of 12th IC on MHD. Japan., Yokohama. — 1996. — 1. — P. 586—594.