



## ОЦЕНКА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРА ПО ДАННЫМ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА: ЧИСЛЕННЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МНОГОФИЗИЧНЫХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ

**А.Ю. Соболев<sup>1,2</sup>, Г.В. Москалев<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,  
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,*

<sup>2</sup>*Новосибирский государственный технический университет, 630073, Новосибирск, просп. К. Маркса, 20, Россия  
e-mail: SobolevAY@jpgg.sbras.ru*

Предложена схема проведения численного эксперимента для оценки качества интерпретации каротажных сигналов с использованием цифровой модели нефтяного коллектора, включающей геологические, петрофизические и физические параметры среды и взаимосвязанное моделирование в системе АТЛАС МФМ физических процессов, протекающих в околоскважинном пространстве. Оценивается доверительный интервал нефтенасыщенности, полученной в результате интерпретации зашумленных синтетических каротажных кривых для моделей с низким и высоким удельным сопротивлением.

*Удельное электрическое сопротивление, прискважинная зона, зона проникновения, электромагнитный каротаж, ВИКИЗ, геоэлектрическая модель*

## RECOVERING OIL RESERVOIR PARAMETERS ACCORDING TO HIGH-FREQUENCY INDUCTION LOGGING DATA: NUMERICAL STUDY USING MULTIPHYSICS MODELING

**A.Yu. Sobolev<sup>1,2</sup>, G.V. Moskalev<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptyug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,*

<sup>2</sup>*Novosibirsk State Technical University, K. Marks Ave., 20, Novosibirsk, 630073, Russia,  
e-mail: SobolevAY@jjpgg.sbras.ru*

The paper proposes a scheme of numerical experiment to assess the quality of interpretation of logging signals using a digital model of the oil reservoir, including geological, petrophysical, and physical parameters of the environment and interrelated modeling in the ATLAS MPhM system of physical processes occurring in the near-well space. The confidence intervals of oil saturation obtained as a result of interpretation of noisy synthetic logging curves for models with low and high resistivity are estimated.

*Resistivity, near borehole zone, invaded zone, electromagnetic logging, VIKIZ, geoelectrical model*

## ВВЕДЕНИЕ

Определение параметров нефтегазонасыщенных пластов-коллекторов по данным геофизических и геотехнологических исследований скважин – важнейшая задача скважинной геофизики. Изучение и сравнение разных подходов к интерпретации данных является актуальным. Разработанная в ИНГГ СО РАН система АТЛАС МФМ [Нестерова и др., 2021] позволяет описать нефтяной коллектор, задав

физические, петрофизические и геологические параметры. Далее решаются задачи взаимосвязанного моделирования геомеханических, гидродинамических и геофизических процессов [Нестерова и др., 2019]. Распределение удельного электрического сопротивления (УЭС) при этом является следствием многофизичных процессов, протекающих в околоскважинном пространстве в процессе и после бурения скважины. Такая система позволяет проводить численные эксперименты и опробовать подходы к обработке каротажных данных, используя «цифровой двойник» пласта.

В работе предложена схема вычислительного эксперимента, использующая многофизичное моделирование взаимосвязанных процессов в околоскважинной зоне. Оценивается достоверность определения петрофизических параметров нефтенасыщенного пласта по синтетическим данным электромагнитного каротажа, полученным с помощью электрофизического, гидродинамического и геомеханического моделирования в АТЛАС МФМ [Нестерова и др., 2021].

### ПРОЦЕССЫ В СКВАЖИНЕ

Общая схема вычислительного эксперимента приведена на рис. 1. Моделирование процессов в околоскважинном пространстве проводится с помощью блоков, входящих в состав АТЛАС МФМ (см. рис. 1, левая колонка). Это блоки геомеханического и гидродинамического моделирования, задание петрофизических зависимостей и моделирование сигналов электрического и электромагнитного каротажа.

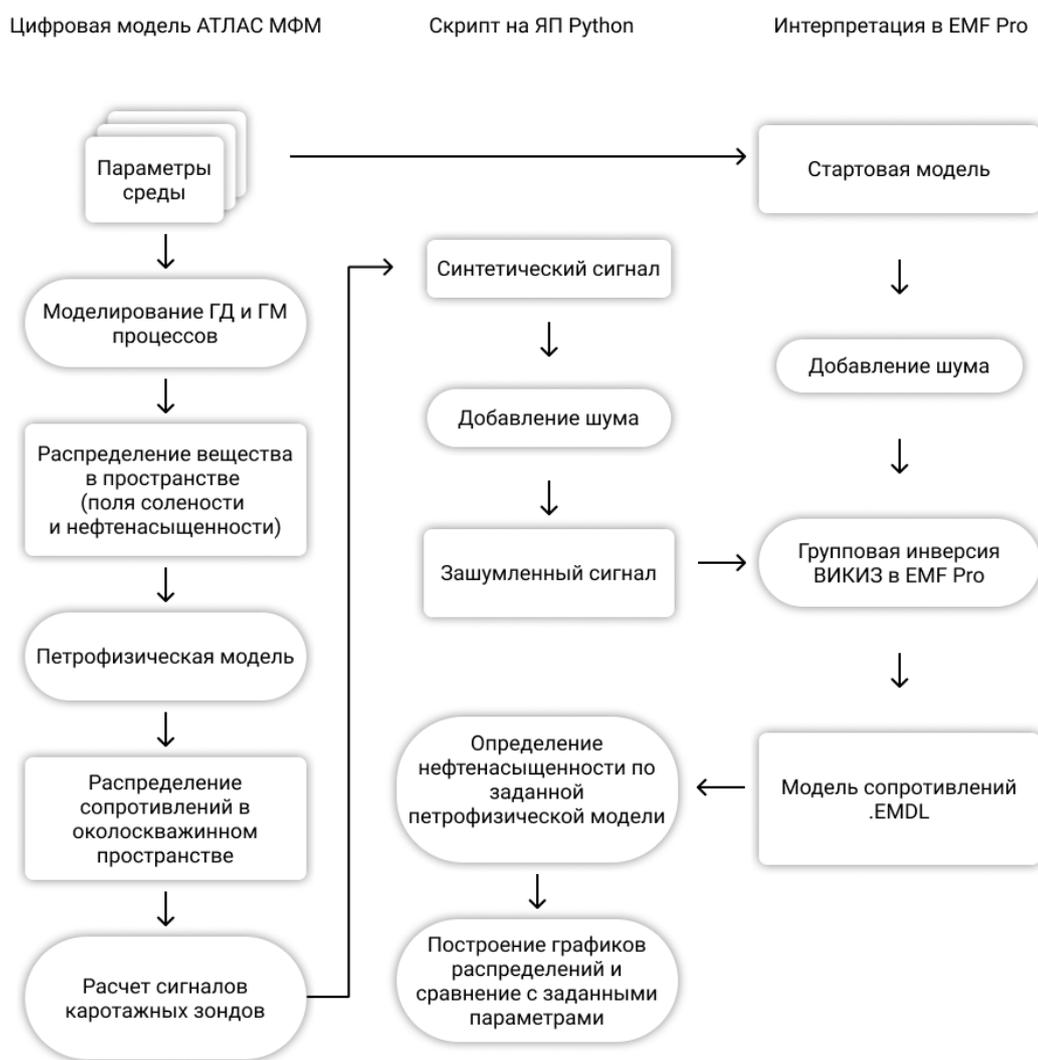


Рис. 1. Схема вычислительного эксперимента

### Геомеханическая и гидродинамическая задача

Факторами, которые определяют процессы в околоскважинном пространстве в начале и по завершению бурения, являются изменение напряженно-деформированного состояния скелета породы, перераспределение давлений, разрушение пород и изменение проницаемости, циркуляция бурового раствора, фильтрация жидкостей (воды и нефти) и солеперенос, рост и разрушение глинистой корки [Кашеваров и др., 2003; Назарова и др., 2013].

Процесс двухфазной фильтрации и солепереноса в околоскважинном пространстве описывается системой уравнений Баклея–Левретта, в которую входят закон Дарси, закон сохранения массы для каждой фазы, линейная зависимость пористости от давления, уравнение солепереноса и роста глинистой корки [Кашеваров и др., 2003].

На глубинах, типичных для нефтегазовых месторождений Западной Сибири, необходимо также учитывать деформацию за пределом упругости и разрушение пород в прискважинной зоне, что приводит к изменению проницаемости [Назарова и др., 2013].

Деформирование среды описывается упругопластичной моделью, включающей уравнения равновесия, соотношения Коши, закон Гука для упругих областей, а также критерии разрушения породы и условие аддитивности тензора приращения деформации.

Совместная геомеханическая и гидродинамическая задача решается поэтапно: методом конечных элементов находится распределение напряжений и деформаций, по известным напряжениям определяется проницаемость, для каждого времени конечно-разностным методом переменных направлений решается задача фильтрации и солепереноса, и методом Эйлера решается задача о росте глинистой корки, описывающейся обыкновенным дифференциальным уравнением [Назарова и др., 2013].

Результатом этого этапа являются распределения солёности и водонасыщенности в околоскважинном пространстве в зависимости от времени, глубины, расстояния от центра скважины и – для неосесимметричных случаев – угла [Ельцов и др., 2014].

### Петрофизические модели

Перераспределение вещества и солеперенос приводят к изменению электрических параметров среды, однако связь эта не является тривиальной. В нефтегазовой индустрии принято описывать эту связь некоторой эмпирической зависимостью, вид которой зависит от типа коллектора, а конкретные параметры определяются по керновым исследованиям и каротажу [Нестерова и др., 2008]. В системе АТЛАС можно выбрать из нескольких видов зависимости; для чистых песчаников используется формула Арчи-Дахнова:

$$\rho = \rho_w \varphi^{-n} S^{-m}, \quad (1)$$

где  $\varphi$  – пористость,  $S$  – водонасыщенность,  $\rho$  – удельное электрическое сопротивление (УЭС) водонефтенасыщенного образца,  $\rho_w$  – УЭС полностью водонасыщенного образца,  $m$  и  $n$  – параметры Арчи.

Для учета неполного вытеснения в системе АТЛАС используется так называемая обобщенная формула Арчи [Ельцов и др., 2004]:

$$\rho = A(C + C_0)^{-p}(S + S_0)^{-m}(\varphi + \varphi_0)^{-n}, \quad (2)$$

где  $C$  – концентрация солей в поровой воде, а индексом 0 обозначаются остаточные, не участвующие в фильтрации величины.

Для глинизированных коллекторов выбираются формулы Гловера и де Лима [de Lima, 1995; Нестерова и др., 2008].

Вычисления не являются ресурсоемкими и выполняются «на лету», результатом этого этапа является распределение электропроводности в околоскважинном пространстве в каждый момент времени.

Для целей настоящей работы использовались формулы (1)–(2) с параметрами по умолчанию.

### Распространение электромагнитных полей

В некоторый момент после вскрытия пласта – обычно от часа до нескольких суток – проводится запись показаний каротажных приборов. Для моделирования этого процесса в системе АТЛАС есть модули расчета синтетических сигналов для методов постоянного тока и высокочастотного электромагнитного каротажа. В последнем случае записывается система уравнений Максвелла для амплитуд электрического  $\mathbf{E}$  и магнитного  $\mathbf{H}$  полей в гармоническом режиме; эта система с источником в виде вертикального магнитного диполя приводится к уравнению Гельмгольца относительно вектора аномального электрического поля  $\mathbf{E}^a$  [Суродина, Нестерова, 2019]:

$$-\Delta^2 \mathbf{E}^a + \mathbf{E}^a(i\omega\varepsilon - \sigma)i\omega\mu = \mathbf{E}^0(\sigma - \sigma_0 - i\omega\varepsilon)i\omega\mu, \quad (3)$$

где  $\mathbf{E}^0$  — поле в однородной среде с проводимостью  $\sigma_0$ ,  $\sigma(x, y, z)$  – проводимость среды,  $\varepsilon(x, y, z)$  – диэлектрическая проницаемость,  $\mu = \mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$  – магнитная проницаемость,  $\omega$  – циклическая частота. Задача дискретизируется с использованием консервативной конечно-разностной схемы для случая разрывных коэффициентов на неравномерной сетке, матрица СЛАУ симметризуется [Суродина, Нестерова, 2015] и решается итерационным методом [Суродина, Нестерова, 2019]. Результатом являются синтетические сигналы каротажа для выбранных моментов времени.

### Инверсия

Традиционная обработка каротажных сигналов ВИКИЗ [Ельцов и др., 2016] заключается в оценке параметров  $\mathbf{P}$  (УЭС и толщины слоев) эквивалентной цилиндрически-слоистой модели оптимизационным методом. Для этого вводится функционал, фактически являющийся L2-нормой в пространстве сигналов, расстояние между измеренным  $\mathbf{X}$  и теоретическим  $\mathbf{Y}(\mathbf{P})$  сигналами:

$$F(\mathbf{X}, \mathbf{Y}(\mathbf{P})) = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n \frac{(X_i - Y_i)^2}{X_i^2 \delta_i^2}}, \quad (5)$$

где  $n$  – количество измерений,  $\delta_i$  – погрешность  $i$ -го измерения.

Строится начальное приближение – стартовая модель  $\mathbf{P}_0$ , и затем итерационно функционал  $F^2$  минимизируется с помощью алгоритма Нелдера–Мида и SVD-разложения. Результатом является полученная оценка параметров  $\mathbf{P}$  для каждого пропластка.

## ОЦЕНКА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОВМЕСТНОГО МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

### Описание модели среды

Для численного эксперимента использовались характеристики среды, присущие юрскому нефтяному коллектору (ЮС2), выделяемому в разрезе Сургутского свода Западной Сибири. Коллектор представлен мелко- или среднезернистым песчаником и крупнозернистым алевритом. В разрезе

преобладают алевролиты, а песчаники выделяются в кровельных частях пластов. Пласт залегает на интервале 2700–2900 м и обладает высокой нефтенасыщенностью в верхних слоях (85–95 %). Для этого коллектора присущи следующие значения фильтрационно-емкостных характеристик: проницаемость — 8–20 мД, пористость — 15–19 %. Плотность пласта составляет 2400 кг/м<sup>3</sup>, минерализация пластовой воды — 25–40 г/л [Тюкавина, 2013; Нечаева и др., 2016].

Основные параметры, которые использовались в работе – пористость, нефте- и водонасыщенность, проницаемость. Нефтенасыщенность цифровых моделей коллекторов задавалась в диапазоне от 10 до 97 %, пористость от 10 до 20 %, проницаемость 30 мД. Остальные параметры, в частности касающиеся параметров бурения, взяты из работы [Нечаева и др., 2016].

### **Описание численного эксперимента**

Полученные для заданных параметров среды синтетические сигналы зашумлялись нормально распределенным шумом, параметры которого брались либо из паспортной характеристики аппаратуры  $\pm(2.6+20/\Delta\phi)$  %, или оценивались из реальных измерений 0.2–1.8 % [Москалев, Соболев, 2018]. Таким образом для каждой модели генерировались по 500 реализаций — «измерений», который далее обрабатывались в EMF Pro.

Для оптимизационных алгоритмов EMF Pro для каждой модели требуется подобрать стартовое значение параметров  $P_0$ . В системе встроена возможность автоматического построения стартовой модели, однако в случае отсутствия шума результаты инверсии получаются идентичными и не отражают неопределенность (дисперсию) результатов.

Поэтому стартовая модель задавалась также программно: ко всем значениям параметров среды добавлялся нормально распределенный десяти- или пятидесятипроцентный шум (см. рис. 1). Для незашумленных сигналов это эквивалентно мультистартовому алгоритму.

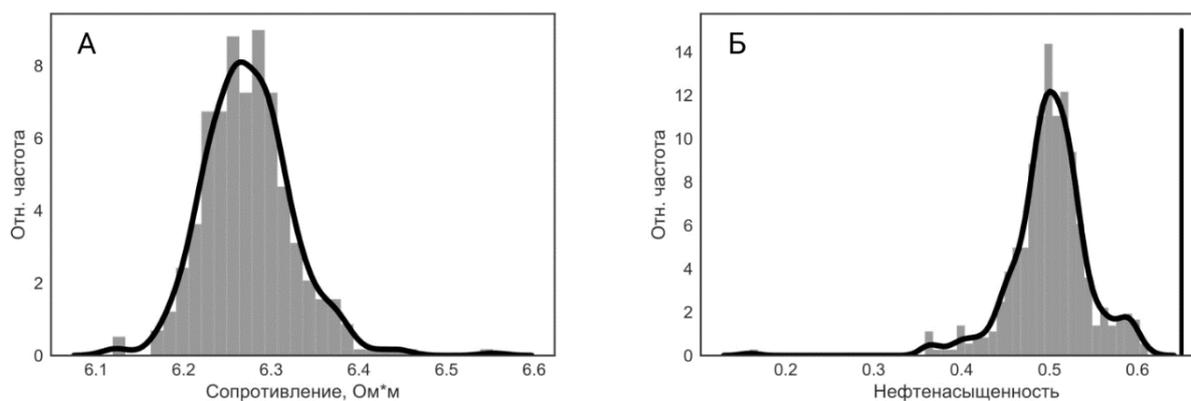
Завершающий этап сводится к определению нефтенасыщенности по заданной петрофизической модели и построением графиков распределений с последующим сравнением полученных экспериментально и изначально заданных параметров.

### **Определение нефтенасыщенности и полученный результат**

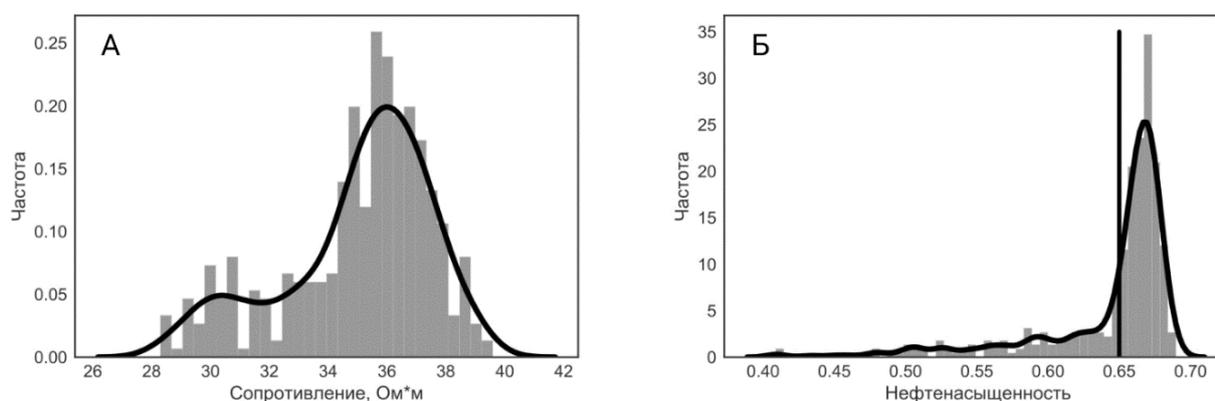
При создании синтетической модели среды в АТЛАС МФМ была задана нефтенасыщенность 65 %. Это значение является средним для месторождений Западной Сибири [Балин и др., 2014]. После стандартной интерпретации сигналов ВИКИЗ построена электрофизическая модель и получены оценки нефтенасыщенности.

В низкоомном коллекторе удельное сопротивление пласта (см. рис. 2А) определяется устойчиво, среднее значение  $\rho = 6.3$  Ом·м, дисперсия около 2 % от среднего УЭС; намного менее устойчиво определяются параметры зоны проникновения (УЭС и радиус). В результате параметр нефтенасыщенности (рис. 2Б) определяется хуже: дисперсия около 10 % и его оценка существенно занижена (45–55 % при ожидаемой 65 %). Результат почти не зависит от уровня шума, добавленного к синтетическому сигналу.

В случае высокоомного карбонатизированного коллектора полученные оценки УЭС пласта (см. рис. 3А) имеют дисперсию выше 10 %, что существенно превышает погрешность измерений. Значения нефтенасыщенности (рис. 3Б) в среднем немного завышены, распределились в диапазоне 40–70 %, хотя большая часть результатов приходится на узкий диапазон с дисперсией меньше 5 %.



**Рис. 2.** Распределение полученных значений удельного сопротивления (А) и нефтенасыщенности (Б) пласта для синтетических сигналов низкоомного коллектора



**Рис. 3.** Распределение полученных значений удельного сопротивления (А) и нефтенасыщенности (Б) пласта для синтетических сигналов высокоомного коллектора

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Многофизичная цифровая модель водонефтенасыщенного пласта позволяет проводить численные эксперименты, и в частности, опробовать алгоритмы обработки каротажных данных. Электрофизические параметры околоскважинного пространства при этом оказываются не независимыми: распределение УЭС является следствием процессов, протекающих в околоскважинном пространстве в процессе и после бурения скважины.

Показано, что доверительный интервал полученных таким образом оценок коэффициента нефтенасыщенности  $k_{oil}$  для пластов неограниченной мощности довольно широк: для типичного коллектора — 10–15 %, для карбонатизированного — 20–30 %, и мало зависит от аппаратного шума. Кроме того, оценка  $k_{oil}$  по данным электромагнитного каротажа оказалась систематически смещенной (заниженной) на 15 %.

Предполагается, что одна из причин такой низкой достоверности определения коэффициента нефтенасыщенности состоит в используемой модельной базе интерпретации, при которой электрофизические параметры полагаются независимыми и аппроксимируются двумя-тремя слоями с кусочно-постоянным значением УЭС, что приводит к эквивалентности параметров промытой зоны.

Работа выполнена в рамках базового проекта НИР № FWZZ-2022-0025 «Геоэлектрика многомасштабных гетерогенных геологических сред: модели, программы, технические средства».

## ЛИТЕРАТУРА

- Балин В.П., Мохова Н.А., Синцов И.А., Остапчук Д.А.** Определение коэффициента вытеснения нефти с использованием изучения структуры порового пространства методом капилляриметрии // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2017. – № 1–2. – С. 40–50.
- Ельцов И.Н., Власов А.А., Соболев А.Ю., Фаге А.Н., Байкова М.А.** Обработка, визуализация и интерпретация геофизических исследований в скважинах в системе EMF Pro: Учебное пособие. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. – 94 с.
- Ельцов И.Н., Кашеваров А.А., Эпов М.И.** Обобщение формулы Арчи и типы радиального распределения удельного электрического сопротивления в прискважинной зоне // Геофизический вестник. – 2004. – № 7. – С. 9–14.
- Ельцов И.Н., Назарова Л.А., Назаров Л.А., Нестерова Г.В., Соболев А.Ю., Эпов М.И.** Скважинная геоэлектрика нефтегазовых пластов, разбурываемых на репрессии давления в неравнокомпонентном поле напряжений // Геология и геофизика. – 2014. – № 55 (5–6). – С. 978–990.
- Кашеваров А.А., Ельцов И.Н., Эпов М.И.** Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважин // Прикладная механика и техническая физика. – 2003. – № 44 (6). – С. 148–157.
- Москалев Г.В., Соболев А.Ю.** Оценка параметров собственного шума зондов аппаратуры СКЛ-160 в условиях нефтегазовых скважин Западной Сибири // Интерэкспо ГеоСибирь. – 2018. – № 3. – С. 274–280.
- Назарова Л.А., Назаров Л.А., Эпов М.И., Ельцов И.Н.** Эволюция геомеханических и электрогидродинамических полей в массиве горных пород при бурении глубоких скважин // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2013. – № 5. – С. 37–49.
- Нестерова Г.В., Кашеваров А.А., Ельцов И.Н.** Эволюция зоны проникновения по данным повторного каротажа и гидродинамического моделирования // Каротажник. – 2008. – № 1 (166). – С. 52–68.
- Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Соболев А.Ю.** База многофизичных моделей пластов АТЛАС МФМ // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2019. – № 2 (3). – С. 63–71.
- Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Назарова Л.А., Назаров Л.А., Соболев А.Ю., Суродина И.В., Черняк Н.М.** ATLAS\_MPhMR: Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2021621410, заявка № 2021621283 от 22.06.2021, зарегистрировано 29.06.2021.
- Нечаева А.Г., Нестерова Г.В., Ельцов И.Н.** Характеристика геоэлектрических моделей высокоомных среднеюрских коллекторов // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2016. – № 2 (1). – С. 246–250.
- Суродина И.В., Нестерова Г.В.** Моделирование показаний зондов ВИКИЗ и БКЗ на графических процессорах // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2015: Сборник статей EAGE. – 2015. – С. 85–94.
- Суродина И.В., Нестерова Г.В.** Быстрые алгоритмы трехмерного численного моделирования показаний зондов ВИКИЗ и БКЗ, учитывающие неравнокомпонентное поле напряжений в окрестности скважины // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2019. – № 2 (3). – С. 55–62.
- Тюкавкина О.В.** Литолого-петрографические характеристики сложнопостроенных коллекторов в зонах остаточных запасов // Геология, география и глобальная энергия. – 2013. – № 1 (48). – С. 23–32.
- de Lima O.A.L.** Water saturation and permeability from resistivity, dielectric, and porosity logs // Geophysics. – 1995. – Vol. 60 (6). – P. 1756–1764, doi: 10.1190/1.1443909.

## REFERENCES

- Balin V.P., Mokhova N.A., Sintsov I.A., Ostapchuk D.A.** Determination of oil displacement coefficient using exploration of the pore space structure with the help of capillary studies // Oil and Gas Territory. – 2017. – Vol. 1–2. – P. 40–50.
- de Lima O.A.L.** Water saturation and permeability from resistivity, dielectric, and porosity logs // Geophysics. – 1995. – Vol. 60 (6). – P. 1756–1764, doi: 10.1190/1.1443909.
- Kashevarov A.A., Yeltsov I.N., Epov M.I.** Hydrodynamic model for the evolution of an invaded zone in borehole drilling // Journal of Applied Mechanics and Technical Physics. – 2003. – Vol. 44 (6). – P. 872–879.
- Moskalev G.V., Sobolev A.Yu.** Noise level parameters estimation of the SKL-160 probes under the oil and gas wells conditions of Western Siberia // Interekspo Geo-Sibir'. – 2018. – Vol. 3. – P. 274–280.
- Nazarova L.A., Nazarov L.A., Epov M.I., El'tsov I.N.** Evolution of geomechanical and electro-hydrodynamic fields in deep well drilling in rocks // Journal of Mining Science. – 2013. – Vol. 49 (5). – P. 704–714, doi: 10.1134/S1062739149050031.
- Nechaeva A.G., Nesterova G.V., Yeltsov I.N.** Characteristics of the geoelectrical models of high-resistance Middle Jurassic reservoirs // Interekspo Geo-Sibir'. – 2016. – Vol. 2 (1). – P. 246–250.
- Nesterova G.V., Kashevarov A.A., El'tsov I.N.** Invaded zone evolution studied on the basis of relogging and hydrodynamical modeling data // Karotazhnik. – 2008. – Vol. 1 (166). – P. 52–68.
- Nesterova G.V., Yeltsov I.N., Sobolev A.Yu., Surodina I.V.** Multiphysical reservoir model collection ATLAS MPhM // Interekspo Geo-Sibir'. – 2019. – Vol. 2 (3). – P. 63–71.
- Nesterova G.V., Yeltsov I.N., Nazarova L.A., Nazarov L.A., Sobolev A.Yu., Surodina I.V., Chernyak N.M.** ATLAS MPhMR. Certificate of state registration of database № 2021621410, publ. 29.06.2021. – Bulletin No. 7. – 2021.
- Surodina I.V., Nesterova G.V.** VIKIZ and BKZ log simulation using Graphics Processing Units // Petrophysics of Complicated Reservoirs: Problems and Perspectives 2015. – EAGE, 2015. – P. 85–94.
- Surodina I.V., Nesterova G.V.** Fast 3D algorithms of VIKIZ and BKZ log numerical simulation taking into account the unequal component natural stress field in the borehole environment // Interekspo Geo-Sibir'. – 2019. – Vol. 2 (3). – P. 55–62.
- Tyukavkina O.V.** Complex lithological and petrographic characteristics of residual hydrocarbon stocks in different collector zones // Geologiya, Geografiya i Globalnaya Energiya. – 2013. – Vol. 1 (48). – P. 23–32.
- Yeltsov I.N., Kashevarov A.A., Epov M.I.** Generalization of Archie's formula and types of radial resistivity profiles in the borehole environment // Geofizicheskii Vestnik. – 2004. – Vol. 7. – P. 9–14.
- Yeltsov I.N., Nazarova L.A., Nazarov L.A., Nesterova G.V., Sobolev A.Yu., Epov M.I.** Geomechanics and fluid flow effects on electric well logs: Multiphysics modeling // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – Vol. 55 (5–6). – P. 775–783, doi: 10.1016/j.rgg.2014.05.020.
- Yeltsov I.N., Vlasov A.A., Sobolev A.Yu., Fage A.N., Baikova M.A.** Processing, visualization and interpretation of geophysical wells investigations in EMF Pro system [in Russian]. – INGG SO RAN, Novosibirsk, 2016. – 94 p.

## КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

**СОБОЛЕВ Андрей Юрьевич** – кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории электромагнитных полей Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: программное и методическое обеспечение количественной интерпретации комплекса данных скважинной электрометрии в вертикальных и субгоризонтальных скважинах.

*МОСКАЛЕВ* *Георгий Владимирович* – магистрант кафедры геофизических систем физико-технического факультета НГТУ. Основные научные интересы: исследование поведения сигналов электрокаротажа в вертикальных и субгоризонтальных скважинах.