

Картирование коллекторов высокочастотным ЭМ методом на примере месторождения нефти Таоб (Reservoir mapping using the high frequency EM method: Taob oil field case study)

Чжаншань Хе (Zhanxiang He),¹² Хубен Вань (Xuben Wang),² Чженъхуа Хе (Zhenhua He)² и Хайюнь Лю¹²

Введение

В этой статье рассмотрены основы высокочастотного электромагнитного (ЭМ) метода и его применения. В методе используются различные (естественные и искусственные) источники и регистрируются пять электромагнитных тензоров. По аномалиям удельного электрического сопротивления (УЭС) и фазы, получаемым после обработки данных, можно установить границы коллекторов и рекомендовать места для бурения. Результаты применения метода на нефтяном месторождении Таоб приведены в этой статье. Удалось точно оконтурить нефтеносную область и выявить еще один перспективный участок. Многочисленные примеры успешного применения метода в Китае показали, что высокочастотный ЭМ метод можно использовать для выделения коллекторов и перспективных областей.

Постановка задачи

Месторождение нефти Таоб расположено на северо-востоке Китая в бассейне Сонгляо (Songliao), по которому имеются данные 2D сейсморазведки. Продуктивный горизонт K1² залегает неглубоко (300-400 м) и в целом имеет падение на восток (рис. 1). Следует отметить, что обнаруженный недавно в западной части надвиг северо-восточного простираия, является барьером для миграции нефти и газа из центральной впадины, и что нефть содержится в нескольких разбитых разломами структурных выступах, связанных с восточной частью надвига. Поэтому в этих местах возможна промышленная добыча нефти.

Ловушки, выделенные в районе, в основном структурные. Исследование этих неглубоких коллекторов показало, что вероятно существование других, литологических и тектонических, ловушек, которые сложно обнаружить сейсморазведкой. Чтобы поиск неструктурных ловушек был экономически целесообразен, был применен высокочастотный электромагнитный метод, оказавшийся эффективным.

Идея метода

Высокочастотный ЭМ метод использует поля источников с частотами от 1 Гц до 90 кГц. Сигналы с частотами 1-1024 Гц имеют естественное происхождение, на более высоких частотах слабое естественное поле дополняется полем искусственного источника. Искусственный источник состоит из двух петель с током, плоскости которых перпендикулярны друг другу и поверхности земли (рис. 2). Пара петель создает ЭМ поле с частотой 1 кГц и выше. Таким образом, регистрируемый сигнал не только содержит разные частоты, но и имеет большую амплитуду. Отношение сигнал-шум в этом методе выше, чем в обычных ЭМ методах, использующих природные поля, например в

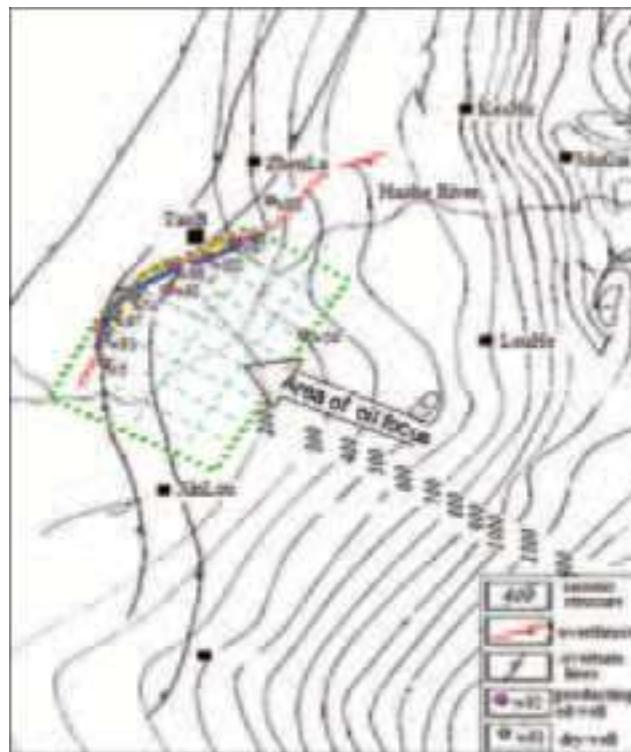


Рис. 1. Положение месторождения Таоб и буровых скважин

магнитотеллурическом зондировании (МТЗ). Регистрация сигнала ведется аппаратурой Conductivity Imaging System EH4 (производство компании EMI Corporation, США). В аппаратуре используется крестовое расположение электродов и регистрируются взаимно перпендикулярные компоненты ЭМ поля – две горизонтальных и две перпендикулярных. Вид установки приведен на рис. 2.

Полевые записи обрабатываются так же, как в МТЗ. В результате получаются амплитудные и фазовые кривые на 60 периодах. Камеральная обработка данных ведется по тому же принципу (Nabighian, 1988) с помощью программ, применяемых в МТЗ.

Электрические свойства коллекторов

На каротажных диаграммах КС (рис. 3) видно, что нефтепродуктивные слои группы K1² имеют УЭС около 50-200 Ом·м, а УЭС перекрывающих алевролитов составляет в основном лишь 3-8 Ом·м. Таким образом, УЭС продуктивных слоев примерно в 10 раз выше, чем у перекрывающих пород. Это, очевидно, создает хорошие предпосылки для ЭМ исследований. Работы выполнены по 13 профилям общей длиной 286 км с шагом по профилю 500 м при расстоянии между профилями 4 км (синие линии на рис. 5). Опытно-методический профиль Е-991 проложен через все скважины (включая крупные и малые эксплуатационные). По этому профилю определены электромагнитные свойства (рис. 4).

¹BGP, CNPC, China.

²Chengdu University of Technology, China.

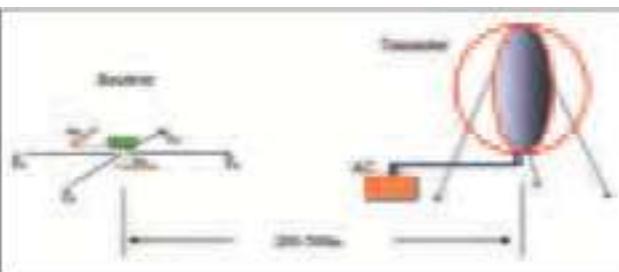


Рис. 2. Схема установки с аппаратурой *Conductivity Imaging System EH4*.

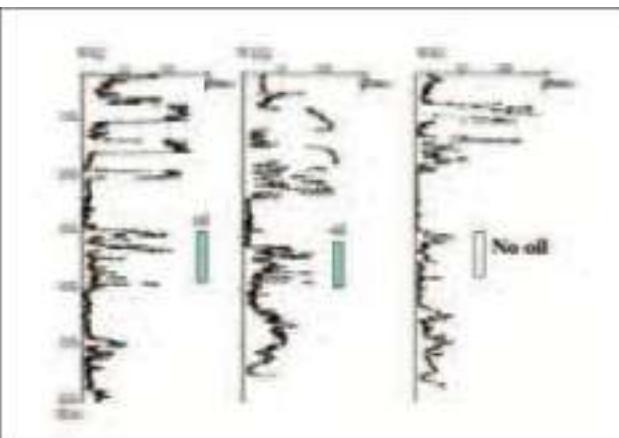


Рис. 3. Каротажные диаграммы КС по скважинам 92, 102 и 90.

На разрезах участки, расположенные вблизи эксплуатационных скважин характеризуются сравнительно высокими УЭС и минимумами фазы в диапазоне 100-500 Гц, а приповерхностные слои и вмещающие породы – сравнительно низкими УЭС и большими фазами. Это значит, что ЭМ атрибуты важны при выделении ловушек.

ЭМ атрибуты и скопления нефти

Для определения ЭМ атрибутов разрезов крупных и малых эксплуатационных скважин проанализированы изменения кажущегося сопротивления и фазы по профилю E-991.

На рис. 4а и 4б приведены разрезы кажущегося сопротивления и фазы (по вертикальной оси отложены частоты, от малых глубин к большим). Следует отметить очевидные различия электрических свойств нефтепродуктивных и непродуктивных участков. На добывающих скважинах (W92, W102 и W87) отмечаются высокие кажущиеся сопротивления и малые фазы, а на пустых скважинах (W97, W90 и W5) – наоборот.

На рис. 4с приведен геоэлектрический разрез по результатам 2D инверсии с учетом данных сейсморазведки и каротажа. Он дает количественные характеристики электрических свойств разреза с ловушками. На эксплуатационных скважинах W92, W102 и W87 целевой горизонт залегает на глубине около 300 м. По керну УЭС

коллектора превышает 37 Ом·м, а УЭС перекрывающих пород здесь выше, чем в среднем по профилю. Высокие УЭС отмечаются также на путях миграции нефти и газа в подстилающих породах. Южнее скважины W97, однако, наблюдаются совсем иные свойства.

По разрезам качественных и количественных характеристик сделаны следующие выводы. Зонам коллекторов, центрам скоплений нефти вблизи эксплуатационных скважин соответствуют высокие УЭС. Выше центров значения УЭС повышены, что может быть связано с просачиванием нефти и газа вверх. Под центрами имеются зоны высоких УЭС, сформировавшиеся, возможно, в ходе миграции нефти и газа. Слои верхней части разреза (ВЧР) имеют низкие УЭС, что может быть связано с распадом углеводородов путем окисления в ВЧР (He Zhanxiang, 2001).

Далее были установлены закономерности проявления целевых объектов в электромагнитных атрибутах, для чего были рассчитаны электромагнитные атрибуты слоев. Корреляция электромагнитных параметров оценивалась с учетом нормализации и данных по углеводородам. Рассчитаны следующие параметры:

Фоновое кажущееся сопротивление: $\rho_0 = 41.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (среднее значение в статистическом смысле), нормализованная аномалия кажущегося сопротивления $Y_\rho = \rho_m / \rho_0$.

Фаза: ($\phi_A = 45^\circ$ – фоновое значение, нормализованная аномалия фазы $Y_\phi = \phi_m / \phi_0$)

УЭС по результатам инверсии: УЭС областей с промышленным содержанием нефти превосходит 37 Ом·м, поэтому это значение принято за фоновое ρ_0 , нормализованная аномалия УЭС $Y_{\rho0} = \rho_i / \rho_0$.

Мощность коллектора: мощность нефтеносной зоны превышает 48 м, это значение принято за фоновое. Нормализованная аномалия мощности $Y_H = H_i / H_0$.

Первые два параметра являются качественными. Поскольку кажущееся сопротивление и фаза дают одинаковые отклики, по ним рассчитывается следующий параметр:

$$Y_I = Y_\rho Y_\phi$$

где Y_I – качественный параметр, представляющий свойства коллектора. Суммарная аномалия от коллектора в точке определяется путем суммирования с весами:

$$Y(j) = a Y_I(j) + b Y_\phi(j) + c Y_H(j) \quad (1)$$

где $Y(j)$ – полная аномалия в точке или на скважине j , a , b , c – весовые коэффициенты.

Значения коэффициентов a , b , c определялись так. Сначала были выбраны три продуктивных скважины; для них известны $Y_I(j)$, $Y_\phi(j)$, $Y_H(j)$. Величине $Y(j)$ придан смысл нормализованного дебета нефти, равного 1 при максимальном дебете и 0 для пустой скважины.

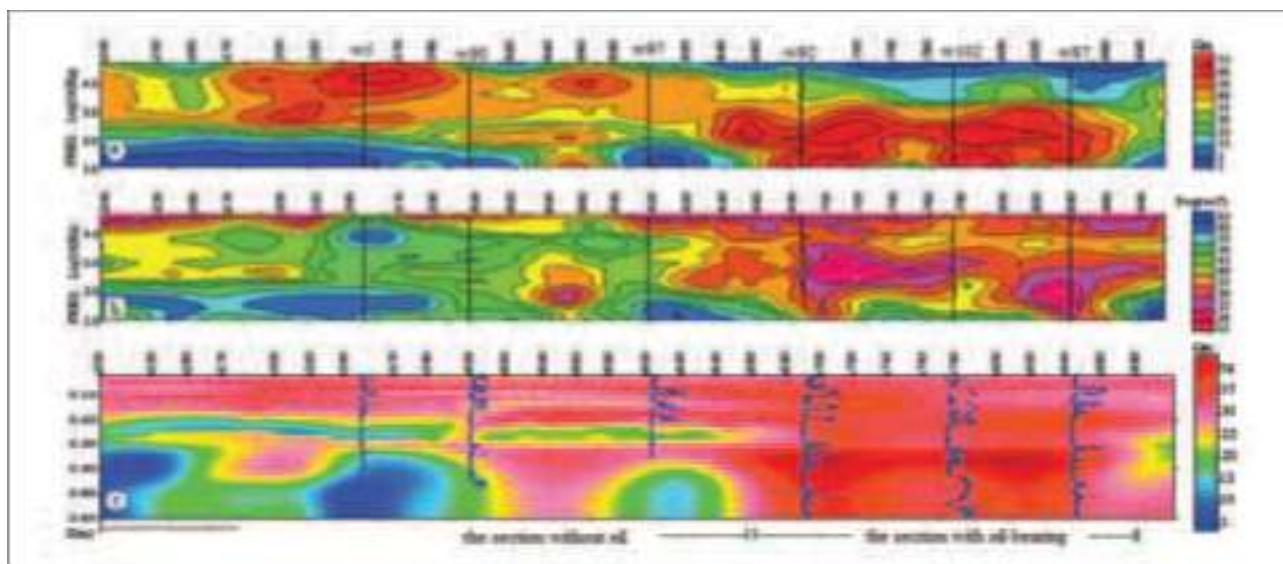


Рис. 4. Разрезы по профилю E991. а. кажущегося сопротивления; б. фазы; в. геоэлектрический по результатам 2D инверсии.

Подставив соответствующие значения этих четырех параметров, $Y(j)$, $Y_l(j)$, $Y_i(j)$ и $Y_H(j)$ для трех скважин в уравнение (1), получим систему уравнений относительно коэффициентов a , b , и c . Затем $Y(j)$ вычисляется для всех точек площади работ. При различном выборе скважин значения a , b , и c могут меняться. После нескольких попыток мы остановились на варианте, при котором $Y(j)>0.5$ для всех продуктивных скважин: $a=0.48$, $b=0.33$ и $c=0.19$. Область, где $Y(j)>0.5$, включает все продуктивные скважины и названа перспективной областью №1. Для непродуктивных скважин $Y(j)$ не превосходит 0.1. На обще карте аномального параметра (рис. 5) видна еще одна перспективная зона. Таким образом, опытным путем определены константы a , b , и c . В других районах их значения могут быть иными.

Общая карта аномального параметра (рис. 5) получена путем комплексной обработки и интерпретации данных по всем профилям участка. На ней выделяются две перспективных зоны, показанных красным: зона №1 на северо-западе и зона №2 на юге. Все промышленные скважины находятся в пределах зоны №1, а все скважины с малым дебетом находятся вне перспективных зон. Желтая область вокруг зоны №1 рассматривается как малопродуктивная или содержащая тяжелые сорта нефти. В зоне №2 скважин нет, но наблюдается благоприятное сочетание электрических свойств, что наряду с большой площадью, делает эту зону привлекательной для добывающих компаний.

Анализ свойств коллекторов

Структурные особенности перспективных зон. Зона №1 связана с крупным надвигом северо-восточного простираия и тянется на северо-восток вдоль хребта структурного выступа. В пределах зоны находятся скважины W92 и W87, расположенные в пределах локального поднятия. Зона №2 лежит между хребтами двух структурных выступов. В этой области широко развиты глубинные структуры. Близ профиля Е1 356 в породах от юрских до верхнемеловых находится разлом F2, северная и южная части которого образуют нарушенный структурный выступ. На профилях Е550

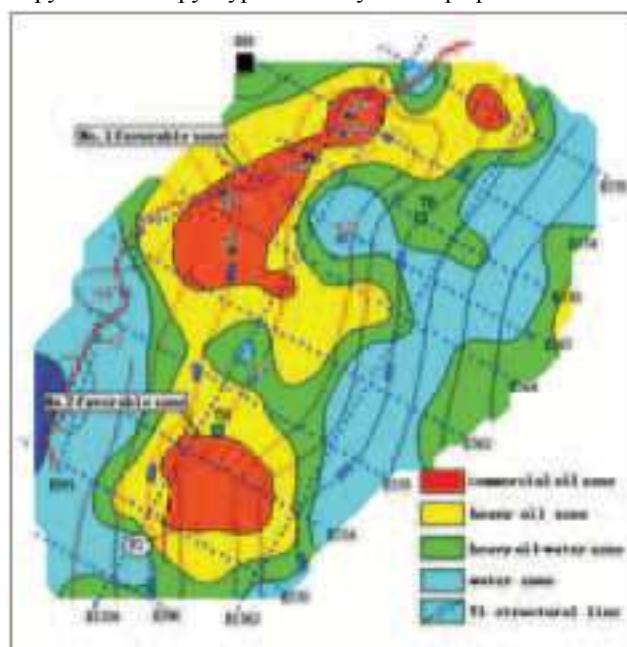


Рис. 5. Общая карта аномального параметра.



Рис. 6. Положение погребенного русла реки по результатам проб тяжелых минералов

и E554, пересекающих разлом F2, отмечаются поднятия глубинных юрских слоев.

Формирование коллекторов в перспективных зонах. Карта древних русел (рис. 6) полученная по пробам тяжелых минералов, показывает, что отложения горизонта K1² связаны в основном с осадочной системой Байчень (Baicheng), определяющей форму и состав песчаных тел, которым соответствуют аномалии УЭС в целевом горизонте. УЭС велики на северо-западе и малы на юго-востоке, что соответствует уменьшению размера зерна и мощностей с северо-запада на юго-восток. На карте мощности целевого горизонта видно, что высокоомный слой с мощностью более 40 м тянется на юго-запад, что говорит о наличии песчаного тела

с простираем, соответствующим простиранию структур, следующего от нефтематеринской области к области нефтенакопления и маркирующего направление и путь миграции углеводородов. Зона №1 расположена на повороте русла реки, где мощность высокоомного слоя превосходит 48 м, а русло поворачивает с направления север-юг на северо-запад – юго-восток. Зона №2 расположена ниже по течению, на другом изгибе русла, где оно возвращается к направлению север-юг, а мощность высокоомного слоя также превосходит 48 м. То же отмечается на скважине W92. Распространение высокоомного слоя мощностью более 40 м полностью соответствует речным зонам, выделенным по пробам тяжелых минералов. Все это говорит об обнаружении пути миграции углеводородов, а зоны №1 и №2 являются областями нефтенакопления.

Пористость, проницаемость и насыщенность коллекторов

Свойства коллекторов выражаются в основном их УЭС, пористостью, проницаемостью и насыщенностью. На рис. 2 приведены каротажные диаграммы этих параметров по скважине 102. Была рассчитана корреляция этих параметров для скважины W103. Из рис. 7 следует, что пористость, проницаемость и нефтенасыщенность велики там, где велико УЭС и наоборот. По каротажным кривым рис. 7 рассчитаны регрессионные связи УЭС и пористости, проницаемости и насыщенности, приведенные на рис. 8, и рассчитаны соответствующие коэффициенты корреляции. Нефтепродуктивным слоям соответствуют, очевидно, высокие значения УЭС, пористости, проницаемости и нефтенасыщенности при малой водонасыщенности. Наоборот, непродуктивным слоям соответствуют, низкие значения УЭС, пористости, проницаемости и нефтенасыщенности при высокой водонасыщенности.

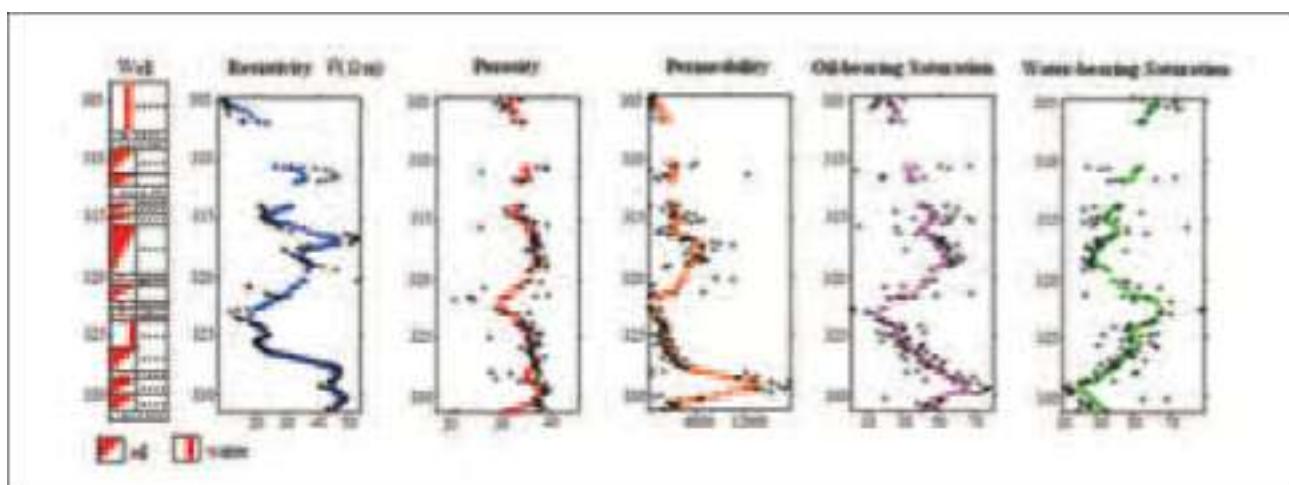


Рис. 7. Каротажные диаграммы КС, пористости, проницаемости и насыщенности

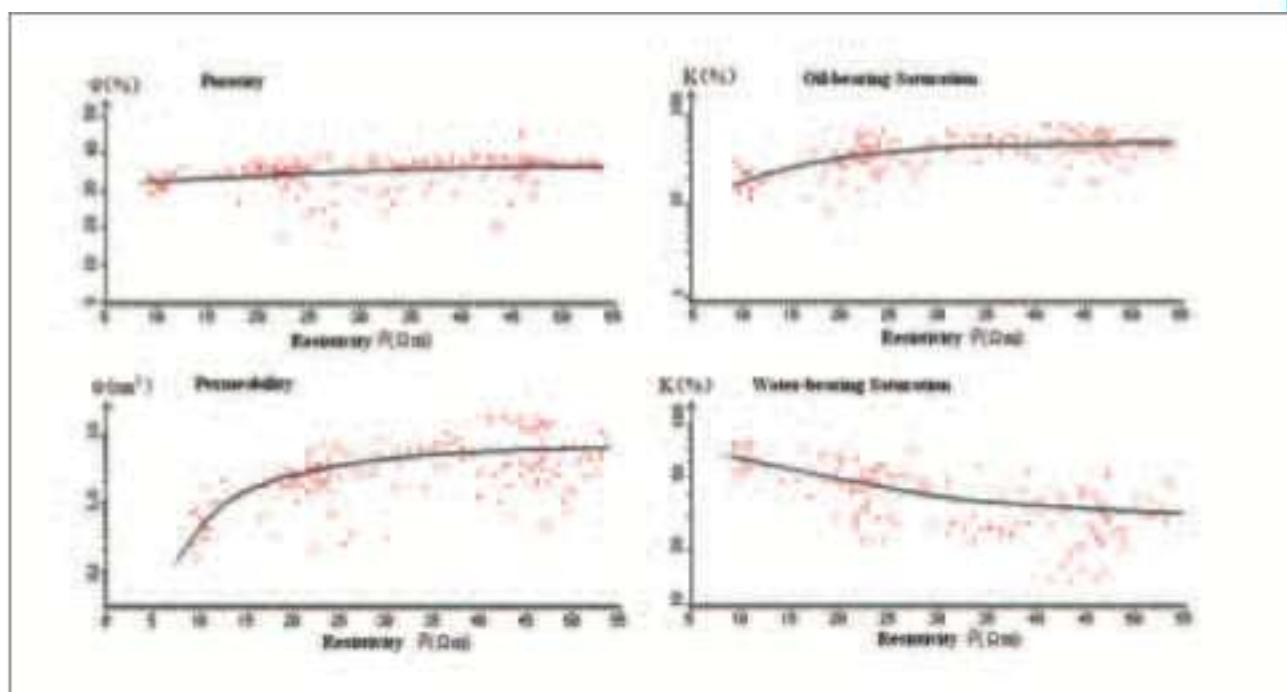


Рис.8. Корреляция кажущегося сопротивления и пористости, проницаемости и насыщенности

На рис. 7 и 8 видно, что в перспективных зонах с высокими УЭС свыше 37 Ом·м отмечаются пористость более 36%, проницаемость более 8400 мДа, и нефтенасыщенность более 47%, при водонасыщенности менее 37%.

Nabighian, M.N. [1988] *Electromagnetic Methods in Applied Geophysics. Vol. 1. Theory*. SEG.

Выводы

Особенностью высокочастотного ЭМ метода является использование искусственного источника. Поскольку точность метода и его разрешающая способность на малых глубинах выше, чем у МТЗ, он пригоден для разведки на углеводороды на малых глубинах. Поскольку параметры кажущегося сопротивления и фазы чувствительны к высокоомным слоям, метод экономически выгоден при поиске высокоомных коллекторов на малой глубине. В приведенном примере удалось не только оконтурить месторождение нефти Таоб, но и выявить еще одну перспективную область к югу от известного месторождения. Этот пример, таким образом, доказывает эффективность высокочастотного электромагнитного метода.

Благодарности

Благодарим за поддержку Китайский национальный фонд естественных наук (China National Natural Science Fund), грант 40074036, а также компанию PetroChina Prospecting Production Co., и лично Хуакена Чжао. Полезной была помощь компании JL Oil Field Co. Благодарим проф. К. Возоффа (Vozoff, K.) и д-ра Гань Ю (Gang Yu) за тщательное редактирование статьи и многочисленные важные предложения, а также проф. Юквана Ню (Yuquan Niu) за его вклад в работу.

Литература

Zhanxiang, H. [2001] Summary of non-seismic technology in oil-field development. *Oil Geophysical Prospecting*, (in Chinese), V36, supplement, 1-4.