

Аппаратура и системы наблюдений для решения нефтегазописковых задач дифференциально-нормированным методом электроразведки (ДНМЭ) на суше

- Ситников А.А., Иванов С.А., к.г.-м.н., Жуган П.П., Мальцев С.Х., ООО «Сибирская геофизическая научно-производственная компания», (ООО «СГНПК»),
- Агеенков Е.В., к.г.-м.н., ООО «СГНПК», Иркутский национальный исследовательский технический университет

Введение

Использование электроразведочных методов при проведении нефтегазописковых работ началось на заре электрометрии. В 1923 г. фирма Шлюмберже организовала крупные по масштабам того времени электроразведочные работы по изучению нефтеносных структур в Румынии, при участии С. Стефанеску. В Советском Союзе в 1928–1929 гг. совместно с фирмой Шлюмберже были начаты электроразведочные работы методом вертикального электрического зондирования с целью поисков нефтяных месторождений в районе Баку и Грозного [Матвеев, 1990]. В районе Грозного в 1927–1929 гг. А.И. Заборовский проводил работы методом сопротивлений, параллельно с работами фирмы Шлюмберже, с целью поиска и исследования нефтеносных структур [Дмитриев и др., 2011].

С этого времени электроразведка входит в комплекс геофизических методов, использующихся для поиска УВ. Дальнейшие разработки ЭМ методов – частотных зондирований (А.П. Краев), зондирований становлением поля (А.Н. Тихонов, С.М. Шейнманн, Л.Л. Ваньян и др.), магнитотеллурических зондирований (А.Н. Тихонов, М.Н. Бердический и др.), зондирований становлением поля в ближней зоне (А.А. Кауфман, Г.М. Морозова, Ю.Н. Антонов, А.А. Табаровский, В.А. Сидоров, В.В. Тикшаев и др.), зондирований вертикальными токами (В.С. Могилатов) – связаны с их применением для структурной (нефтегазописковой) геофизики.

Работы С.М. Шейнманна, В.С. Комарова, затем В.В. Кормильцева, А.В. Куликова, Ф.М. Каменецкого, Б.С. Светова, В.В. Агеева и др. сформировали восприятие геологической среды как многофазной и многокомпонентной (поляризующаяся-диспергирующая геологическая среда [Каменецкий, 2014]). Для такой среды свойственно протекание различных релаксационных ЭМ процессов, в том числе вызванной поляризации (ВП), проявляющихся в виде регистрируемого ЭМ сигнала и несущих дополнительную геофизическую информацию о её строении.

Исследования по выявлению общих закономерностей распределения геофизических свойств залежей УВ, позволяющих построить обобщенную физико-геологическую модель (ФГМ) нефтегазового месторождения [Круглова, 1975; Берёзкин, 1978; Electrical method ..., 1984; Schumacher, 1996] показали, что под воздействием глубоко залегающих УВ отмечается увеличение поляризуемости горных пород в районе регионального водоупора, разделяющего области пород с окислительными и восстановительными свойствами. Это дало основание для использования методов ВП для поиска УВ.

Для поиска таких аномалий целесообразно использование электроразведочного метода, изучающего поляризационные свойства среды на значительных глубинах (до 1000 м). Возбуждение процессов ВП на таких глубинах возможно при создании значимой плотности тока в

исследуемых горизонтах продолжительное время и регистрации проявления ВП в напряжённости вторичного поля. Поэтому, наиболее эффективным способом возбуждения и измерения ВП является применение гальванически заземлённых электрических линий – (ГЗЭЛ) [Кожевников, 2009].

В ДНМЭ применяется дифференцирование ЭМ поля. Использование высших производных известно в геофизике [Маловичко, 1981] и, в частности, в электроразведке [Сапужак, 1967 и 1977]. Применение высших производных является весьма эффективным при изучении геологических неоднородностей, особенно на небольших глубинах. Альпин Л.М., при разработке дивергентного каротажа скважин, применял нормировку второй разности потенциалов на потенциал удаленного электрода ($\Delta^2 U/U$) [Альпин, 1962]. Н.И. Рыхлинский предложил непосредственно регистрировать отношение $\Delta^2 U/\Delta U$ применительно сначала к каротажу [Рыхлинский, 1970], а затем и для наземно-скважинных наблюдений. Им же была сделана попытка использования трансформанты – дифференциально-нормированного параметра Δ^{2U}/Δ^U при наземных наблюдениях в нефтегазоносном районе. Изначально ДНМЭ предназначался для картирования границ геоэлектрических неоднородностей (литологические замещения пород, водонефтяной контакт, газонефтяной контакт, погребенные разломы и т.д.), к которым интегральные методы электроразведки слабо чувствительны. По кругу решаемых задач ДНМЭ сначала не отличался от метода дивергентной электроразведки. Отличие, и весьма существенное, заключалось лишь в том, что производная электрического поля нормировалась на само поле, а не на силу тока [Легайдо, 1998].

При полевой апробации метода в режиме переходных процессов с использованием дипольно-осевой установки были получены результаты, показавшие, что предлагаемый подход позволяет совместно изучать индукционные и поляризационные процессы и получать распределение с глубиной УЭС и поляризационных свойств разреза [Легайдо, 1990 и 1995].

В области нефтегазопроисловых работ основная задача ДНМЭ заключается в выделении аномалий ВП, связанных с залежами углеводородов, на основании изучения переходного процесса от ГЗЭЛ.

1. Особенности сухопутной технологии ДНМЭ и решаемые задачи

Технология сухопутных работ ДНМЭ основана на возбуждении индукционных и поляризационных процессов ГЗЭЛ (АВ) и измерении сигнала, вызванного становления ЭМ поля и релаксации ВП, в осевой зоне источника трёхэлектродной ГЗЭЛ (МОН). Дополнительно проводятся измерения симметричной установкой (М1N1).

Измерения в осевой зоне источника предполагают одинаковый знак поля во время пропускания тока, индукционного переходного процесса и поляризационного релаксационного процесса, вызванного гальваническим током [Моисеев, 2002]. Глубинность распространения гальванического тока, а значит и исследования ВП, вызванные им, можно оценить по расстоянию между центрами источника и приёмника (r), как для дипольной осевой электрической установки. Эффективная глубина исследования будет составлять $r/2$.

Ограниченные по глубинности длиной ГЗЭЛ, исследования ВП проводятся симметричной установкой, для неё сигналы становления и ВП в горизонтально-слоис-

той среде имеют разный знак. После смены знака, сигнал преимущественно определяется эффектом ВП [Там же].

Технология ДНМЭ на суше решает задачи изучения распределения УЭС геоэлектрического разреза до глубин 3000 – 4000 м, обнаружения аномалий ВП на глубинах до 1000 м и выделения из них аномалий, связанных с, глубже залегающими, залежами УВ.

Трёхэлектродная измерительная линия используется для одновременной регистрации разности потенциалов (ΔU) и второй конечной разности потенциалов ($\Delta^2 U$). Измерения проводятся как на постоянном токе (ΔU и $\Delta^2 U$), так и во время переходного процесса ($\Delta U(t)$ и $\Delta^2 U(t)$) (Табл.1). Параметр $\Delta^2 U$ связан с пространственной неоднородностью ЭМ поля и позволяет формировать трансформанты ($P1(t)$ и $D\phi(t)$), эффективно подавляющие индукционную составляющую сигнала переходного процесса в поздней стадии и подчёркивающие информацию о поляри-

зуемости среды.

Использование MON и дифференциального канала в измерительной аппаратуре позволяет подавлять синфазные помехи, одновременно проявляющиеся и на линии МО, и на линии ON, и измерять малые величины второй конечной разности потенциалов $\Delta^2 U$.

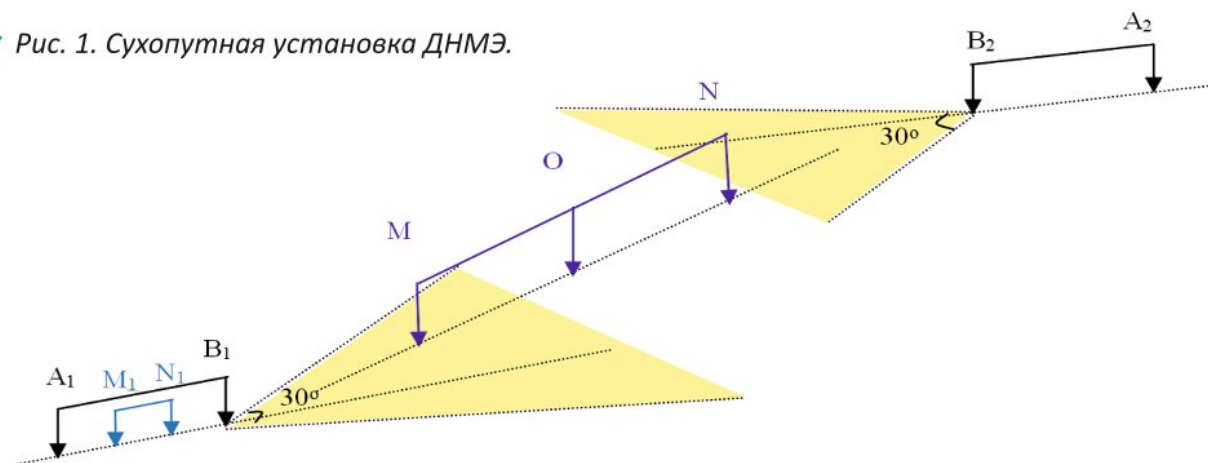
На рис. 1 представлена схема сухопутной установки ДНМЭ. Измерение на суше связано с наличием неоднородностей верхней части разреза (ВЧР), которые сильнее проявляются в измерениях дифференциального канала. Для уменьшения этого влияния измерения выполняются с двумя положениями питающей линии относительно приемной, слева (A_1B_1) и справа (A_2B_2), с последующим осреднением измеренных данных. При полевых работах, зачастую, питающая и приемная линии расположены под углом друг к другу [Агеенков, 2012].

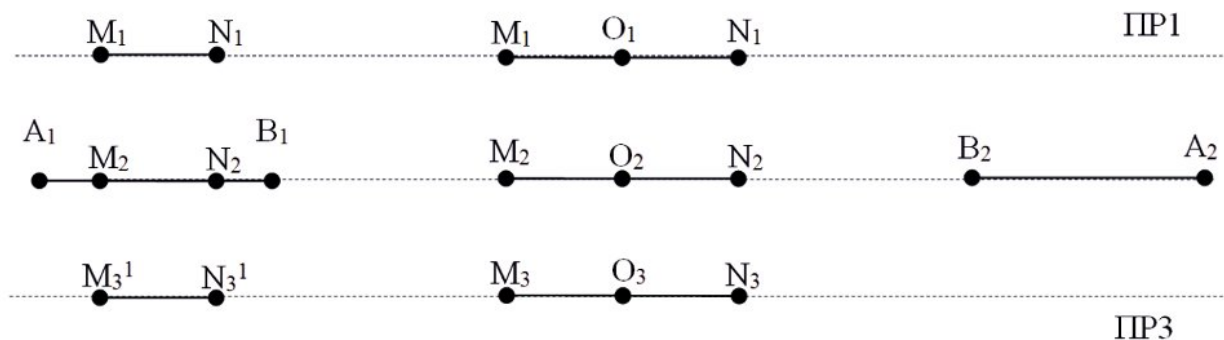
Необходимым условием применения заземлённого источника является хоро-

▼ Табл. 1. Измеряемые, инвертируемые и интерпретируемые параметры.

Вид съёмки	Измеряемые параметры	Инвертируемые параметры – трансформанты	Интерпретируемые параметры
ДНМЭ для поисков УВ в условиях суши	$\Delta U(r)$; $\Delta^2 U$; $\Delta U(t,r)$; $\Delta^2 U(t)$	$DU(t,r)=\Delta U(t,r)/\Delta U(r)$; $D^2U(t)=\Delta^2 U(t)/\Delta U$; $P1(t)=D^2U(t)/DU(t)$; $Ps(t)=(D^2U(t)-\Delta^2 U)/(DU(t)-\Delta U)$; $D\phi(t)=(\partial D^2U(t)/\partial t)/(\partial D^2U(t)/\partial t)-P1(t)$	$\rho(h)$, $\eta(h)$, $\tau(h)$, $c(h)$

▼ Рис. 1. Сухопутная установка ДНМЭ.





▲ Рис. 2. Схема установки ДНМЭ с измерениями на смежных параллельных профилях.

ший контакт питающей линии с землёй – обеспечение заземления источника. За время использования такого источника в различных регионах, климатических условиях и сезонах года были применены разнообразные способы устройства заземления: бурение неглубоких скважин, использование закопанных тросов, использование металлических штырей. Для улучшения контакта заземления могут заливаться рассолом.

Измерительные линии подключаются к латунным электродам, если условия ВЧР позволяют вбивать такие электроды в почву. В холодный сезон при бурении неглубоких скважин заземления питающей линии могут, позднее, быть использованы для подключения измерительных линий.

Для генерации разнополярных импульсов тока с измерительными паузами используется коммутатор КЭР–200, разработанный в ООО «СГНПК». Аппаратура выполнена на основе IGBT модулей, позволяющих вырабатывать импульсы тока с хорошей крутизной спада.

Сухопутные измерения ДНМЭ проводятся по профилям с использованием двух измерительных станций и одной питающей или двух питающих станций и одной измерительной, расположенной между ними и выполняющей записи сначала от одного источника, затем от другого. При необходимости выполнить съёмку по плотной сети параллельных

профилей на площади возможно выполнение одновременной записи на нескольких профилях с использованием многоканальной измерительной аппаратуры. Схема установки ДНМЭ с измерениями на смежных параллельных профилях представлена на рис.2.

Измерительные станции выполнены на основе многоканального (до 6 каналов) геофизического измерителя разности потенциалов (ИРПГ), разработанного и изготовленного совместно ООО «СГНПК» и НПК «Сибгеосистемы». Входная схема аналоговых сигналов реализована так, что каждый второй канал является дифференциальным. Величина входного напряжения ± 4.5 В (при коэффициенте усиления (КУС) равном 1). Реализовано программное управление КУС: входной сигнал может быть увеличен в 2, 4, 8, 16, 64 и 128 раз. Шаг дискретизации при оцифровке сигнала 0.5 или 0.25 мс (2000 или 4000 отсчётов в секунду). Для оцифровки используется 24-х или 32-х разрядные аналогово-цифровые преобразователи (АЦП), а для компенсации изменения потенциала измерительных электродов используется 16 разрядный цифро-аналоговый преобразователь (ЦАП). Большое входное сопротивление устройства (на постоянном токе не менее 100 МОм) исключает сквозные низкочастотные токи от заземления до входа прибора. Модуль позволяет регистрировать сигнал в большом динамическом диапа-

зоне – 108 дБ или 130 дБ, в зависимости от разрядности АЦП.

Синхронизация генераторной и измерительной станций осуществляется с использованием сигнала спутниковой навигации.

2. Практические примеры использования ДНМЭ на суше (работы в Среднем Поволжье)

Хорошо зарекомендовал себя метод ДНМЭ в Среднем Поволжье в условиях Татарстана. На северо-востоке Республики Татарстан, на Марсовом поднятии в пределах контура положительной аномалии ДНМЭ была пробурена скв. 268, открывшая залежи нефти в турнейских и визейских отложениях. На Дружбинском месторождении также оказалась высокой степень совпадения в плане аномалий ДНМЭ и контура залежи, прогнозируемого по материалам сейсморазведки, что, в совокупности, дало основание считать целесообразным применение этого метода для детализации перспектив крупных, потенциально нефтеносных участков, выделенных по данным комплекса геохимических и геофизических методов [Волков, 2008].

Результаты применения в рассматриваемом районе других методов прямого обнаружения залежей нефти и газа оказались весьма неоднозначными [Там же]. Поэтому комплекс ДНМЭ – сейсморазведка стал рассматриваться в качестве эффективного способа поисков залежей нефти и газа в данном регионе.

3. Работа с клиентами

Подготовка к полевым измерениям проводится совместно с Заказчиком. На основе априорной информации строится ФГМ района работ и проводится численное моделирование сигнала ДНМЭ для различных режимов работы аппаратуры.

После проведения моделирования определяется несколько наборов параметров съёмки и сети наблюдений для решения поставленных задач. Все они предлагаются Заказчику с пояснениями положительных и отрицательных сторон каждого набора.

Совместно с Заказчиком определяются оптимальные параметры съёмки и сети наблюдений.

4. Опыт работы в разных регионах

Эффективность метода ДНМЭ в уменьшении рисков бурения нефтегазопроисловых скважин показала себя во всех НГП РФ, в Китае, на Кубе и Латинской Америке.

Большие объёмы работ ДНМЭ выполнены в Калининградской области, в Восточной и Западной Сибири, Среднем и Нижнем Поволжье, Тимано-Печорском регионе, на Кубани и в Приазовье.

Заключение

Представленная аппаратура, системы наблюдений и в целом методика ДНМЭ разрабатывается коллективом ООО «СГНПК». Некоторые аппаратурные, программные и методические вопросы решаются в сотрудничестве с ведущими научными и производственными организациями РФ.

Многолетний практический опыт показал, что методика ДНМЭ эффективна при решении задачи снижения рисков бурения нефтегазопроисловых скважин для большинства геолого-геофизических условий.

Литература

1. Агеев, В.В. Изучение вызванной поляризации в широком диапазоне времен (ВП-Ш) / В.В. Агеев, Б.С. Светов, А.С. Амиантов // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2006. – №2. – С.1–3.
2. Агеев, Е.В. Влияние неосевого расположения приёмной и питающей электродов на результаты измерений / Е.В. Агеев, Б.С. Светов, А.С. Амиантов // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2006. – №2. – С.4–7.

трических линий на результаты дифференциально-нормированного метода электроразведки / Е.В. Агеенков, Ю.А. Давыденко, В.А. Фомицкий // Геология и геофизика. – 2012. – т.53, №1. – С.150–157.

3. Альпин, Л.М. Дивергентный каротаж / Л.М. Альпин // Прикладная геофизика. – 1962. – Вып.32. – С.192–212.

4. Березкин, В.М. Применение геофизических методов для прямых поисков нефти и газа / В.М. Березкин, М.А. Киричек, А.Н. Кунарев. – М. : Недра, 1978. – 223 с.

5. Волков, Д.С. Особенности и методы изучения геологического строения верхнедевонско-каменноугольных отложений северо-востока Республики Татарстан и поиск органических построек в осевой зоне Камско-Кинельской системы прогибов / Д.С. Волков. Автореф. дисс. на соискание уч. ст. к. г.-м. н.. – М. : МГУ, 2008. – 26 с.

6. Дмитриев, В.И. Развитие методов электроразведки в Московском Университете / В.И. Дмитриев, П.Ю. Пушкарев, В.К. Хмелевской // Материалы Пятой всероссийской школы-семинара имени М.Н. Бердичевского и Л.Л. Ваньяна по электромагнитным зондированиям Земли – ЭМЗ-2011. В двух книгах. Книга 1. – СПб. : СПбГУ, 2011 – С.12–21.

7. Каменецкий, Ф.М. Три лекции о вызванной поляризации геологической среды / Ф.М. Каменецкий, Г.М. Тригубович, А.В. Чернышёв. – Мюнхен : Вела Ферлаг, 2014. – 58 с.

8. Кожевников, Н.О. Импульсная индуктивная электроразведка поляризующихся сред / Н.О. Кожевников, Е.Ю. Антонов // Геофизический журнал. – 2009. – №4. – Т.31. – С.104–118.

9. Комаров, В.А. Электроразведка методом вызванной поляризации / В.А. Комаров. – Л. : Недра, 1980. – 391 с.

10. Круглова, З.А. Применение метода вызванной поляризации при поисках нефти и газа / З.А. Круглова // Обмен опытом в области геофизических и геохимических поисков залежей нефти и газа. – М. : ВИЭМС, 1975. – с. 110–111.

11. Легейдо, П.Ю. Применение дифференциально-нормированной электроразведки на Непском своде / П.Ю. Легейдо, М.М.

Мандельбаум, Н.И. Рыхлинский // Геология и геофизика. – 1990– №4.

12. Легейдо, П.Ю. Дифференциально-нормированный метод электроразведки при прямых поисках залежей углеводородов / Легейдо П.Ю., Мандельбаум М.М., Рыхлинский Н.И. // Геофизика. – 4 – 1995. – С.42–45.

13. Легейдо, П.Ю. Теория и технология дифференциально-нормированной геоэлектроразведки для изучения поляризующихся разрезов в нефтегазовой геофизике / П.Ю. Легейдо. Дис. на соиск. уч. ст. д. г.-м. н.. – Иркутск. : ИрГТУ, – 1998. – 198 с.

14. Маловичко, А.К. Использование высших производных при обработке к интерпретации геофизических наблюдений / А.К. Маловичко, О.Л. Тарунина. – М. : Недра, 1981. – 188 с.

15. Матвеев, Б.К. Электроразведка / Б.К. Матвеев. – М. : Недра, 1990. – 368 с.

16. Моисеев, В.С. Метод вызванной поляризации при поисках нефтеперспективных площадей / В.С. Моисеев. – Новосибирск : Наука, 2002. – 135 с.

17. Рыхлинский, Н.И. Применение дивергентного каротажа в нефтеразведочных скважинах Восточной Сибири / Н.И. Рыхлинский, М.М. Мандельбаум, В.А. Ващенко, Н.В. Алаев // Состояние и задачи разведочной геофизики. – М. : Недра, 1970. – С. 223–227.

18. Сапужак, Я.С. Высшие производные электрического потенциала в геофизической разведке / Я.С. Сапужак. . – Киев : Наукова думка, 1967. – 154 с.

19. Сапужак, Я.С. Дивергентная электроразведка / Я.С. Сапужак. – Киев: Наукова думка, 1977. – 179 с.

20. Шейнманн, М.С. Современные физические основы теории электроразведки / М.С. Шейнманн. – М. : Недра, 1969. – 224 с.

21. Electrical method for hydrocarbon exploration. Induced polarization (in-depth) method. – Study earth and man. Dallas, Tex. – 1984.

22. Schumacher, D. Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments / D. Schumacher, M.A. Abrams // Hydrocarbon migration and its nearsurface expression: AAPG Memoir 66. – 1996. – P.71–89.