Пространственный прогноз ФЕС по данным электромагнитных зондирований и ГИС

Н. И. МАСТЕПАНОВ *– генеральный директор ООО «МИП Георазведка плюс»*
А. С. НОВИКОВ *– зам. директора ООО «МИП Георазведка плюс», e-mail: novikov.as@mail.ru*
В. В. СПИЧАК *– д.ф.-м.н., академик РАЕН, научный консультант ООО «МИП Георазведка плюс», e-mail: v.spichak@mail.ru*
Д. Ю. СЕРИКОВ *– к.т.н., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина*

В статье рассматриваются новые возможности, которые предоставляет проведение электромагнитного зондирования для прогноза ФЕС на глубины ниже забоя скважин, а также в межскважинном пространстве. На примере нефтяного поля Пешельброн (Франция) показано, что электромагнитное зондирование участка позволяет произвести пространственное оконтуривание залежи УВ и оптимизировать месторасположение эксплуатационных скважин. Предлагается новая концепция бурения разведочных скважин, позволяющая осуществлять пространственный прогноз коллекторских свойств пород и флюидонасыщения во время бурения.

Разведка залежей углеводородов (УВ) и оценка их запасов традиционно осуществляются с помощью трехмерной сейсморазведки и данных ГИС. В то же время, сейсморазведка не эффективна при наличии в разрезе высокоскоростных слоев, снижающих ее разрешающую способность на больших глубинах, магматических пород, надвигов в кристаллическом фундаменте, плотного известняка. Будучи чувствительной к таким макропараметрам среды, как стратиграфия, она имеет низкое разрешение по отношению к таким микропараметрам как тип флюида, пористость/трещиноватость и степень насыщения пор углеводородами.

Сегодня, когда легкодоступные ресурсы УВ близки к исчерпанию, в мире все больше применяются технологии, основанные на несейсмических методах геофизической разведки. Один из таких подходов основан на методах электромагнитного (ЭМ) зондирования (не путать с электроразведкой, при которой измеряются только электрические компоненты электромагнитного поля!), позволяющих строить трехмерные модели удельного электрического сопротивления (УЭС) пород до заданных глубин [1].

Как известно, УЭС является намного более чувствительным параметром по отношению к типу и степени флюидонасыщения (нефть/газ/вода) по сравнению с сейсмическими атрибутами (см. обзор [2]). Поэтому именно на его основе можно проводить уточненные пространственные оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, в том числе, в процессе бурения скважин.

Ниже мы приведем примеры прогноза пористости пород на глубины ниже забоя скважин, а также пространственного оконтуривания залежи УВ, основанные на результатах ЭМ зондирования, проведенного в нефтяном районе Пешельброн (Эльзас, Франция).

Прогноз коэффициента открытой пористости

Знание пористости пород является ключевым фактором, влияющим на точность оценки запасов углеводородных ресурсов. В настоящее время оценка пористости коллектора осуществляется на основе данных ГИС и лабораторных исследований на образцах пород. Ее оценка в пространстве вне скважин проводится с помощью сейсмических атрибутов, выделенных по результатам корреляционного анализа.

Между тем, такой подход имеет ряд недостатков, которые могут приводить в потере точности оценок пористости и, как следствие, к ошибкам в определении потенциала запасов. Во-первых, результаты сейсмотомографии усреднены по объему и, в целом, имеют плохое разрешение по вертикали. Во-вторых, точность оценок резко падает, если разрез имеет сложную геометрию. Наконец, использование сейсмических атрибутов, максимально коррелирующих с немногочисленными данными скважинных измерений пористости, может приводить к ошибкам прогноза в других геолого-геофизических условиях вне скважин.

Альтернативный подход, не требующий априорных предположений относительно литологии среды, а также корреляции прогнозного параметра с пористостью, может быть основан на применении данных удельного электрического сопротивления, полученного по результатам инверсии результатов электромагнитного (в частности, магнитотеллурического (МТ)) зондирования [3].

В эксперименте, проведенном на нефтяном поле Пешельброн (Эльзас, Франция), использовались данные открытой пористости (φ), измеренные в скважине GPK1 методом нейтронного гамма-каротажа (NPHI) (рис. 1) (3792 значения с шагом 15 см, начиная с глубины 1425.14 м).

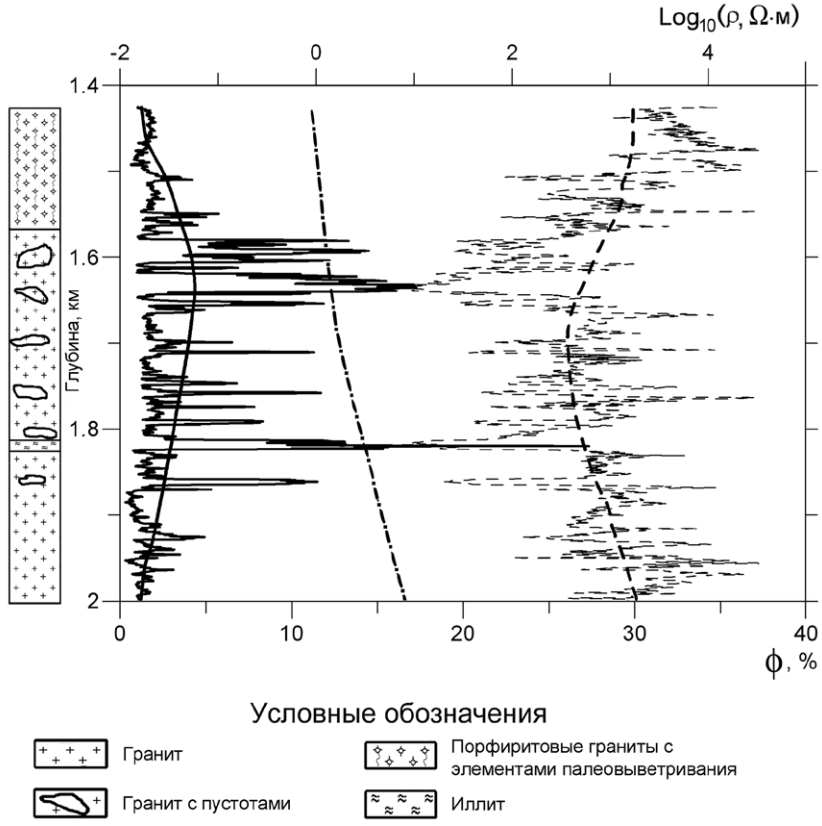

Рис. 1. Данные для скважины GPK1.
Слева: литологическая колонка. Справа графики: измеренного коэффициента пористости (тонкая сплошная линия), сглаженных значений коэффициента пористости (толстая сплошная линия), измеренных значений $Log_{10}\rho_{WL}$ (тонкая штриховая линия), сглаженных значений $Log_{10}\rho_{WL}$ (толстая штриховая линия), $Log_{10}\rho_{MT}$ (штрих-пунктирная линия).

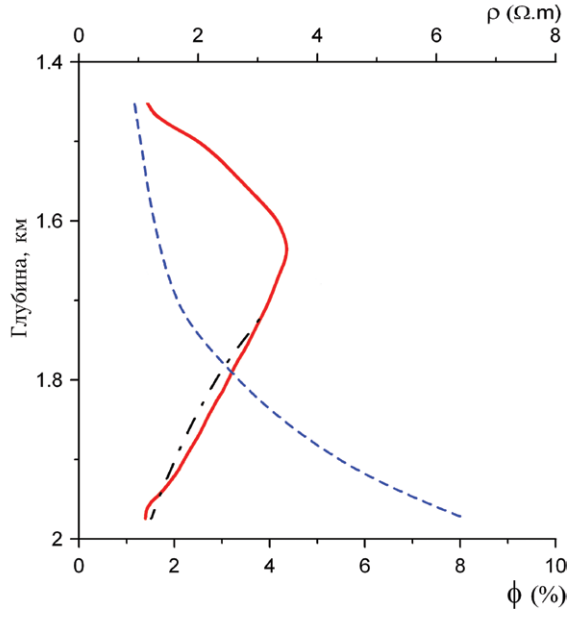

Рис. 2. График прогнозных значений коэффициента пористости φ (штрих-пунктирная линия) для скважины GPK1 при экстраполяции с верхней на нижнюю половину длины профиля по данным УЭС в пункте МТ-9 (голубая штриховая линия). Сплошная красная линия – исходный график сглаженного коэффициента пористости

Для прогноза пористости по данным УЭС использовался профиль логарифма удельного электрического сопротивления (ρ_{MT}) (рис. 1), полученный в результате инверсии данных магнитотеллурического зондирования в пункте МТ-9, расположенном в окрестности скважины.

Для прогноза пористости на глубину по электромагнитным данным использовалась нейросетевая методика, основанная на применении искусственной нейросети (ИНС) «с учителем». При этом на этапе обучения ИНС значения коэффициента пористости в скважине сопоставлялись со значениями логарифма удельного электрического сопротивления на тех же глубинах, а на этапе прогноза они «экстраполировались» обученной таким образом ИНС на большие глубины по значениям логарифма УЭС на этих глубинах. Результаты прогноза сравнивались со значениями пористости из оставшихся частей профилей, данные которых не использовались для обучения ИНС.

На рис. 2 показаны результаты модельного эксперимента по прогнозу пористости в скважине GPK1 на нижнюю половину профиля (что соответствует «удвоенной глубине» скважины). Сравнение выполненного прогноза с реальным профилем пористости в скважине показывает, что относительная ошибка прогноза в этом случае составляет 7%.

>>>

Результаты этого и других аналогичных прогнозов, проведенных на других скважинах и в других регионах, показывают, что при наличии рядом со скважиной, в которой есть измерения пористости, вертикального профиля значений удельного электрического сопротивления (полученного, например, в результате инверсии магнитотеллурических данных) можно делать надежный прогноз (экстраполяцию) пористости на глубины, превышающие глубину пробуренной скважины не более, чем вдвое, с относительной ошибкой, в среднем, менее 10%.

Аналогично, результаты площадного ЭМ зондирования, проведенного на участке, могут использоваться для 3D прогноза пористости в пространстве между скважинами. На рис. 3 приведены результаты сравнения коэффициента открытой пористости в 5 скважинах с прогнозными, сделанными с помощью результатов ЭМ зондирований и сейсмических атрибутов. Как видно из сравнения, в большинстве случаев ЭМ прогноз оказывается заметно точнее сейсмического.

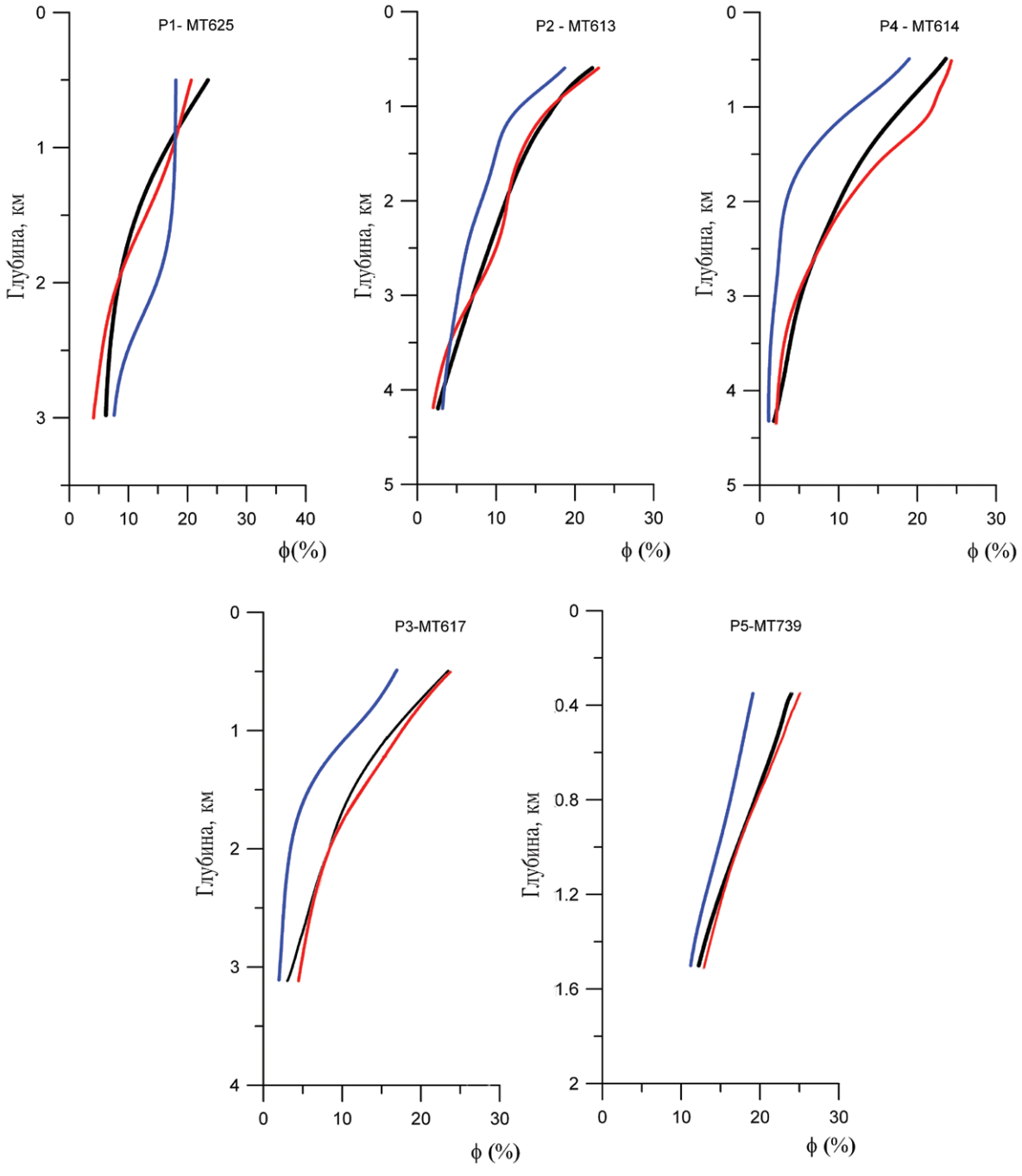

Рис. 3. Тестирование точности прогноза кривых пористости в межскважинном пространстве по данным ЭМ зондирований. Черным цветом выделены исходные сглаженные кривые, синим цветом – прогнозные кривые по сейсмическим атрибутам, красным цветом – прогнозные кривые по УЭС

Пространственное оконтуривание залежи углеводородов

В связи с тем, что сейсмические атрибуты не чувствительны к флюидонасыщенности пласта, экстраполяция его значения из пробуренной скважины на весь объем, занимаемый залежью, может приводить к грубым ошибкам в оценке ресурсов УВ, связанным с отсутствием точного знания ее границ, а также пространственной неоднородностью коэффициента флюидонасыщенности.

В то же время, полученные результаты прогноза пористости на глубины, превышающие длину пробуренных скважин, а также в пространстве между скважинами, позволяют осуществлять ее пространственный прогноз с хорошей точностью. На основании 3D модели УЭС, построенной нами по результатам ЭМ зондирования в том же регионе (см. ее двумерный разрез на рис. 4а) была построена 3D модель пористости (см. ее двумерный разрез на рис. 4б). Затем была выделена область, характеризующаяся корреляцией УЭС и пористости / трещиноватости и для нее проведена оценка коэффициента нефтенасыщения Кн (рис. 4в).

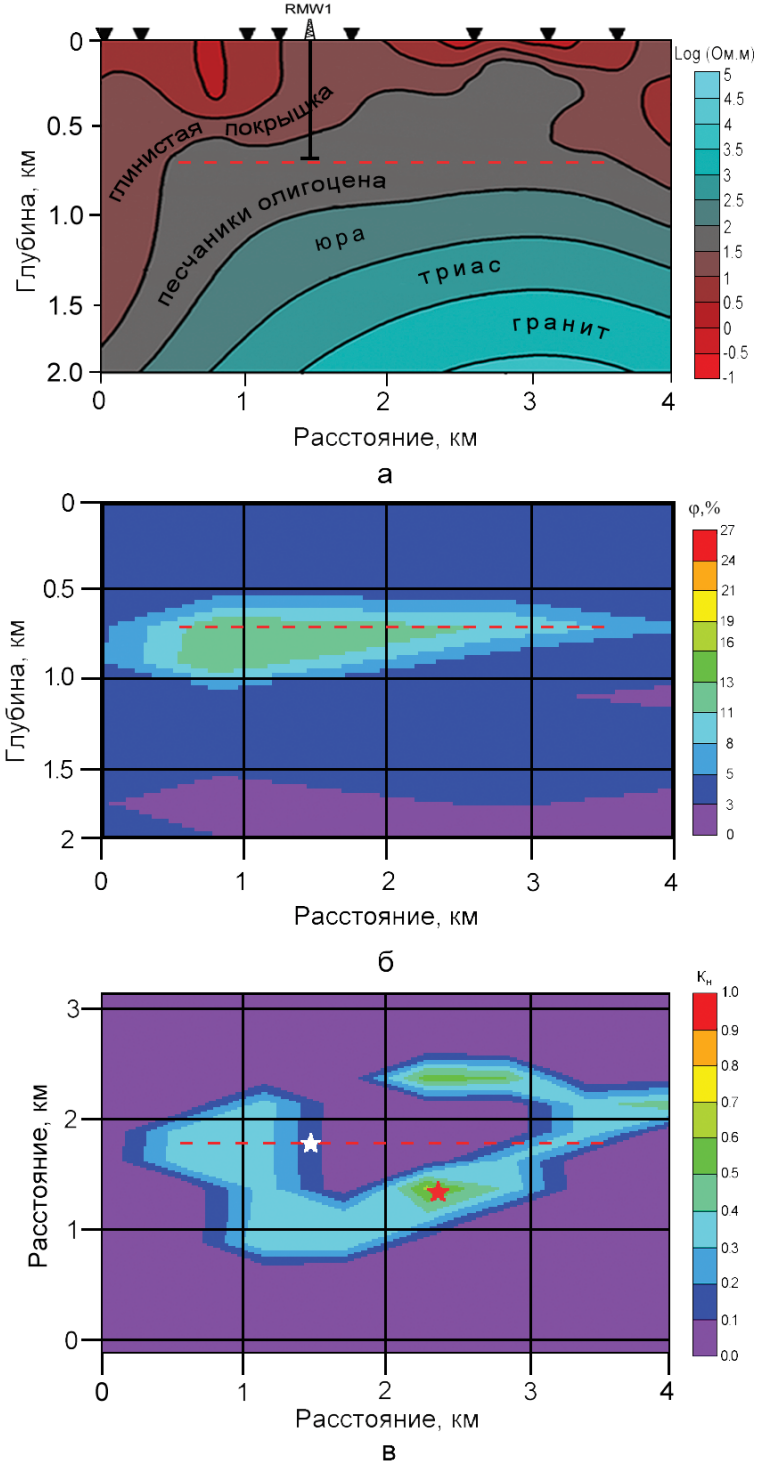

Рис. 4. Определение пространственных границ нефтяной залежи: а – разрез УЭС, построенный по данным магнитотеллурического зондирования на нефтяном поле Пешельброн (Эльзас, Франция) (треугольники – пункты МТЗ, RMW1 – эксплуатационная скважина, пробуренная без учета результатов МТ зондирования); б – разрез коэффициента открытой пористости / трещиноватости (φ); в – горизонтальная проекция модели коэффициента нефтенасыщения (Кн) на глубине 700 м. Штриховые линии на разрезах а и б соответствуют глубине забоя скважины, а на нижнем – расположению разрезов а и б в вертикальной плоскости. Белой звездочкой отмечено расположение забоя скважины, пробуренной только по результатам сейсморазведки, на глубине 700м. Красной звездочкой отмечено оптимальное месторасположение забоя эксплуатационной скважины с учетом результатов ЭМ зондирования.

По совокупности результатов электромагнитного зондирования, ГИС, а также результатов геотермического моделирования по разработанной нами технологии электромагнитного геотермометра [4], были определены пространственные границы нефтяной залежи. Она расположена в области, ограниченной нефтяным окном с температурами от 55 до 65°С, имеет УЭС от 30 до 100 Ом.м и пористость от 10 до 16%. Сопоставление локализации забоя пробуренной ранее и истощившейся к настоящему времени скважины RMW1 (см. ее расположение на рис. 4а) с распределением коэффициента нефтенасыщения в горизонтальной плоскости на той же глубине (рис. 4в) показывает, что ее горизонтальные координаты, выбранные только по данным сейсморазведки, оказались не самыми оптимальными, так как нефтенасыщение у забоя составляет всего 10–20%. В то же время, как это видно из рис. 4в, при выборе точки бурения в соответствии с предложенной нами методикой оно могло бы составить 60–70%.

>>>

Приведенные выше примеры говорят о возможности прогноза коллекторских свойств пород не только по результатам проведенного ранее электромагнитного зондирования участка и каротажных данных, но и непосредственно во время бурения разведочных скважин. Нами предложена новая концепция **прогноза коллекторских свойств пород во время бурения (Forecasting While Drilling – FWD)** [5], основанная на использовании результатов предварительной 3D электромагнитной разведки участка и каротажа во время бурения (LWD). На рис. 5 показана схема такого прогноза на глубину, превышающую глубину пробуренной скважины. Его реализация подразумевает:

- проведение 3D электромагнитной разведки;
- построение 3D модели УЭС и температуры;
- прогноз пористости, проницаемости насыщения УВ по модельному УЭС и каротажу (максимально до глубины построенной ранее модели УЭС);
- принятие решения о продолжении бурения и его новых параметрах.

Преимущества такой методики прогноза во время бурения состоят в следующем [6]:

- искомые параметры оцениваются в пределах объема, ограниченного границами участка и заданной глубиной (а не только ближайшей окрестностью и длиной пробуренной скважины);
- повышается точность оценок коллекторских свойств пород (за счет использования УЭС как прокси-параметра);
- прогноз тенденций и решения о целесообразности продолжения бурения, а также его оптимальных параметрах (в частности, перспективном направлении) осуществляются в режиме on-line;
- общая стоимость бурения существенно снижается.

При бурении эксплуатационных скважин концепция прогноза коллекторских свойств пород во время бурения (FWD), основанная на использовании результатов предварительной 3D электромагнитной разведки и каротажа во время бурения (LWD), позволит проектировать горизонтальные стволы скважин с учетом наибольшей нефтенасыщенности и наилучшими коллекторскими свойствами пласта. ●

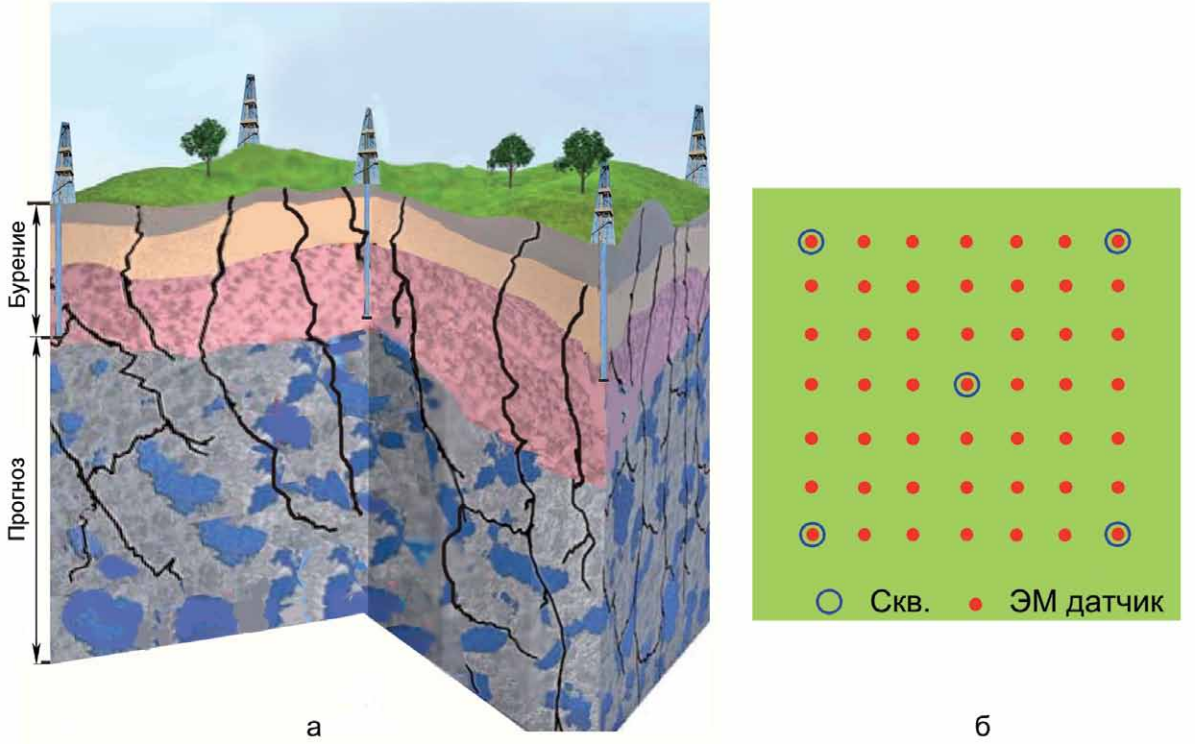

Рис. 5. Схема прогноза фильтрационно-емкостных свойств коллектора во время бурения по технологии FWD: а – общий вид участка, б – расположение скважин и датчиков измерения ЭМ поля

Литература:

1. Спичак В. В. Построение трехмерных моделей геологических объектов по площадным электромагнитным данным. // Разведка и охрана земных недр. 2008. № 8. С.33–39.
2. Спичак В. В. Применение электромагнитных методов для поиска, разведки и мониторинга залежей углеводородов. // Геофизика, 2017. №6. С. 33–43.
3. Спичак В. В., Захарова О. К. Прогноз пористости на глубину ниже забоя скважин по данным электромагнитных зондирований и электрокаротажа. // Геофизика. 2015. №6. С. 53–67.
4. Spichak V.V. and Zakharova O. Electromagnetic geothermometry. Elsevier Inc., Amsterdam. 2015.
5. SpichakV.V. A new strategy for exploration drilling based on using of an electromagnetic sounding data // Expanded Abstr. Int. Workshop on High Entalphy Geothermal Systems. San-Bernardino, California. 2013.
6. SpichakV.V. Reduce exploration drilling costs: pourquoi pas?! // Expanded Abstr. D-GEO-D Conference, Paris, France. 2014.