

ОСОБЕННОСТИ СОВМЕСТНОЙ ИНВЕРСИИ НЕОДНОВРЕМЕННЫХ СИГНАЛОВ БОКОВОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ В МЕЛОВЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Карина Владимировна Сухорукова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, д.т.н., главный научный сотрудник; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель; доктор технических наук, тел: 952 948 5056, e-mail: SuhorukovaKV@ipgg.sbras.ru

Галина Владимировна Нестерова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, к.т.н., старший научный сотрудник, e-mail: NesterovaGV@ipgg.sbras.ru

Сергей Алексеевич Примаков

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент 4 курса кафедры геофизики геолого-геофизического факультета, e-mail: primackov@gmail.com

Проведено исследование влияния неодновременности измерения сигналов электрического и электромагнитного каротажа на определение параметров геоэлектрической модели при совместной численной инверсии. Радиальный профиль удельного электрического сопротивления рассчитывается для разного времени после бурения в программе моделирования процесса фильтрации бурового раствора в пористый проницаемый пласт с параметрами, характерными для мелового коллектора БС₁₀. Для этого непрерывного профиля рассчитываются сигналы электрокаротажа в пласте неограниченной мощности.

Ключевые слова: боковое каротажное зондирование, высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование, неодновременные измерения, геоэлектрические модели, совместная численная инверсия

FEATURES OF JOINT INVERSION OF NON-SIMULTANEOUS SIGNALS OF THE RUSSIAN LATERAL SOUNDING AND ELECTROMAGNETIC LOGGING IN CRETACEOUS RESERVOIRS

Carina V. Sukhorukova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Ave., Novosibirsk, 630090, Russia, D.Sc., Associated Professor, Leading Scientist, Novosibirsk State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630090, Russia, Associated Professor, phone: 952 948 5056, e-mail: SuhorukovaKV@ipgg.sbras.ru

Galina V. Nesterova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Ave., Novosibirsk, 630090, Russia, PhD, Senior Researcher, e-mail: NesterovaGV@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Primakov

Novosibirsk State University, 630090, Novosibirsk, Pirogova Street 2, Student,
e-mail: sergey.primackov@gmail.com

The article presents the results of the study of the effect of the non-simultaneous measurement of electrical and electromagnetic logging signals on the determination of the parameters of the geoelectric model by joint numerical inversion. The radial profile of the electrical resistivity is calculated for different times after drilling in the program for modeling the process of mud invasion into a porous permeable formation with parameters characteristic of the BS₁₀ cretaceous reservoir. For this continuous resistivity profile electric log signals are calculated for the reservoir of unlimited thickness.

Keywords: Russian lateral logging, high-frequency induction isoparametric logging, non-simultaneous measurements, geoelectrical model, joint numerical inversion

Радиальный профиль УЭС формируется в коллекторе при бурении в результате фильтрации из скважины бурового раствора. Значения УЭС и положение особенностей профиля зависят от фильтрационно-емкостных свойств пласта и глинистой корки (пористости, проницаемости), от технологических параметров бурения и свойств насыщающих пласт флюидов и фильтрата бурового раствора [1–5]. Соответственно, зная радиальное распределение УЭС можно оценить ФЭС и нефтенасыщение коллектора [6]. Для определения радиального профиля применяют боковое каротажное зондирование (БКЗ) и высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование (ВИКИЗ). Достоверность результата выше при совместной инверсии одновременно измеренных современными каротажными комплексами [7] сигналов этих методов [8], но чаще всего сигналы измеряются с временным интервалом в несколько часов.

Изменение УЭС от стенки скважины вглубь пласта является непрерывной функцией, которая может быть рассчитана, например, с помощью специальной программы GENM2D [9–10] (или ПО АТЛАС МФМ (ИНГГ СО РАН, [11]). При этом традиционные методики оценки нефтесодержания базируются на кусочно-однородном представлении радиального распределения УЭС, включающем одну или две зоны кроме пласта [12–14]. Поэтому кроме задачи определения по данным электрокаротажа радиального профиля УЭС есть еще проблема соответствия кусочно-постоянного его представления непрерывному.

Для оценки возможности адекватного восстановления радиального профиля УЭС по данным БКЗ и ВИКИЗ, в том числе разновременным, проведены численные исследования:

- рассчитано проникновение фильтрата бурового раствора в типичных для меловых отложений Широкого Приобья моделей коллекторов (BS₁₀ и BS₁₁) для временного диапазона, характерного для технологий построения эксплуатационных скважин;

- по модифицированной формуле Арчи-Дахнова содержание и минерализация электропроводящего флюида пересчитаны в зависимость УЭС от радиального расстояния от стенки скважины;

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

• по комбинациям рассчитанных сигналов БКЗ и ВИКИЗ для разного времени после бурения строятся кусочно-постоянные цилиндрически-слоистые модели профиля УЭС.

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

Расчеты проводились с применением нового программного обеспечения: распределения содержания воды и ее минерализации – ПО GENM [10–11], сигналов БКЗ и ВИКИЗ – ПО AlondraWL [15–16]. Совместная инверсия сигналов также осуществлялась в программе AlondraWL, прямые задачи в которой обеспечивают высокую точность расчетов и учитывают основные конструктивные особенности приборов электрокаротажа [17–20].

Расчетные радиальные профили УЭС

Для расчета радиального профиля УЭС взяты средние параметры меловых коллекторов БС₁₀ и БС₁₁, 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 табл. 1. Для начального этапа исследования толщина коллектора считалась неограниченной. Насыщение варьировалось от 30 до 80 %.

Таблица 1

Основные параметры коллектора для моделирования радиального распределения УЭС (для меловых коллекторов БС₁₀ и БС₁₁).

Параметр	Значение в пласте БС ₁₀	Значение в пласте БС ₁₁
Глубина, [м]	2400	2400
Плотность вмещающих пород, [кг/м ³]	2400	2400
Плотность бурового раствора, [кг/м ³]	1160	1160
Вязкость (пластовые условия), [Па·с]		
пластовой воды	0.0006	0.0006
пластовой нефти	0.00294	0.002
Проницаемость		
пласта, [мД]	50	50
глинистой корки, [мкД]	5	5
Пористость		
пласта	0.17	0.20
глинистой корки	0.6	0.6
Соленость, [кг/л]		
пластовой воды	0.015	0.020
бурового раствора	0.001	0.001
Содержание глинистых частиц в буровом растворе	0.045	0.045
Содержание остаточной нефти, %	0	25

Времена после бурения выбраны кратными 6 часам в диапазоне от 6 до 48 часов. Минимальное время 6 часов в некоторых разрезах может соответствовать времени измерения приборами каротажа в процессе бурения, максимальное выбрано на основе анализа времени проведения каротажа. По данным компании Лукойл обычный интервал времени проведения каротажа составляет примерно от 24 до 48 часов после бурения очередного интервала эксплуатационной скважины.

Для пласта БС₁₀ Федоровского месторождения была выбрана модель, в которой предполагалось наличие небольшого количества остаточной воды (20%, пластовая вода, прочно удерживаемая в тонких капиллярах и на границе пор), но вся нефть считается подвижной. Вторая модель взята из статьи [4] – это пласт БС_{11/26} Когалымского месторождения, в котором дополнительно предполагалось наличие остаточной нефти (25 %). Радиус скважины составляет 0.108 м, сопротивление пресного глинистого бурового раствора 1.0 Ом·м.

В модели коллектора БС₁₀ при нефтесодержании 80 % на радиальном профиле УЭС выделяется три зоны: зона проникновения (ЗП) с максимальным значением УЭС от 22 Ом·м (6 часов после бурения) до 25 Ом·м (48 часов после бурения), окаймляющая зона (ОЗ) с одинаковым для всех расчетов УЭС, равным 11 Ом·м, и неизменный пласт с УЭС 25 Ом·м (рис. 1). Для 48 ч после бурения толщина ЗП увеличилась на 26 см по сравнению с измерением для 6 ч. Ширина ОЗ увеличилась примерно на 6 см (13 см для 6 ч и 19 см для 48 ч). Через 24 часа после бурения фильтрат бурового раствора (ФБР) проникает все медленнее, а после 42 ч изменение профиля УЭС становится незначительным.

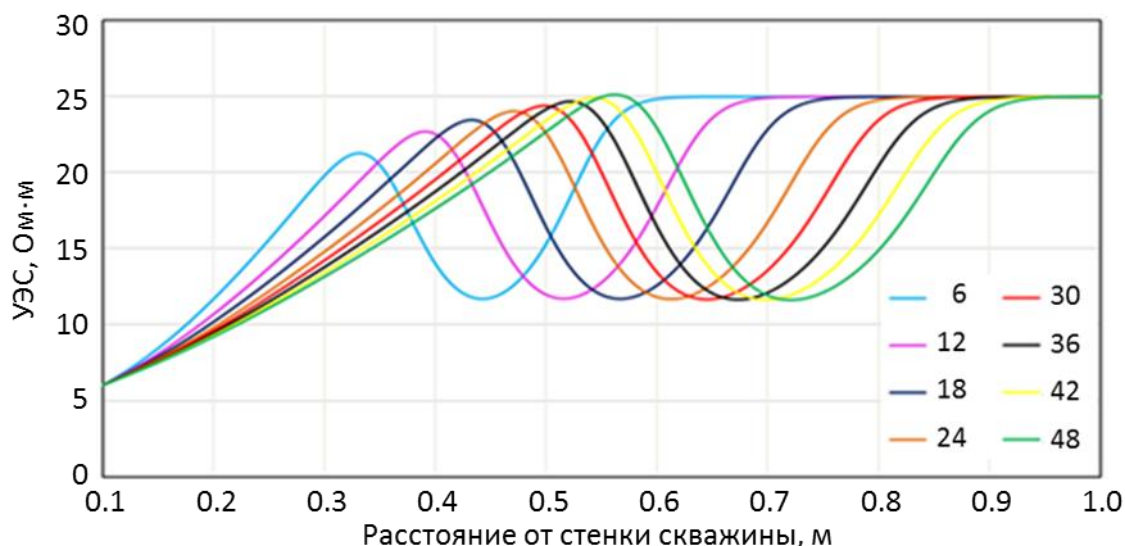


Рис. 1. Радиальный профиль УЭС для водонасыщенности 20% для разного времени после бурения (шифр кривых), модель пласта БС₁₀.

В модели коллектора БС₁₁ пористость пласта и минерализация пластовой воды больше, поэтому при той же нефтенасыщенности его УЭС ниже (13 Ом·м),

чем в пласте BC_{10} (рис. 2). УЭС ОЗ равно $5.5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, УЭС ЗП $30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Отметим, что в этой модели значение УЭС на границе скважины значительно выше (около $16 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) по сравнению с моделью пласта BC_{10} . Экстремальные значения УЭС расположены на радиальном расстоянии примерно в полтора раза меньшем, чем в модели BC_{10} .

Расчеты для разного времени после бурения показывают такую же зависимость скорости изменения радиального профиля, поэтому далее рассматриваются случаи для 24, 30 и 36 часов после бурения.

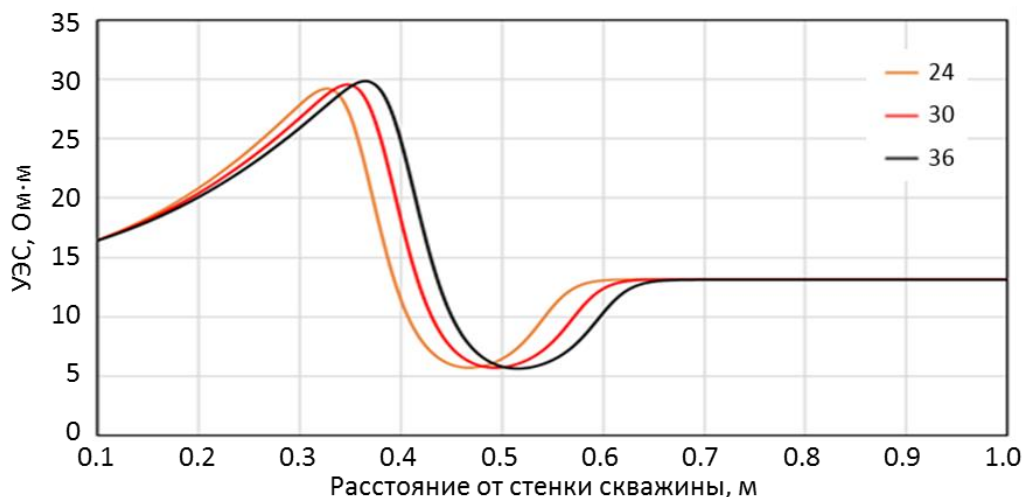


Рис. 2. Радиальный профиль УЭС для водонасыщенности 20% (сверху вниз) для разного времени после бурения (шифр кривых), модель пласта BC_{11} .

Сигналы БКЗ и ВИКИЗ, рассчитанные для моделей на этих временах, весьма слабо различаются (рис. 3). Необходимо отметить, что для модели пласта BC_{10} кривые зондирования и БКЗ, и ВИКИЗ оказываются восходящими, то есть 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. В то же время для модели пласта BC_{11} влияние ОЗ приводит к явно выраженной корытообразной форме кривой ВИКИЗ, при этом сигналы коротких зондов еще зависят от времени после бурения.

Результаты совместной численной инверсии были получены при следующих предположениях. Стартовая модель для всех комбинаций сигналов БКЗ и ВИКИЗ выбиралась одинаковой. При инверсии варьировались значения как УЭС зон, так и положения их цилиндрических границ.

Для модели пласта BC_{10} стартовая модель выбиралась следующим образом: прискважинная зона (0,3 м) - зона повышенного сопротивления (0,3 м) – зона пониженного сопротивления (0,2 м) – неизменный пласт, сопротивления во всех зонах – $10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Отметим, что при задании всего двух измененных зон в инверсионной модели не удастся не только оценить параметры ОЗ, но и получить

соотношение УЭС, соответствующее такому типу проникновения: УЭС или повышается в зонах от скважины к пласту при большом содержании нефти, или УЭС второй зоны выше УЭС первой зоны и пласта, в случае меньшего нефтесодержания. Небольшая чувствительность к параметрам ОЗ появляется только при трех измененных зонах в модели и если их границы близки к положению точек изгиба на непрерывном профиле УЭС. То есть, в модели пласта без остаточной нефти можно оценить УЭС ОЗ только при задании близкого к исходному положения границ всех измененных зон, при этом точность УЭС ОЗ оказывается очень низкой (рис. 4). Эти особенности оказываются характерными для результата совместной инверсии как одновременных, так и разновременных данных БКЗ и ВИКИЗ.

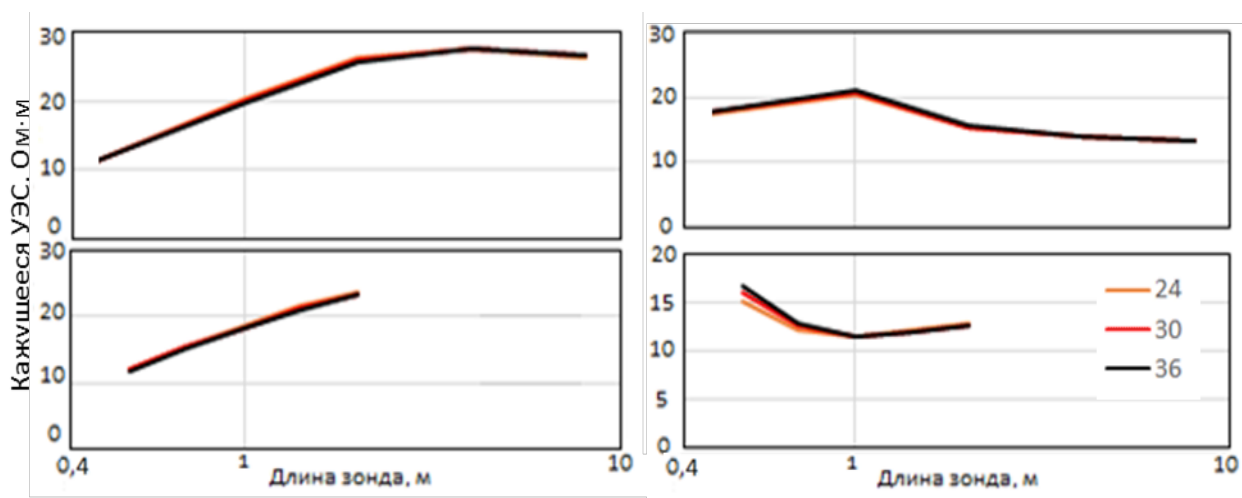


Рис. 3. Сигналы БКЗ (вверху) и ВИКИЗ (внизу), рассчитанные для разного времени после бурения для моделей без остаточной нефти (BC₁₀, слева) и с ней (BC₁₁, справа) при водонасыщенности 20%.

Модель для пласта BC₁₁ подбирается много проще, при двух измененных зонах, что обусловлено соотношением сигналов ВИКИЗ (рис. 5), соответствующим также практическому материалу. При относительно высоком УЭС в прискважинной части радиального распределения у средних зондов ВИКИЗ появляется чувствительность к окаймляющей зоне. При хорошем качестве подбора сигналов толщины эквивалентных измененных зон оказываются меньше, чем хотелось бы ожидать: цилиндрические границы сдвинуты к скважине относительно точек изгиба непрерывных профилей на 10 (первая граница) и 5 (вторая граница) см. Тем не менее, подобранная как по одновременным, так и по разновременным сигналам модель содержит наш искомый признак – окаймляющую зону пониженного сопротивления.

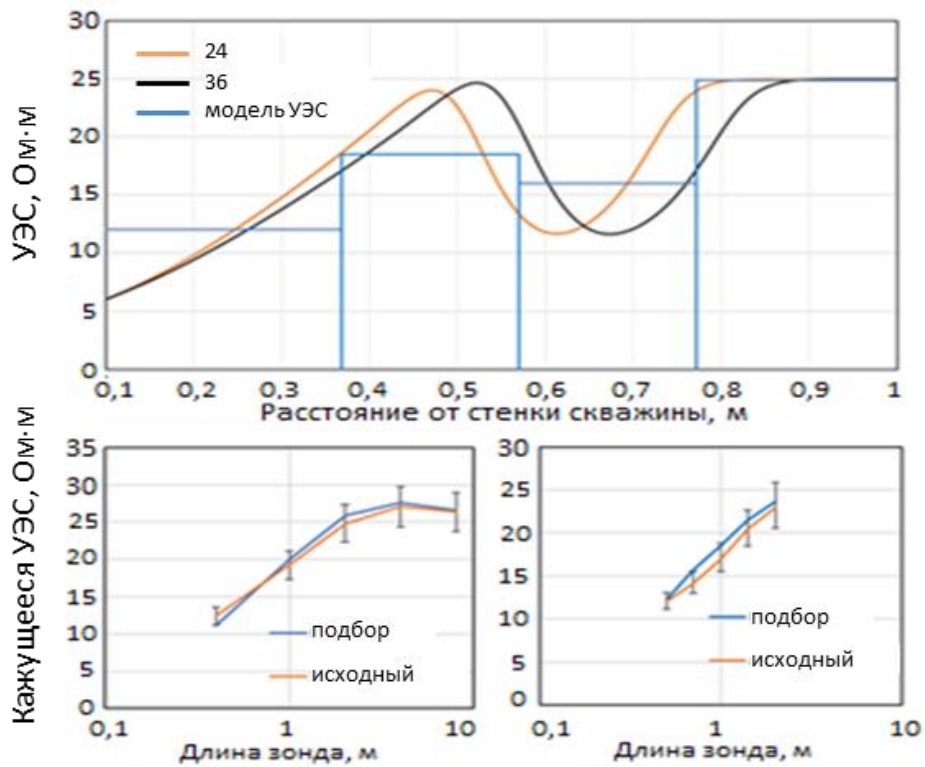


Рис. 4. Модель пласта БС₁₀: радиальный профиль УЭС для водонасыщенности 20% (вверху); исходные и подобранные сигналы БКЗ (слева) для 36 часов и ВИКИЗ (справа) для 24 часов.

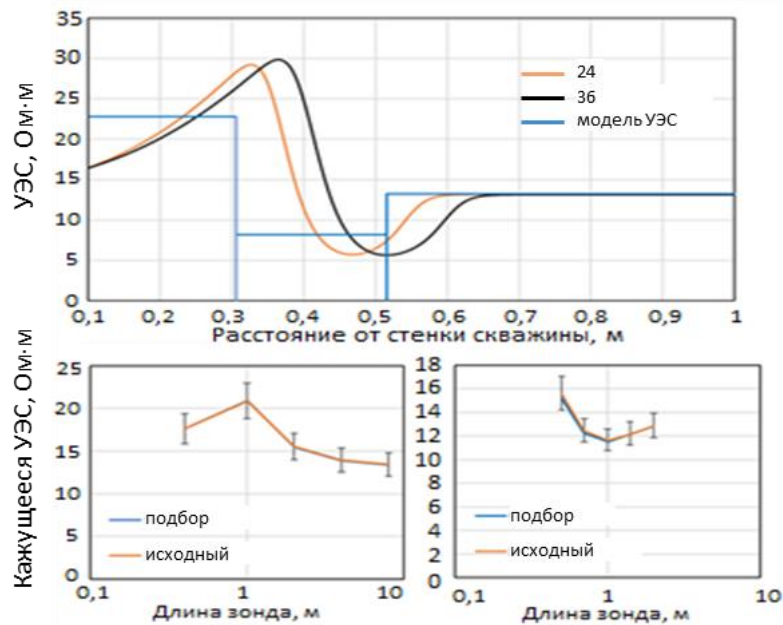


Рис. 5. Модель пласта БС₁₁: радиальный профиль УЭС для водонасыщенности 20% (вверху); исходные и подобранные сигналы БКЗ (слева) для 36 часов и ВИКИЗ (справа) для 24 часов.

Результаты

В результате исследований временных изменений в прискважинной зоне нефтесодержащего коллектора и их влияния на сигналы электрокаротажа и на результаты инверсии установлено:

- при начале каротажа через 24 часа после окончания бурения время до 12 часов между измерениями ВИКИЗ и БКЗ не приводит к существенным ошибкам при их совместной инверсии, более важен выбор модели измененной фильтрацией бурового раствора зоны;

- если в модели коллектора нет остаточной нефти, то влияние окаймляющей зоны на сигналы ВИКИЗ может быть неявным; в этом случае для получения корректных результатов инверсии нужно предположить не только наличие всех зон коллектора, но и их примерные границы;

- в модели с остаточной нефтью толщины измененных зон занижаются, в то время как в модели без остаточной нефти подбираются практически точно, либо увеличиваются;

- сигналы БКЗ и ВИКИЗ для всех моделей с остаточной нефтью подбираются точно, в то время как в моделях без остаточной нефти присутствуют ошибки, близкие, но не превышающие 10% для БКЗ и 0,5 градуса для ВИКИЗ;

- если сигналы БКЗ более поздние, чем ВИКИЗ (например: БКЗ – 36 ч после бурения, ВИКИЗ – 30 ч), более точно подбирается УЭС зоны проникновения, а в обратном случае – УЭС окаймляющей зоны.

Исследования выполнены в рамках проектов 0331-2019-0014 и 0331-2019-0015 ФНИ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Broussard S. The Annulus Effect. The Technical Review // Oilfield Review. – 1989. – Vol.37. – No.1. – P. 41–47.
2. Allen D., Auzeias F., Dussan E., Goode P., Ramakrishnan T S., Schwartz L., Wilkinson D., Fordham E., Hammond P., Williams R. Invasion Revisited // Oilfield Review. – 1991. – 3. – P. 10–23.
3. Eпов M., Yeltsov I., Kashevarov A., Sobolev A., Ulyanov V. Time evolution of the near borehole zone in sandstone reservoir from the data of repeated high-frequency electromagnetic logging // SPWLA 43rd Annual Logging Symposium. June 2-5, 2002. – 2002. – Paper ZZ. – P. 1-10.
4. Эпов М.И., Ельцов И.Н., Кашеваров А.А., Соболев А.Ю., Ульянов В.Н. Эволюция зоны проникновения по данным электромагнитного каротажа и гидродинамического моделирования // Геология и геофизика. – 2004. – № 8. – С. 1033–1044.
5. Navarro D., Li S., Liu R.C., Mohanty K.K. et al. Invasion effects on time-lapsed array induction logs // SPWLA 48th Annual Logging Symposium. – 2007. – ККК. – P.1-10.
6. Ельцов И., Эпов М., 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
7. Каюров К.Н., Еремин В.Н., Петров А.Н. и др. Аппаратурный комплекс СКЛ для каротажа в нефтегазовых скважинах и его интерпретационная база // Нефтяное хозяйство, 2015. – № 9. – С. 38–43.

8. Михайлов И.В., Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Суродина И.В. Совместная численная инверсия данных индукционных и гальванических каротажных зондирований в моделях геологических сред с осевой симметрией // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 6. – С. 935-947.
9. Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Киндюк В.А., Назаров Л.А., Назарова Л.А. Моделирование гидродинамических процессов в напряжённо-деформированной прискважинной зоне и геофизические приложения // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014. – Сборник статей. – М.: «ЕАГЕ Геомодель». – 2014. – С. 327-344.
10. Назаров Л.А., Назарова Л.А., Ельцов И.Н., Нестерова Г.В. GENM2D: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ // № 2018613634, заявка № 2017663592 от 26.12.2017, зарегистрировано 21.03.2018, RU.
11. Ельцов И.Н., Назаров Л.А., Назарова Л.А., Нестерова Г.В., Соболев А.Ю. AT-LAS_GENM: Свидетельство о государственной регистрации базы данных // № 2018620241, заявка № 2017621566/69 от 26.12.2017, зарегистрировано 09.02.2018, RU.
12. Эпов М.И., Антонов Ю.Н. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ: Методическое руководство / Новосибирск: Изд-во СО РАН. НИЦ ОИГГМ. – 2000. – 121 с.
13. Erov M.I., Sukhorukova K.V., Nechaev O.V., Petrov A.M., Rabinovich M., Weston H., Tyurin E., Wang G.L., Abubakar A., Claverie M. Comparison of the Russian and Western Resistivity Logs in Typical Western Siberian Reservoir Environments: A Numerical Study // Petrophysics. – 2020. – 61(1).– P. 38-71.
14. Сухорукова К.В., Петров А.М., Москаев И.А., Нечаев О.В., Никитенко М.Н. Геоэлектрические модели меловых коллекторов Западной Сибири и сигналы электрокаротажа // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2019. XIV Междунар. науч. конгр., 24–26 апреля 2019 г., Новосибирск, сб. материалов в 9 т. Т. 2. – Новосибирск: СГУГиТ, 2019. – С. 79-86.
15. Нечаев О.В., Глинских В.Н. Быстрый прямой метод решения обратной задачи электрического каротажа в нефтегазовых скважинах // Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии. – 2017. – № 15. – С. 53-63.
16. Нечаев О.В., Глинских В.Н. Трёхмерное моделирование и инверсия данных комплекса методов электрокаротажа в моделях сред с наклоном главных осей тензора электрической анизотропии // Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии. – 2018. – Т. 16. – № 4. – С. 127-139.
17. Сухорукова К.В., Петров А.М., Нечаев О.В. Численная инверсия данных электрокаротажа в интервалах анизотропных глинистых отложений // Каротажник. – 2017. – № 4(274). – С. 34-48.
18. Петров А.М., Сухорукова К.В., Нечаев О.В. Совместная двумерная инверсия данных электрического и электромагнитного каротажных зондирований в анизотропных моделях песчано-глинистых отложений // НТВ «Каротажник». – 2019. – № 3 (297). – С. 85-103.
19. Петров А.М., Нечаев О.В., Сухорукова К.В. Быстрая совместная двумерная инверсия данных электромагнитных и гальванических каротажных зондирований с определением вертикального сопротивления // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2018: сб. материалов XIV Междунар. науч. конгр. в 6 т. – Новосибирск: СГУГиТ, 2018. – Т. 4. – С. 90–97.
20. 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 (г. Геленджик, 9-13 сентября 2019 г.): Тезисы докладов. – 2019. – С. 1-4.

REFERENCES

1. Broussard S. The Annulus Effect. The Technical Review // Oilfield Review. – 1989. – Vol.37. – No.1. – P. 41–47.

2. Allen D., Auzevias F., Dussan E., Goode P., Ramakrishnan T S., Schwartz L., Wilkinson D., Fordham E., Hammond P., Williams R. Invasion Revisited // *Oilfield Review*. – 1991. – 3. – P. 10–23.
3. Epov M., Yeltsov I., Kashevarov A., Sobolev A., Ulyanov V. Time evolution of the near bore-hole zone in sandstone reservoir from the data of repeated high-frequency electromagnetic logging // *SPWLA 43rd Annual Logging Symposium*. June 2-5, 2002. – 2002. – Paper ZZ. – P. 1-10.
4. Epov M.I., El'cov I.N., Kashevarov A.A., Sobolev A.YU., Ul'yanov V.N. Evolyuciya zony proniknoveniya po dannym elektromagnitnogo karotazha i gidrodinamicheskogo modeli-rovaniya // *Geologiya i geofizika*. – 2004. – № 8. – S. 1033–1044.
5. Navarro D., Li S., Liu R.C., Mohanty K.K. et al. Invasion effects on time-lapsed array induction logs // *SPWLA 48th Annual Logging Symposium*. – 2007. – KKK. – P.1-10.
6. El'cov I., Epov M., Kashevarov A.A. Novyj sistemnyj podhod k interpretacii dannyh GIS i GTI na osnove kompleksnyh geofizicheskikh i gidrodinamicheskikh modelej // *Tekhnologii TEK*. – 2005. – № 2(21). – S. 12-18
7. Kayurov K.N., Eremin V.N., Petrov A.N. i dr. Apparaturnyj kompleks SKL dlya karota-zha v neftegazovyh skvazhinah i ego interpretacionnaya baza // *Neftyanoe hozyajstvo*, 2015. – № 9. – S. 38–43.
8. Mihajlov I.V., Glinskih V.N., Nikitenko M.N., Surodina I.V. Sovmestnaya chislennaya inversiya dannyh indukcionnyh i gal'vanicheskikh karotazhnyh zondirovanij v modelyah geologicheskikh sred s osevoj simmetrijej // *Geologiya i geofizika*. – 2017. – T. 58. – № 6. – S. 935-947.
9. Nesterova G.V., El'cov I.N., Kindyuk V.A., Nazarov L.A., Nazarova L.A. Modelirovanie gidrodinamicheskikh processov v napryazhyonno-deformirovannoj priskvazhinnoj zone i geofizicheskie prilozheniya // *Petrofizika slozhnyh kollektorov: problemy i perspektivy 2014*. – Sbornik statej. – M.: «EAGE Geomodel'». – 2014. – S. 327-344.
10. Nazarov L.A., Nazarova L.A., El'cov I.N., Nesterova G.V. GEHM2D: Svidetel'stvo o gosudarstvennoj registracii programmy dlya EVM // № 2018613634, zayavka № 2017663592 ot 26.12.2017, zaregistrirovano 21.03.2018, RU.
11. El'cov I.N., Nazarov L.A., Nazarova L.A., Nesterova G.V., Sobolev A.YU. ATLAS GEHM: Svidetel'stvo o gosudarstvennoj registracii bazy dannyh // № 2018620241, zayavka № 2017621566/69 ot 26.12.2017, zaregistrirovano 09.02.2018, RU.
12. Epov M.I., Antonov YU.N. Tekhnologiya issledovaniya neftegazovyh skvazhin na osnove VIKIZ: Metodicheskoe rukovodstvo / Novosibirsk: Izd-vo SO RAN. NIC OIGGM. – 2000. – 121 s.
13. Epov M.I., Sukhorukova K.V., Nechaev O.V., Petrov A.M., Rabinovich M., Weston H., Tyurin E., Wang G.L., Abubakar A., Claverie M. Comparison of the Russian and Western Resistivity Logs in Typical Western Siberian Reservoir Environments: A Numerical Study // *Petrophysics*. – 2020. – 61(1). – P. 38-71.
14. Suhorukova K.V., Petrov A.M., Moskaev I.A., Nechaev O.V., Nikitenko M.N. Geoelektricheskie modeli melovyh kollektorov Zapadnoj Sibiri i signaly elektrokarotazha // *Interespo GEO-Sibir'-2019. XIV Mezhdunar. nauch. kongr.*, 24–26 aprelya 2019 g., Novo-sibirsk, sb. materialov v 9 t. T. 2. – Novosibirsk: SGUGiT, 2019. – S. 79-86.
15. Nechaev O.V., Glinskih V.N. Bystryj pryamoj metod resheniya obratnoj zadachi elektricheskogo karotazha v neftegazovyh skvazhinah // *Vestnik NGU. Seriya: Informacionnye tekhnologii*. – 2017. – № 15. – S. 53-63.
16. Nechaev O.V., Glinskih V.N. Trekhmernoe modelirovanie i inversiya dannyh kompleksa metodov elektrokarotazha v modelyah sred s naklonom glavnyh osey tenzora elektricheskoy anizotropii // *Vestnik NGU. Seriya: Informacionnye tekhnologii*. – 2018. – T. 16. – № 4. – S. 127-139.
17. Suhorukova K.V., Petrov A.M., Nechaev O.V. Chislennaya inversiya dannyh elektrokarota-zha v intervalah anizotropnyh glinistyh otlozhenij // *Karotazhnik*. – 2017. – № 4(274). – S. 34-48.

18. Petrov A.M., Suhorukova K.V., Nechaev O.V. Sovmestnaya dvumernaya inversiya dannyh elektricheskogo i elektromagnitnogo karotazhnyh zondirovanij v anizotropnyh mode-lyah peschano-glinistyh otlozhenij // NTV «Karotazhnik». – 2019. – № 3 (297). – S. 85-103.

19. Petrov A.M., Nechaev O.V., Suhorukova K.V. Bystraya sovmestnaya dvumernaya inversiya dannyh elektromagnitnyh i gal'vanicheskikh karotazhnyh zondirovanij s opredeleniem vertikal'nogo soprotivleniya // Interekspo GEO-Sibir'-2018: sb. materialov XIV Mezhdunar. nauch. kongr. v 6 t. – Novosibirsk: SGUGiT, 2018. – T. 4. – S. 90–97.

20. Petrov A.M., Nechaev O.V., Suhorukova K.V. Dvumernaya inversiya signalov rossijskogo elektrokarotazha, izmerennyh na intervalah slozhnopostroennyh otlozhenij // Geomo-del'-2019: 21-ya konferenciya po voprosam geologorazvedki i razrabotki mestorozhdenij nefi i gaza (g. Gelandzhik, 9-13 sentyabrya 2019 g.): Tezisy dokladov. – 2019. – S. 1-4.

© K. B. Сухорукова, Г. В. Нестерова, С. А. Примаков, 2021