



## ВЫЯВЛЕНИЕ ОКАЙМЛЯЮЩЕЙ ЗОНЫ ПРИ СОВМЕСТНОЙ ИНВЕРСИИ СИГНАЛОВ ГАЛЬВАНИЧЕСКОГО И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ, ИЗМЕРЕННЫХ ОДНОВРЕМЕННО И В РАЗНОЕ ВРЕМЯ

К. В. Сухорукова<sup>1</sup>, Г. В. Нестерова<sup>1</sup>, С. А. Примаков<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. А. А. Трофимука, <sup>2</sup>Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

Исследована возможность выявления окаймляющей зоны по сигналам бокового каротажного зондирования и электромагнитного каротажного зондирования при их совместной численной инверсии. Радиальный профиль удельного электрического сопротивления (УЭС) рассчитывается для разного времени после бурения в программе моделирования процесса фильтрации бурового раствора в пористый проницаемый пласт. Для этого непрерывного профиля рассчитываются сигналы электрокаротажа в пласте неограниченной мощности. Изменение во времени радиального распределения УЭС в проницаемом пласте приводит к соответствующему изменению кривых зондирования, что может ограничивать достоверность определения параметров геоэлектрической модели коллектора при совместной численной инверсии данных электрического и электромагнитного каротажа, измеренных в разное время. Рассчитанные при моделировании процесса фильтрации бурового раствора радиальные профили УЭС подтверждаются практическими данными на интервале меловых коллекторов БС<sub>10</sub> и БС<sub>11</sub> Сургутского свода.

**Ключевые слова:** боковое каротажное зондирование, высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование, удельное электрическое сопротивление, радиальное распределение, совместная численная инверсия, геоэлектрическая модель.

## IDENTIFICATION OF THE RESISTIVITY ANNULUS DURING THE JOINT INVERSION OF GALVANIC AND ELECTROMAGNETIC LOG SOUNDING SIGNALS MEASURED SIMULTANEOUSLY AND AT DIFFERENT TIMES

K. V. Sukhorukova<sup>1</sup>, G. V. Nesterova<sup>1</sup>, S. A. Primakov<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, <sup>2</sup>Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

The possibility of identifying the resistivity annulus by signals of lateral log sounding and electromagnetic log sounding with their joint numerical inversion is investigated. The radial profile of electrical resistivity (ER) is calculated for different times after drilling in the simulation program for the drilling mud filtration into a porous permeable reservoir. For this continuous profile, signals of electric logging in reservoir of unlimited thickness are calculated. Temporal variation of the ER radial distribution in a permeable reservoir leads to a corresponding change in sounding curves, which may limit the reliability of determining the parameters of the geoelectric reservoir model with a joint numerical inversion of electrical and electromagnetic logging data measured at various times. Radial profiles of ER calculated during the drilling mud filtration process modeling are confirmed by practical data in the interval of Cretaceous reservoirs BS<sub>10</sub> and BS<sub>11</sub> of the Surgut arch.

**Keywords:** lateral log sounding, high-frequency electromagnetic log sounding, electrical resistivity, radial distribution, joint numerical inversion, geoelectric model.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-11c-77-86

Определение содержания нефти в коллекторе основано на пересчете удельного электрического сопротивления (УЭС) пласта в долю занятого нефтью порового пространства. При бурении насыщение в прискважинной зоне оказывается измененным фильтрацией бурового раствора, что приводит к изменению УЭС в данной зоне и, как следствие, – к изменению сигналов зондов электрокаротажа. Для того чтобы учитывать такое изменение и точнее оценивать УЭС неизменной части коллектора, применяются методы зондирования, такие как боковое каротажное зондирование (БКЗ) и высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование (ВЭМКЗ, ВИКИЗ).

Согласно традиционным методикам количественной интерпретации радиальное изменение УЭС в коллекторе описывается ступенчатой функцией. Если свободный флюид в коллекторе пред-

ставлен одной фазой (нефть или пластовая вода), между стенкой скважины и неизменной частью пласта вводится одна зона – зона проникновения (ЗП) [2, 10, 14]. Если насыщение коллектора смешанное, т.е. в нем имеется и свободная нефть, и свободная пластовая вода, то для метода ВЭМКЗ часто добавляется окаймляющая зона (ОЗ), или зона скопления свободной пластовой минерализованной воды. Ввиду отсутствия у сигналов зондов постоянного тока чувствительности к этой зоне, более проводящей, чем ЗП и неизменный пласт, ОЗ вводится в геоэлектрическую модель только при комплексировании с высокоразрешающими сигналами электромагнитного каротажа.

Ступенчатая модель – это приближение радиального изменения УЭС, которое является непрерывным и формируется в коллекторе при бурении в результате фильтрации через глинистую

корку бурового раствора из скважины. Значения УЭС и положение особенностей профиля зависят от фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и глинистой корки (пористости, проницаемости), от технологических параметров бурения и свойств флюидов и фильтрата бурового раствора, насыщающих пласт [11, 12, 16–18]. Непрерывное изменение УЭС от стенки скважины в глубь пласта может быть рассчитано, например, с помощью специальной программы GENM2D [4, 15] или в программном комплексе АТЛАС МФМ (ИНГГ СО РАН, [13]), базирующемся на результатах расчета в этой программе.

Поскольку традиционные методики оценки нефтесодержания основаны на кусочно-однородном представлении радиального распределения УЭС, то, кроме задачи определения по данным электрокаротажа радиального профиля УЭС, есть еще проблема соответствия кусочно-постоянного его представления непрерывному. С другой стороны, даже по ступенчатому радиальному распределению УЭС можно оценить ФЕС и содержание нефти в коллекторе, численно моделируя процесс фильтрации [3].

Наилучшим образом кусочно-однородный радиальный профиль определяется по данным методов БКЗ и ВЭМКЗ. Достоверность результата выше при совместной инверсии [7–9] одновременно измеренных современными каротажными комплексами [1] сигналов этих методов, но чаще всего сигналы БКЗ и ВЭМКЗ измеряются на разных каротажных спусках с временным интервалом в несколько часов. Для массового бурения эксплуатационных скважин характерно время около суток между вскрытием коллектора и первым спуском каротажных приборов и не более 12–16 ч между первым и вторым каротажными.

Для оценки возможности восстановления радиального профиля УЭС по данным БКЗ и ВИКИЗ, в том числе разновременным, представилось интересным провести следующий численный эксперимент:

- рассчитать проникновение фильтрата бурового раствора в типичных для меловых отложений Широкого Приобья моделях коллекторов (БС<sub>10</sub> и БС<sub>11</sub>) для времен каротажа и параметров, характерных для технологий бурения эксплуатационных скважин на глинистом растворе;

- по модифицированной формуле Арчи–Дахнова содержание и минерализацию электропроводящего флюида пересчитать в зависимость УЭС от радиального расстояния от стенки скважины;

- для непрерывного радиального профиля УЭС рассчитать сигналы БКЗ и ВИКИЗ;

- по комбинациям сигналов БКЗ и ВИКИЗ для одинакового и разного времени после бурения построить кусочно-постоянные цилиндрически-слоистые модели пласта с традиционно минимальным разбиением на зону проникновения, окаймляющую зону и неизменный пласт.

Особый акцент в исследовании делался на возможности выявления и оценки параметров окаймляющей зоны как удобного признака наличия подвижной нефти, а следовательно, и продуктивности коллектора.

Расчеты проводились с применением созданного в ИНГГ СО РАН программного обеспечения (ПО): распределения содержания воды и ее минерализации – ПО GENM2D [13, 15], сигналов БКЗ и ВИКИЗ – ПО AlondraWL [5]. Совместная инверсия сигналов осуществлялась в программном комплексе EMF PRO, который разработан и используется для обработки данных БКЗ и ВИКИЗ в классе одномерной модели (исследовательская программа AlondraWL привела к аналогичным результатам).

### Расчетные радиальные профили УЭС и сигналы

Для расчета радиального профиля УЭС взяты средние параметры меловых коллекторов БС<sub>10</sub> и БС<sub>11</sub>, продуктивных на нескольких месторождениях Западной Сибири, например на Федоровском и Когалымском, где они залегают примерно на одной глубине около 2400 м. Параметры моделей для численного моделирования процесса фильтрации при вскрытии коллектора на глинистом растворе приведены в таблице. Толщина коллектора считалась неограниченной. Насыщение варьировалось от 30 до 80 %.

Времена после бурения выбраны кратными 6 ч в диапазоне от 6 до 48 ч. Минимальное время 6 ч в некоторых разрезах может соответствовать времени измерения приборами каротажа в процессе бурения, максимальное выбрано на основе анализа времени проведения каротажа. По данным компаний «Лукойл» и «Сургутнефтегаз», обычный

Основные параметры модели коллектора и вмещающих пород для расчета радиального распределения УЭС (для меловых коллекторов БС<sub>10</sub> и БС<sub>11</sub>)

Параметр	Значение в модели пласта	
	БС <sub>10</sub>	БС <sub>11</sub>
Плотность, кг/м <sup>3</sup> вмещающих пород бурового раствора	2400	2400
	1160	1160
Вязкость (пластовые условия), Па·с пластовой воды пластовой нефти	0,0006	0,0006
	0,00294	0,002
Проницаемость пласта, мД глинистой корки, мкД	50	50
	5	5
Пористость пласта глинистой корки	0,17	0,20
	0,6	0,6
Соленость, г/л пластовой воды бурового раствора	15	20
	1	1
Содержание глинистых частиц в буровом растворе	0,045	0,045
Содержание остаточной нефти, %	0	25



интервал времени проведения каротажа составляет примерно от 24 до 48 ч после бурения очередного интервала эксплуатационной скважины.

Для пласта БС<sub>10</sub> Федоровского месторождения была выбрана модель, в которой предполагалось наличие небольшого количества остаточной воды (10 %, пластовая вода, прочно удерживаемая в тонких капиллярах и на границе пор), но вся нефть считалась подвижной. Параметры второй модели взяты из статьи [11] – это пласт БС<sub>11/26</sub> Когалымского месторождения, в котором дополнительно предполагалось наличие остаточной нефти (25 %). Радиус скважины составляет 0,108 м, УЭС пресного глинистого бурового раствора 2,5 Ом·м, что соответствует УЭС раствора минерализацией 1 г/л при 70 °С.

В модели коллектора БС<sub>10</sub> при нефтесодержании 80 % на радиальном профиле УЭС выделяются три зоны: 1) ЗП, в которой максимальное значение УЭС возрастает от 21 Ом·м на радиальном расстоянии  $r = 0,32$  м для 6 ч после бурения до 25 Ом·м на расстоянии  $r = 0,55$  м для 48 ч после бурения, 2) ОЗ с одинаковым для всех расчетов УЭС  $\approx 11,7$  Ом·м; 3) неизменный пласт с УЭС 25 Ом·м (рис. 1). Для случая 48 ч после бурения толщина ЗП увеличилась на 26 см по сравнению с измерением для 6 ч (толщина ЗП – расстояние между стенкой скважины и точкой перегиба на радиальном профиле). Ширина ОЗ (расстояние между точками перегиба) увеличилась примерно на 6 см (13 см для 6 ч и 19 см для 48 ч). Через 24 ч после бурения фильтрат бурового раствора проникает все медленнее, а в диапазоне 30–48 ч экстремумы профиля УЭС сдвигаются примерно на 2 см за каждые 6 ч. Значение УЭС на стенке скважины 6 Ом·м. Выход на УЭС пласта про-

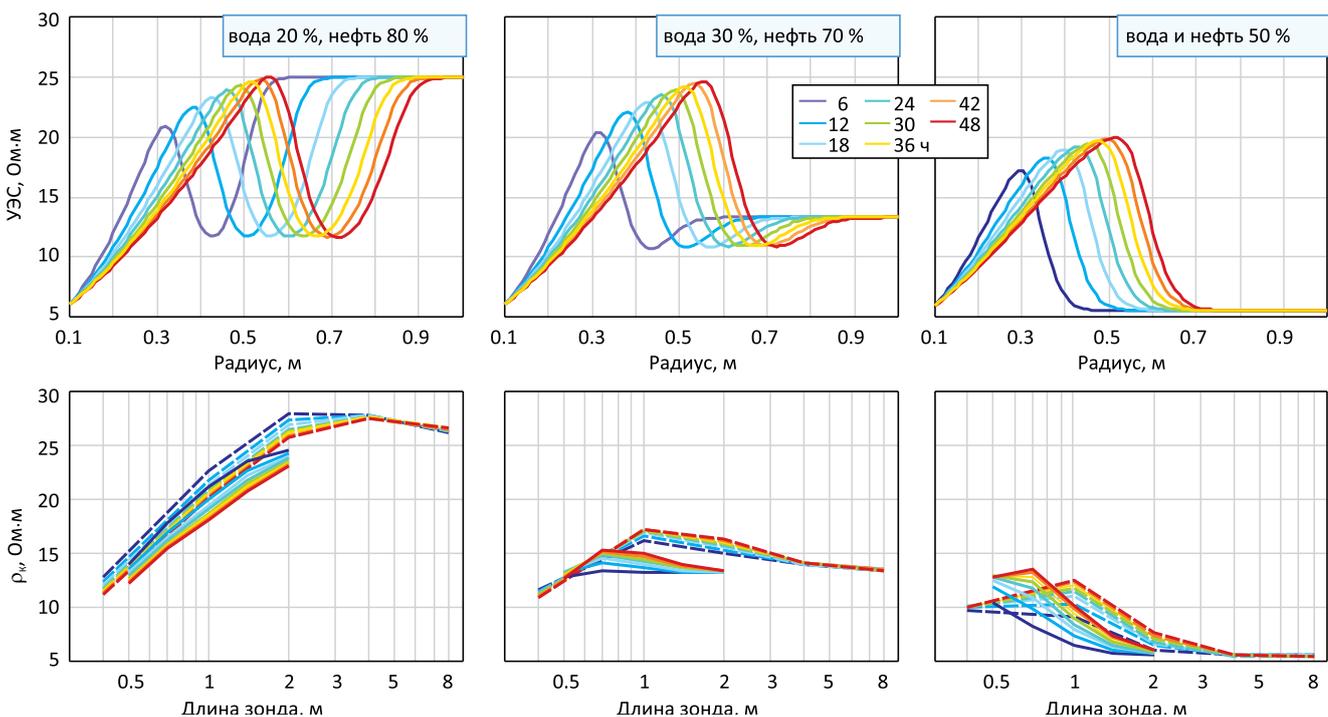
исходит на расстоянии  $r \approx 0,57$  м для 6 ч,  $r \approx 0,78$  м для 24 ч и  $r \approx 0,91$  м для 48 ч.

При уменьшении содержания нефти до 70 % положение экстремумов профиля УЭС в измененной зоне пласта практически такое же, что и при 80 %. Значение УЭС на стенке скважины 6 Ом·м, немного понижается в экстремумах: примерно на 0,5 Ом·м в максимуме и на 1 Ом·м в минимуме. УЭС неизменной части 13,3 Ом·м, профиль выходит на это значение на радиальном расстоянии, на 2–3 см меньше, чем в предыдущем случае.

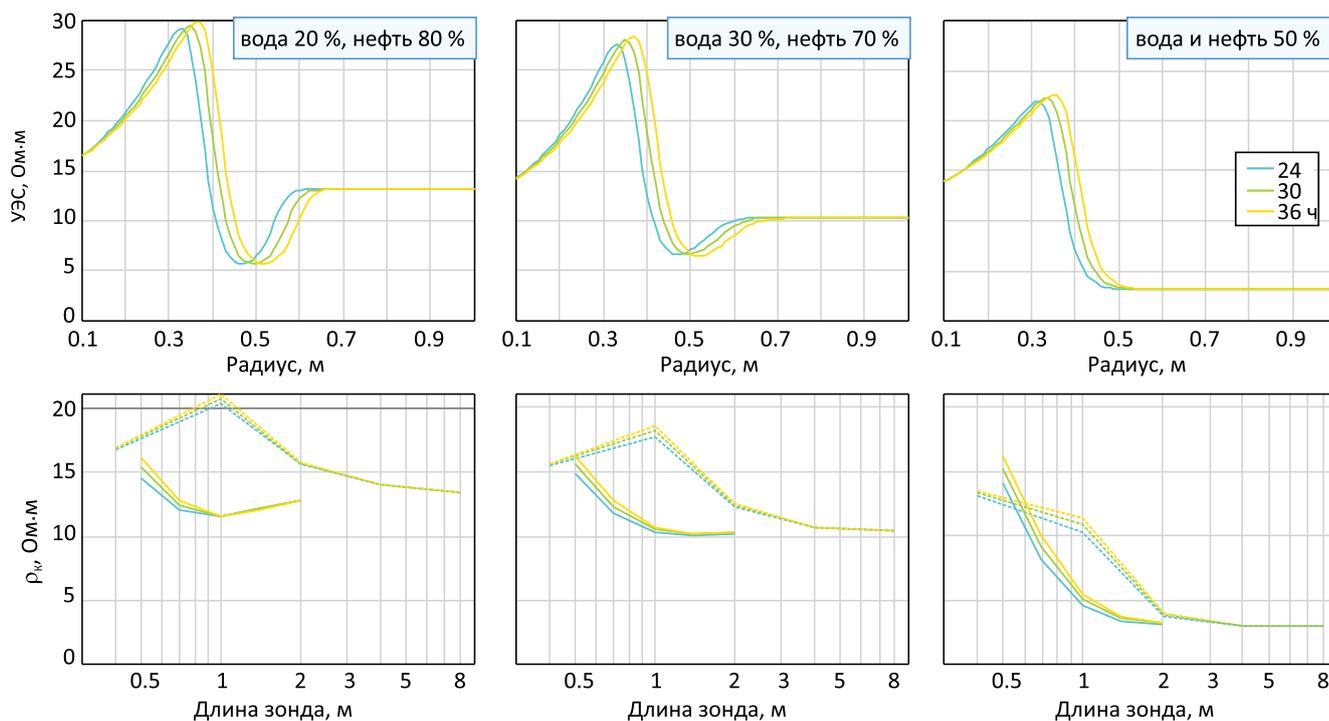
Дальнейшее снижение нефтесодержания до 50 % приводит к уменьшению УЭС неизменного пласта до 5,6 Ом·м и исчезновению окаймляющей зоны. При том же, что и для 70 и 80%-ного насыщения, значения УЭС на стенке скважины максимальные значения в ЗП становятся ниже на несколько Ом·м, повышаясь с 17 ( $r = 0,51$  м, 48 ч после бурения) до 19,9 Ом·м ( $r = 0,51$  м, 48 ч после бурения), выход на УЭС пласта происходит на расстоянии  $r \approx 0,46$  м для 6 ч,  $r \approx 0,58$  м для 24 ч и  $r \approx 0,70$  м для 48 ч.

Сигналы, рассчитанные для этих распределений УЭС, для удобства сравнения представлены в трансформации в кажущееся сопротивление (см. рис. 1). Кривые зондирования БКЗ и ВИКИЗ нанесены на один график.

При содержании нефти 80 % кривые зондирования соответствуют виду кривых при понижающей ЗП и высокой нефтенасыщенности, на уровень УЭС неизменного пласта не выходят; ОЗ не проявлена даже в сигналах ВИКИЗ. Изменение сигналов обоих методов во времени приводит к снижению значений (за исключением зонда А8.0М1.0N), что объясняется влиянием расширения как окаймля-



**Рис. 1.** Радиальный профиль УЭС и кривые зондирования БКЗ (пунктир) и ВИКИЗ (сплошные линии) для водонасыщенности 20, 30, 50 % для разного времени после бурения (шифр кривых), модель пласта БС<sub>10</sub>



**Рис. 2.** Радиальный профиль УЭС и кривые зондирования БКЗ (пунктир) и ВИКИЗ (сплошные линии) для водонасыщенности 20, 30, 50 % для разного времени после бурения (шифр кривых), модель пласта БС<sub>11</sub>

щей зоны, так и зоны низких УЭС рядом со стенкой скважины. При увеличении времени с 6 до 48 ч кажущееся сопротивление уменьшается на 1,8 Ом·м для зонда А0.4М0.1N, на 2,5 Ом·м для А1.0М0.1N, на 2,3 Ом·м для А2.0М0.5N, на 0,5 Ом·м для А4.0М0.5N, на 1,9 Ом·м для DF05, на 2,5 Ом·м для DF07, на 3,1 Ом·м для DF10, на 3,0 Ом·м для DF14, на 1 Ом·м для DF20, но увеличивается на 0,5 Ом·м для зонда А8.0М1.0N.

При содержании нефти 70 % кривые зондирования соответствуют виду кривых при повышающей ЗП, длинные зонды выходят на уровень УЭС неизмененного пласта, ОЗ не проявлена в сигналах ВИКИЗ. Изменение сигналов средних зондов БКЗ во времени оказывается обратным случаю с 80 % нефти: значения со временем возрастают вследствие расширения ЗП на фоне низких УЭС других частей профиля. При увеличении времени с 6 до 48 ч кажущееся сопротивление заметно увеличивается для зондов А1.0М0.1N на 1,1 Ом·м, А2.0М0.5N – на 1,2 Ом·м, А4.0М0.5N – на 0,2 Ом·м, DF07 – на 1,9 Ом·м, DF10 – на 1,8 Ом·м, DF14 – на 0,8 Ом·м, DF20 – на 0,3 Ом·м, уменьшается на 0,7 Ом·м для зондов А0.4М0.1N и DF05 и не изменяется для зонда А8.0М1.0N.

Изменения сигналов во времени больше при насыщении 50 %, что отражает расширение зоны проникновения фильтрата бурового раствора, контрастной по УЭС с неизменной частью пласта. За время после бурения от 6 до 48 ч кажущееся сопротивление увеличивается на 3,4 Ом·м для зонда А1.0М0.1N, на 1,7 Ом·м для А2.0М0.5N, на 2,5 Ом·м для зонда DF05, на 5,2 Ом·м для DF07, на 3,5 Ом·м для DF10, на 1,5 Ом·м для DF14, на 0,5 Ом·м для

DF20; мало изменяется для зондов А0.4М0.1N (начиная с 12 ч). Сигналы зондов А4.0М0.5N и А8.0М0.5N выходят на УЭС пласта для всех времен.

Необходимо отметить, что для модели пласта БС<sub>10</sub> кривые зондирования и БКЗ, и ВИКИЗ оказываются восходящими, т. е. наличие ОЗ не проявляется ожидаемой корытообразной формой кривой ВИКИЗ. Это связано с влиянием зоны низкого УЭС рядом со скважиной, сравнимой по толщине с ОЗ и снижающей кажущееся УЭС для коротких и среднего зондов ВИКИЗ.

Расчеты для разного времени после бурения показывают изменения радиального профиля во времени, аналогичные модели пласта БС<sub>10</sub>, поэтому далее рассматриваются практически важные случаи 24, 30 и 36 ч после бурения.

В модели коллектора БС<sub>11</sub> пористость пласта и минерализация пластовой воды больше, поэтому при той же доле нефти значение УЭС его неизменной части ниже (13 Ом·м при 80 % нефти), чем в пласте БС<sub>10</sub>. УЭС ОЗ около 5,5 Ом·м, УЭС ЗП около 30 Ом·м (рис. 2). Отметим, что в этой модели значение УЭС на границе скважины значительно выше (17, 15 и 14 Ом·м) по сравнению с моделью пласта БС<sub>10</sub>. Экстремальные значения УЭС расположены на радиальном расстоянии примерно в 1,5 раза меньшим, чем в модели БС<sub>10</sub>.

Сигналы БКЗ и ВИКИЗ, рассчитанные для моделей на этих временах, или практически не меняются, или возрастают со временем. Приращение сигналов за 12 ч не более чем на 0,5–1,5 Ом·м происходит для зондов длиной не более 1 м. Если для модели пласта БС<sub>10</sub> кривые зондирования ВИКИЗ не отражают влияния ОЗ, то для БС<sub>11</sub> влияние этой

зоны приводит к явно выраженной корытообразной форме кривой (при максимальном нефтенасыщении) или к форме, соответствующей модели с очень узкой повышающей зоной проникновения.

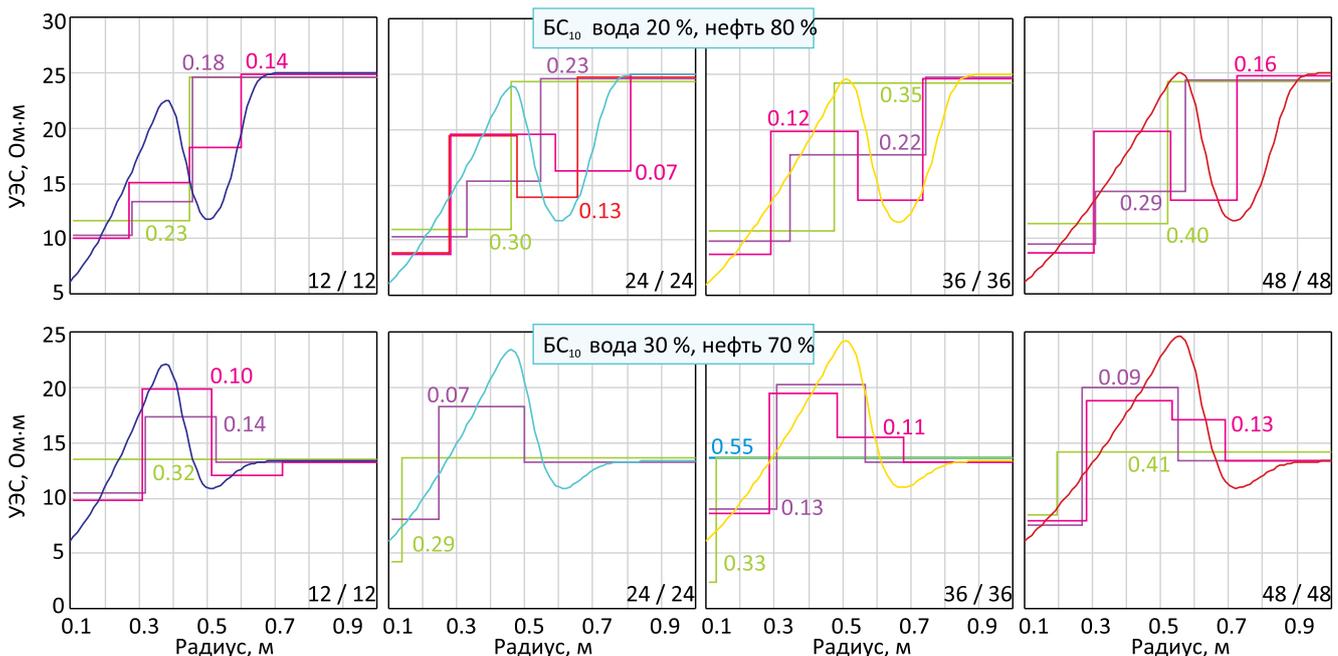
### Восстановление параметров модели по одновременным и разновременным сигналам

Совместная численная инверсия проводилась при следующих предположениях. Стартовые модели для всех комбинаций сигналов БКЗ и ВИКИЗ выбирались одинаково: в системе EMF Pro [6] в пласте задавались одна, две или три измененные зоны в соответствии с алгоритмами этой системы. При инверсии варьировались значения УЭС зон и радиуса их цилиндрических границ. Подбор запускался несколько раз до достижения устойчивого результата. Невязка в системе рассчитывается с нормировкой на ошибки измерения, индивидуальные для каждого зонда; для задания абсолютной и относительной частей ошибок использовались системные установки по умолчанию. Значение суммарной для БКЗ и ВИКИЗ невязки менее единицы, т. е. менее погрешности измерения, для практических данных считается достаточным, чтобы признать модель подобранной. При исследовании на синтетических данных невязку целесообразно минимизировать.

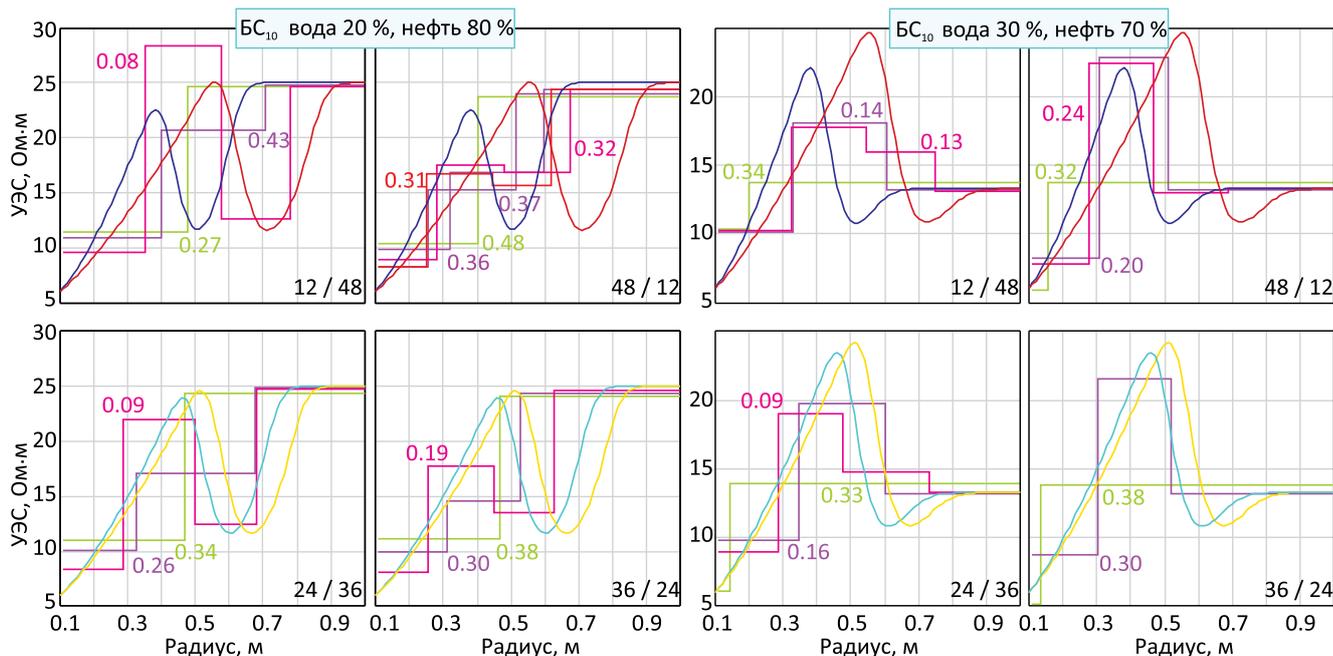
На рис. 3–5 в виде ступенчатой функции (УЭС от радиуса) приведены параметры полученных моделей при разном числе цилиндрических слоев; для каждой модели значения невязки обозначены цветом. Для сравнения здесь же нанесены непрерывные радиальные профили УЭС теми же цветами, что и на рис. 1–2.

### Модель с параметрами пласта БС<sub>10</sub>

В пласте БС<sub>10</sub> при инверсии сигналов, рассчитанных для одного и того же радиального профиля, выбор числа цилиндрических слоев в модели и начальной их толщины (положения радиальных границ) оказывается определяющим для выявления пластов с разным насыщением (см. рис. 3). При доле пластовой воды 20 % и небольшом времени после бурения до каротажа (12 ч) окаймляющая зона не проявляется в сигналах ВИКИЗ в достаточной степени, чтобы при совместной инверсии восстанавливалась зависимость, похожая на непрерывный профиль, даже при положении радиальных границ близком к точкам перегиба непрерывного профиля. Существенной разницы точности подбора сигналов для моделей с одним, двумя и тремя слоями (измененными зонами) не наблюдается: для значений невязки 0,23, 0,18 и 0,14 любая модель может быть принята за истинную. При больших временах (24–48 ч) слой с пониженным УЭС попадает в область чувствительности зондов ВИКИЗ, УЭС в этом слое модели становится ниже, чем во втором слое и в пласте. Однако невязка для более простых моделей тоже мала, и при инверсии практических данных любой интерпретатор вряд ли выберет модель более сложную, чем «ЗП – пласт», к тому же вполне соответствующую традиционному представлению об особенностях проникновения фильтрата бурового раствора в нефтенасыщенный пласт. Для времени 24 ч показаны два варианта модели с трехслойной измененной зоной с целью иллюстрации наличия эквивалентности значений параметров ОЗ. Если оценивать результаты инверсии только значением



**Рис. 3.** Варианты геоэлектрических моделей, полученных при совместной инверсии сигналов БКЗ и ВИКИЗ, рассчитанных для одинакового времени измерения после бурения пласта с параметрами коллектора БС<sub>10</sub> (приведено в виде «aa / bb» – время для БКЗ / время для ВИКИЗ, ч). Количество цилиндрических зон в модели пласта и невязка сигналов: синий – 1, зеленый – 2, розовый – 3, красный – 4



**Рис. 4.** Варианты геоэлектрических моделей, полученных при совместной инверсии сигналов БКЗ и ВИКИЗ, рассчитанных для разного времени измерения после бурения пласта с параметрами коллектора  $BC_{10}$  (приведено в виде «aa/bb» – время для БКЗ / время для ВИКИЗ, ч). Количество цилиндрических зон в модели пласта и невязка сигналов: зеленый – 2, розовый и темно-розовый – 3, красный и темно-красный – 4

невязки, то все представленные варианты моделей соответствуют очень хорошему подбору сигналов.

При содержании воды 30 % ситуация с возможностью выявления ОЗ оказывается обратной: какая-то чувствительность существует при небольших временах (12 ч), но пропадает при более поздних, потому что большее влияние оказывает расширяющаяся прискважинная зона с меньшим УЭС (см. рис. 3). Разницы в качестве подбора сигналов для всех моделей практически нет.

При содержании воды 50 % на непрерывных радиальных профилях УЭС нет ОЗ, сигналы хорошо подбираются в модели с повышающей зоной проникновения из одного или двух цилиндрических слоев, поэтому анализ этого варианта здесь не проводится.

При инверсии сигналов БКЗ и ВИКИЗ, рассчитанных для разных времен (см. рис. 4), возможность выявить ОЗ определяется временем между бурением и ВИКИЗ: для содержания воды 20 % в пласте для комплексов БКЗ 12 ч и ВИКИЗ 48 ч (обозначим далее как 12/48), 24/36 и 36/24 определяются ширина и УЭС ОЗ, близкие к форме непрерывного профиля, а комплекс 48/12 слабо чувствителен к этим параметрам. Средний выигрыш в невязке при увеличении количества слоев в модели не более чем в 5 раз, невязка во всех случаях не превышает 1. Для содержания воды 30 % влияние ОЗ не определяется при всех сочетаниях сигналов.

Во всех рассмотренных случаях УЭС неизменной части пласта  $BC_{10}$ , равное 25 Ом·м, определяется с погрешностью не более 1,5 Ом·м (48/12), для остальных моделей – не более 1 Ом·м; макси-

мальная ошибка характерна для моделей с одной прискважинной зоной. При совместной инверсии в системе EMF Pro УЭС окаймляющей зоны получается выше, чем минимум в непрерывном профиле, ширина довольно близка к расстоянию между точками перегиба непрерывного профиля; сама зона может быть смещена как к скважине, так и от нее, что отражает слабую чувствительность сигналов к параметрам ОЗ, но может приводить к неверной оценке радиального расстояния до неизменной части пласта.

Для УЭС пласта 13,3 Ом·м возможно завышение примерно на 0,7 Ом·м при инверсии одно-временных и разновременных сигналов в параметры двухслойной модели. В моделях с большим количеством слоев УЭС пласта восстанавливается с ошибкой не более 1 %. Выявление окаймляющей зоны при всего 30 % содержания воды оказывается практически невозможным во всех случаях и возможным при времени ВИКИЗ 12 ч.

#### Модель с параметрами пласта $BC_{11}$

При комплексировании сигналов, рассчитанных для модели пласта  $BC_{11}$  при средних временах каротажей после бурения 24 и 36 ч, более высокое, чем для пласта  $BC_{10}$ , УЭС в области стенки скважины и более низкое УЭС ОЗ определяют большую чувствительность сигнала ВИКИЗ к параметрам ОЗ (см. рис. 5). По этой причине ОЗ выявляется в модели для содержания пластовой воды и 20, и 30 %. Кроме того, для таких радиальных распределений УЭС достаточно двух цилиндрических слоев в измененной зоне пласта для хорошего подбора сигналов при инверсии.

Определяемое УЭС второго цилиндрического слоя завышено и примерно равно среднему между УЭС в минимуме непрерывного профиля и УЭС неизмененного пласта, а его ширина в 1,5–2,0 раза больше, чем расстояние между точками перегиба. Более простая модель с одной повышающей зоной проникновения тоже подходит по значению суммарной невязки, но в этом случае сигналы средних зондов ВИКИЗ оказываются подобранными хуже, чем на погрешность измерения, что может быть замечено опытным интерпретатором.

Ширина первого слоя (ЗП) ввиду сильного контраста УЭС в максимуме и минимуме профиля и короткого перехода между ними определяется вдвое меньшей в двуслойной модели при насыщении 80 % и близкой к точке перегиба на непрерывном профиле в остальных случаях. Ее УЭС меньше, чем в максимуме профиля, но больше, чем в неизменной части пласта (в среднем около половины между этими значениями).

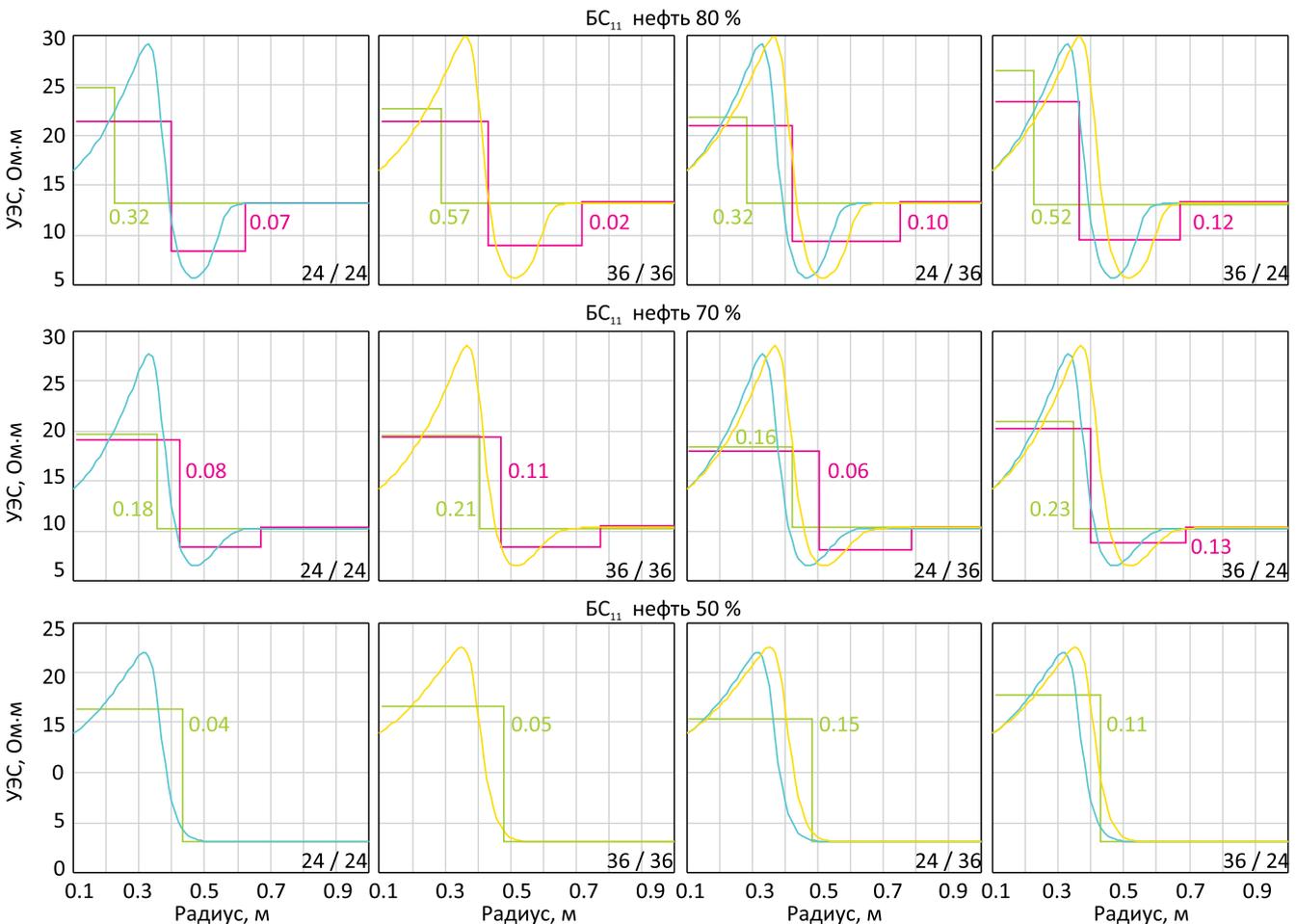
Разница во времени 12 ч между рассчитанными сигналами БКЗ и ВИКИЗ принципиального различия в моделях не вызывает. Сигналы при равном содержании нефти и пластовой воды подбираются классической моделью с повышающей зоной про-

никновения с невязкой 0,05–0,15 (нижние графики на рис. 5).

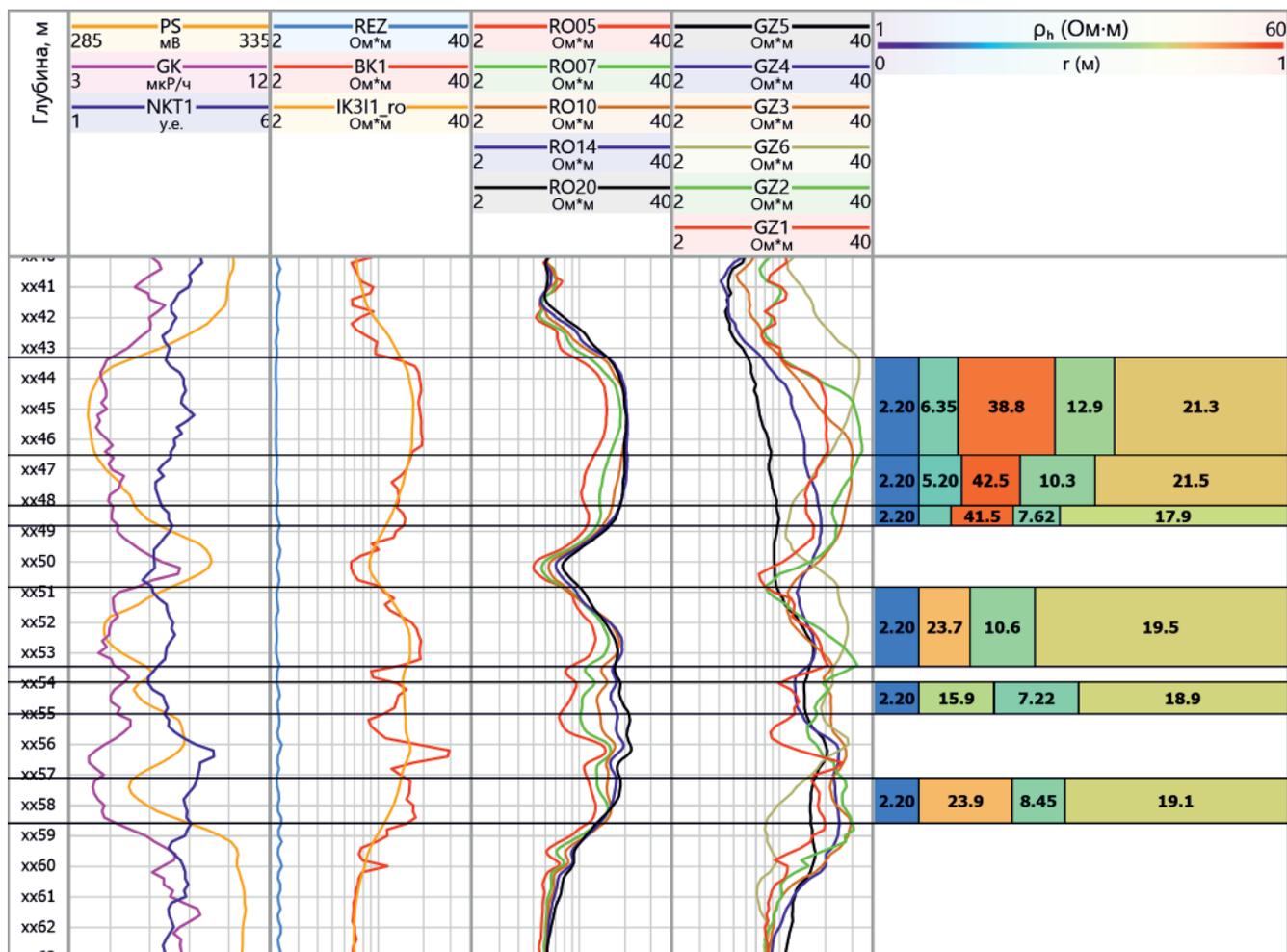
Во всех рассмотренных случаях УЭС неизменной части пласта  $BC_{11}$ , равное 13 Ом·м, определяется с ошибкой не более 2 %. УЭС ОЗ больше, чем минимум в непрерывном профиле, а ее ширина больше, чем видимая ширина зоны низкого сопротивления на профиле, что отражает эквивалентность параметров ОЗ, но может приводить к завышению радиального расстояния до неизменной части пласта.

Пример инверсии по сигналам электрокаротажа на рис. 6 иллюстрирует разное радиальное строение пластов мелового коллектора.

Верхние пласты (××43,2–××48,9 м), наименее глинистые, соответствуют по данным совместной инверсии сигналов БКЗ и ВИКИЗ модели коллектора без остаточной нефти, т. е. рядом со скважиной формируется область с пониженным УЭС (5–6 Ом·м), затем следует ЗП (около 40 Ом·м), затем ОЗ, УЭС которой снижается с 12,9 Ом·м в верхнем пласте до 7,6 Ом·м в нижнем, УЭС неизменной части двух пластов около 21 Ом·м, нижнего – около 18 Ом·м. Внешний радиус измененной области уменьшается с глубиной от 0,60



**Рис. 5.** Варианты геоэлектрических моделей, полученных при совместной инверсии сигналов БКЗ и ВИКИЗ, рассчитанных для времени измерения 24 и 36 ч после бурения пласта с параметрами коллектора  $BC_{11}$  (приведено в виде «aa / bb» – время для БКЗ / время для ВИКИЗ, ч). Количество цилиндрических зон в модели пласта и невязка сигналов: зеленый – 2, розовый – 3



**Рис. 6.** Геоэлектрические модели пластов мелового коллектора (Сургутский свод). Слева направо: на первом треке диаграммы потенциала самополяризации (PS), гамма-каротажа (GK) и нейтрон-нейтронного каротажа (NKT1); на втором – диаграммы резистивиметрии (REZ), бокового (BK1) и индукционного (IK3I1\_ro) каротажа; на третьем – диаграммы ВИКИЗ (RO05–RO20); на четвертом – БКЗ (GZ1–GZ6); пятый трек – цветовое изображение геоэлектрической модели пластов, на однородных блоках подписаны значения УЭС, крайние левые блоки – скважина с раствором

до 0,45 м. В нижней части коллектора (xx50,9–xx58,6 м) в радиальном строении уже не выявляется прискважинная зона с низким УЭС, строение соответствует обычно рассматриваемому: ЗП, ОЗ и неизменная часть, т. е. типу коллектора с остаточной нефтью. Глубина изменения соответствует небольшому времени между бурением и каротажем, ВИКИЗ измерен после БКЗ, время между измерениями не превышает 6 ч.

### Результаты исследований

Для проницаемых отложений с параметрами, типичными для меловых коллекторов месторождений Среднего Приобья со смешанным насыщением в программном комплексе АТЛАС МФМ рассчитаны непрерывные радиальные распределения УЭС, формирующиеся при разном времени после вскрытия коллекторов на пресном глинистом растворе. Для геоэлектрических моделей с непрерывными распределениями с применением программы AlondraWL рассчитаны сигналы бокового каротажа и высокочастотного электромагнитного каротажа.

Проведена численная инверсия в системе EMF Pro комбинаций сигналов для одинаковых и разных значений времени после бурения, получены геоэлектрические модели с одним, двумя и тремя цилиндрическими слоями в измененной бурением зоне коллектора.

В результате исследования влияния временных изменений в прискважинной зоне нефтеводонасыщенного коллектора на сигналы электрокаротажа и кусочно-постоянные геоэлектрические модели, полученные при их численной инверсии, установлено следующее.

Для пласта с остаточной нефтью влияние ОЗ достаточно для ее выявления, при этом ширина зоны при инверсии кривых зондирования может завышаться, а УЭС не достигать минимального значения непрерывного профиля УЭС. Положение границы между ЗП и ОЗ устанавливается не далее, чем 0,1 м от точки перегиба непрерывного профиля, которому соответствует сигнал ВИКИЗ.

Значения УЭС неизменной части пластов определяются при инверсии с ошибкой не больше



6 % даже при 36-часовой разнице между временами сигналов в выбранном для анализа временном диапазоне.

Таким образом, для рассмотренных моделей время в диапазоне 12–48 ч между бурением и каротажными и между каротажными методами БКЗ и ВИКИЗ не ограничивает возможность подбора единой модели коллектора. Это обеспечивает оценку УЭС пласта при условии отсутствия между каротажными технологическими операциями, усиливающих фильтрацию бурового раствора.

Для интерпретатора модели с разным количеством цилиндрических слоев одинаковы, потому что во всех случаях кривые зондирования подбываются с ошибкой менее погрешности измерения. Поэтому при интерпретации практических данных выбор базовой геоэлектрической модели, скорее всего, будет сделан в пользу модели с одной зоной проникновения, как наиболее простой и объясняющей измеренные сигналы. Тогда при численной инверсии комплекса практических данных БКЗ и ВИКИЗ может получиться модель с понижающей зоной проникновения, соответствующая насыщению нефтью, но приток из пласта окажется смешанным. При выборе более сложного строения модели коллектора определенные при инверсии параметры ступенчатого радиального профиля УЭС повысят точность оценки насыщения и могут быть исходной информацией для оценки фильтрационно-емкостных свойств.

*Исследования выполнены в рамках проектов ФНИ FWZZ-2022-0025 (расчеты непрерывных радиальных распределений УЭС) и FWZZ-2022-0026 (расчет сигналов электрокаротажа, их инверсия и анализ).*

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. Аппаратурный** комплекс СКЛ для каротажа в нефтегазовых скважинах и его интерпретационная база / К. Н. Каюров, В. Н. Еремин, А. Н. Петров и др. // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 38–43.
- 2. Геоэлектрические** модели меловых коллекторов Западной Сибири и сигналы электрокаротажа / К. В. Сухорукова, А. М. Петров, И. А. Москаев и др. // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2019. XIV Междунар. науч. конгр., 24–26 апреля 2019 г., Новосибирск. Сб. матер. в 9 т. Т. 2. – Новосибирск: СГУГиТ, 2019. – С. 79–86.
- 3. Ельцов И. Н., Эпов М. И., Кашеваров А. А.** Новый системный подход к интерпретации данных ГИС и ГТИ на основе комплексных геофизических и гидродинамических моделей // Технологии ТЭК. – 2005. – № 2 (21). – С. 12–18.
- 4. Моделирование** гидродинамических процессов в напряженно-деформированной при-скважинной зоне и геофизические приложения / Г. В. Нестерова, И. Н. Ельцов, В. А. Киндюк и др. // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы – 2014. Сб. статей. – М.: ЕАГЕ Геомодель, 2014. – С. 327–344.
- 5. Нечаев О. В., Глинских В. Н.** Быстрый прямой метод решения обратной задачи электрического каротажа в нефтегазовых скважинах // Вестн. НГУ. Серия: Информационные технологии. – 2017. – № 15. – С. 53–63.
- 6. Новый** аппаратурный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF PRO / М. И. Эпов, К. Н. Каюров, И. Н. Ельцов и др. // Бурение и нефть. – 2010. – № 2 – С. 16–19.
- 7. Петров А. М., Нечаев О. В., Сухорукова К. В.** Двумерная инверсия сигналов российского электрокаротажа, измеренных на интервалах сложнопостроенных отложений // Геомодель-2019: 21-я конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа (Геленджик, 9–13 сентября 2019 г.): тез. докл. – 2019. – 4 с. – URL: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201950044>; <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/science/publications/publ-dvumernaya-inversiya-signalov-rossiyskogo-elektrokarotazha-14-2019>.
- 8. Петров А. М., Сухорукова К. В., Нечаев О. В.** Совместная двумерная инверсия данных электрического и электромагнитного каротажных зондирований в анизотропных моделях песчано-глинистых отложений // Каротажник. – 2019. – № 3 (297). – С. 85–103.
- 9. Совместная** численная инверсия данных индукционных и гальванических каротажных зондирований в моделях геологических сред с осевой симметрией / И. В. Михайлов, В. Н. Глинских, М. Н. Никитенко, И. В. Суродина // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 6. – С. 935–947.
- 10. Технология** исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ: методическое руководство / ред. М. И. Эпов, Ю. Н. Антонов. – Новосибирск: СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 2000. – 121 с.
- 11. Эволюция** зоны проникновения по данным электромагнитного каротажа и гидродинамического моделирования / М. И. Эпов, И. Н. Ельцов, А. А. Кашеваров и др. // Геология и геофизика. – 2004. – № 8. – С. 1033–1044.
- 12. Allen D., et al.** Invasion Revisited // Oilfield Review. – Jul. 1991. – P. 10–23.
- 13. ATLAS\_MPhMR:** Свидетельство о государственной регистрации базы данных / Г. В. Нестерова, И. Н. Ельцов, Л. А. Назаров и др. № 2021621410, заявка № 2021621283 от 22.06.2021, зарегистрировано 29.06.2021, RU.
- 14. Comparison** of the Russian and Western Resistivity Logs in Typical Western Siberian Reservoir Environments: A Numerical Study / М. И. Эпов, К. В. Сухорукова, О. В. Нечаев, et al. // Petrophysics. – 2020. – Vol. 61(1). – P. 38–71.
- 15. GENM2D:** Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ / Л. А. Назаров, Л. А. Назарова, И. Н. Ельцов, Г. В. Нестерова.



№ 2018613634, заявка № 2017663592 от 26.12.2017, зарегистрировано 21.03.2018, RU.

16. **Invasion** effects on time-lapsed array induction logs / D. Navarro, S. Li, R. C. Liu, et al., // SPWLA 48<sup>th</sup> Annual Logging Symposium. – Paper KKK. 2007. – URL: <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-abstract/SPWLA07/All-SPWLA07/SPWLA-2007-KKK/27771>.

17. **Time** evolution of the near borehole zone in sandstone reservoir from the data of repeated high-frequency electromagnetic logging / M. Eпов, I. Yeltsov, A. Kashevarov, et al. // SPWLA 43<sup>rd</sup> Annual Logging Symposium. June 2–5, 2002. – 2002. – Paper ZZ. – 10 p.

18. **The Annulus** Effect: The Technical Review / ed. S. Broussard // Oilfield Review. – 1989. – Vol. 37, no. 1. – P. 41–47.

© К. В. Сухорукова, Г. Г. Нестерова, С. А. Примаков, 2022