

**СКВАЖИННАЯ ГЕОЭЛЕКТРИКА НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ, РАЗБУРИВАЕМЫХ НА РЕПРЕССИИ ДАВЛЕНИЯ В НЕРАВНОКОМПОНЕНТНОМ ПОЛЕ НАПРЯЖЕНИЙ**  
**И.Н. Ельцов<sup>1,3</sup>, Л.А. Назарова<sup>2,3</sup>, Л.А. Назаров<sup>2,3</sup>, Г.В. Нестерова<sup>1</sup>, А.Ю. Соболев<sup>1,3</sup>, М.И. Эпов<sup>1,3</sup>**

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

<sup>2</sup> *Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Новосибирск, Красный просп., 54, Россия*

<sup>3</sup> *Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2, Россия*

На основе комплекса методов, использующих поля различной физической природы, предложена теоретико-экспериментальная модель технологии сопровождения бурения и исследования в скважинах, обеспечивающая диагностику состояния и определение свойств околоскважинного пространства и нефтяного резервуара. Создан интерпретационный инструментарий скважинной геоэлектрики с учетом гидродинамических процессов, которые сопровождаются изменением напряженного состояния. Исследованы несимметричность зоны проникновения и областей возможных разрушений при неоднородном напряженном состоянии и ее влияние на электрометрические измерения в скважинах. На основе трехмерного моделирования геомеханических и электромагнитных полей изучены эффекты, вызванные изменением напряженно-деформированного состояния, предложены способы их учета и соответствующие интерпретационные схемы.

*Скважина, зона проникновения, напряженно-деформированное состояние, кроссдисциплинарная модель, ВИКИЗ, БКЗ.*

**GEOMECHANICS AND FLUID FLOW EFFECTS ON ELECTRIC WELL LOGS:  
MULTIPHYSICS MODELING**

**I.N. Yeltsov, L.A. Nazarova, L.A. Nazarov, G.V. Nesterova, A.Yu. Sobolev, and M.I. Epov**

Coupled geomechanic and fluid flow analysis is applied to develop theoretical and experimental background for geosteering and well logging to diagnose a state of near-wellbore formation and oil reservoir. The suggested methods of processing EM induction (VIKIZ) and Russian laterolog (RLL) resistivity responses account for effects of stress-dependent fluid flow changes. The geomechanic and fluid-flow effects on resistivity well logs are investigated for the case of asymmetric invasion and related irreversible deformation. Ways of taking into account stress-dependent effects on resistivity logs are developed on the basis of 3D modeling of geomechanic and electromagnetic fields.

*Oil well, invasion, stress, strain, multiphysics, high-frequency induction isoparametric wireline logging (VIKIZ), Russian lateral logging (RLL)*

---

**ВВЕДЕНИЕ**

О решении фундаментальных проблем нефтегазовой геологии методами гидродинамики и теории фильтрации одной из первых в СО РАН заявила академик П.Я. Кочина. Позднее академик А.Э. Конторович, физик по базовому образованию, но известный в России и за рубежом как геолог-нефтяник, неоднократно указывал на необходимость междисциплинарного подхода и реалистичные постановки для решения практических задач геологоразведки. В трактовке А.Э. Конторовича наука не делится на фундаментальную и прикладную, с чем авторы полностью согласны. При решении практических задач необходимо настолько привлекать смежную фундаментальную науку, насколько она способна ответить на конкретные вопросы.

По инициативе академика М.И. Эпова был выполнен цикл исследований, объединяющий достижения гидродинамики, геомеханики и геофизики [Кашеваров и др., 2003; Эпов и др., 2004, 2013; Корсакова и др., 2005; Ельцов и др., 2005, 2009, 2010, 2012а; Нестерова и др., 2008; Назарова и др., 2010, 2012; Шелухин, Ельцов, 2012а,б]. Судя по последним публикациям [Chin et al., 2000; Garsia, Tuefle, 2005; Tran et al., 2005; Settari, Sen, 2008; Lautenschläger et al., 2013], сегодня можно говорить о высокой актуальности междисциплинарного подхода к задачам изучения нефтегазовых залежей, которые характеризуются

исключительной сложностью поведения флюидонасыщенных горных пород под воздействием процессов природного и техногенного происхождения.

Основная задача промысловой геофизики — определение характеристик нефтегазового коллектора для оценки промышленных запасов сырья и оптимальной схемы разработки. Однако современные методы исследований в скважинах (ядерно-магнитный, электромагнитный, акустический и гамма-каротаж) дают достоверную информацию только о прискважинной зоне на глубину до первых десятков сантиметров. При бурении нарушается не только естественное напряженно-деформированное состояние массива горных пород, но и существенно изменяются (по сравнению с невозмущенной частью коллектора) проницаемость и пористость прискважинной зоны. Поэтому практикуемый сейчас перенос установленных по данным каротажа свойств зоны проникновения на весь коллектор приводит зачастую к неверным оценкам прогнозных параметров залежи. Понимание и описание комплекса геомеханических и фильтрационных процессов в прискважинной зоне открывает принципиально новые возможности в диагностике нефтегазовых коллекторов.

Ранее на основе системного анализа процессов в сложных гетерогенных флюидонасыщенных средах авторами статьи построены элементы фундаментальной кроссдисциплинарной теории взаимодействия физических полей. На примере задач бурения нефтяных пластов исследованы процессы фильтрации с учетом пространственно-временной эволюции напряженно-деформированного состояния и возможного разрушения вскрываемых пород. Используя соответствующие математические модели и реализующий эти модели инструментарий имитационного моделирования, объяснены многие экспериментальные факты, не укладывающиеся в традиционную для геологоразведки парадигму. Предложены принципиально новые подходы к интерпретации геофизических измерений в скважинах, базирующиеся на комплексном анализе процессов, сопутствующих бурению.

Успехи комплексного подхода к проблеме изучения процессов бурения, фильтрации, а также эволюции электромагнитных полей и их взаимодействия с геологической средой на настоящем этапе позволяют говорить о нескольких прорывных фундаментальных направлениях, которые обеспечат теоретико-методическую базу принципиально новых технологий исследований нефтяных месторождений. Это, в первую очередь, количественная оценка петрофизических и физико-механических параметров гетерогенных флюидонасыщенных пород, интерпретация комплекса геофизических измерений в скважинах на основе фильтрационно-геомеханической модели продуктивного пласта. В глубоком теоретическом и экспериментальном анализе нуждается проблема систематических ошибок в оценке притока к продуктивной скважине. По имеющимся у нас данным, эти оценки не учитывают изменения пористости и проницаемости в ближней зоне, обусловленные возмущением исходного поля напряжений, спровоцированного бурением.

В сложных гетерогенных флюидонасыщенных средах (горных породах) возникают неравновесные состояния. Наиболее полно на сегодняшний день они описываются моделями сплошных сред, учитывающими процессы деформирования, массопереноса, адсорбции и изменения химического состава. Применительно к актуальным задачам исследований в нефтегазовых скважинах имеется целый комплекс геофизических, технологических, инженерных и других измерений, которые практически не используются для системного анализа и уточнения прогнозных характеристик пластов. Принципиально, что в результате бурения изменяются электрические свойства среды, а современный уровень электромагнитного контроля обеспечивает эффективный мониторинг перечисленных выше процессов.

Подобные работы развиваются в крупнейших научных центрах и исследовательских отделах практически всех крупных нефтегазовых и сервисных компаний. Часто результаты этих исследований закрыты в силу их исключительной технологической привлекательности. Работы по развитию кроссдисциплинарного подхода к оценке свойств нефтенасыщенных пород в естественном залегании выполняются, например, исследовательским консорциумом в Техасском университете, г. Остин, США (Formation Evaluation Joint Industry Research Consortium, University of Texas, Austin, USA) [Torres-Verdín et al., 2006; Heidari, Torres-Verdín, 2012]. В распоряжении университетского консорциума, к сожалению, нет данных промышленных геофизических исследований, что делает работы в значительной степени академическими. Между тем в мировой скважинной геофизике уже твердо закрепился термин «multi-physics», отражающий именно такой системный подход, основанный на совместном анализе взаимодействия физических полей.

Из детального аналитического обзора имеющихся публикаций следует, что преимущество наших исследований заключается как в теоретическом приоритете по многим направлениям, так и в значительном объеме высококондиционных экспериментальных данных, полученных в нефтегазовых скважинах Сибири с помощью уникальной, не имеющей аналогов по пространственному разрешению, отечественной аппаратуры ВИКИЗ [Технология. . . , 2000] (разработки ИНГГ СО РАН и НПП ГА «Луч», г. Новосибирск). Нами систематизирован обширный материал по технологическим параметрам бурения, многократным зондированиям в скважинах, физическим свойствам буровых растворов, нефтей и пластовых

вод. Выполнен большой объем математического моделирования гидродинамических процессов и эволюции электромагнитных полей [Ельцов и др., 2011, 2012б; Нестерова и др., 2013]. Все это создает благоприятные предпосылки для переосмысления имеющейся теоретико-методической базы комплексной интерпретации скважинных измерений и позволяет говорить о не практикуемой ранее интерпретации данных геоэлектрики в рамках фильтрационно-геомеханической модели.

Необходимо отметить, что, несмотря на прогресс в развитии отдельных дисциплин (гидродинамика, геомеханика, электродинамика и электрохимия) при изучении гетерогенных флюидонасыщенных сред, практическая геологоразведка не имеет современного эффективного инструментария для решения своих задач. В то же время в последнее десятилетие наблюдается заметный прогресс в теории, методах и аппаратуре для исследований в скважинах. И на смену доминирующим в практике обработки материалов геофизических исследований скважин эмпирическим петрофизическим зависимостям, требующим дорогостоящих операций по отбору и анализу ядерного материала, должны прийти новые научно обоснованные методы и подходы. В последнее время в западных нефтедобывающих компаниях в геофизическую аппаратуру сопровождения бурения глубоких скважин в регионах со сложными горно-геологическими условиями (активная тектоника, складчатая структура и т.п.) добавляются «геомеханические» блоки определения горизонтальных напряжений и прочностных свойств пород для оперативной корректировки проводки ствола скважины с учетом возможных зон необратимых деформаций.

Принципиальные особенности нашего подхода заключаются в следующем. Многофазная фильтрация в гетерогенных средах, находящихся в сложном напряженно-деформированном состоянии, изучается на основе представительного комплекса независимых натуральных и лабораторных измерений. Это, по нашему убеждению, единственный путь построения реалистичных моделей и эффективных схем практической интерпретации измерений в скважинах. Для верификации сложных программных комплексов, обеспечивающих численное моделирование фильтрационных и геомеханических процессов, были выполнены лабораторные эксперименты с применением уникального оборудования Центра коллективного пользования ИНГГ СО РАН, ИГМ СО РАН и ИГД СО РАН, а также петрофизических лабораторий ИНГГ СО РАН. Для экспериментов использовались коллекции керн ИНГГ СО РАН, характеризующего типичные промышленные нефтяные резервуары Западной и Восточной Сибири.

#### МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ МАССОПЕРЕНОСА ПРИ НЕОБРАТИМОМ ДЕФОРМИРОВАНИИ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ

Большинство подходов к анализу устойчивости прискважинной зоны при бурении глубоких скважин основаны на предположении об упругом деформировании породного массива и равенстве горизонтальных компонент природного поля напряжений  $\sigma_h$  и  $\sigma_H$  [Калинин, 2008]. Это позволяет рассматривать осесимметричные модели и использовать решение задачи Ламе [Работнов, 1979; Heidbach, 2012] для расчета напряженно-деформированного состояния. Однако определение *in situ* напряжений как прямыми, так и косвенными методами [Коваленко и др., 2009] свидетельствует, что во многих нефтедобывающих регионах разница между  $\sigma_H$  и  $\sigma_h$  может достигать нескольких десятков процентов. Аналогичные данные получены непосредственным измерением напряжений в нефтяных скважинах [Tuefel et al., 1982].

В настоящее время глубина эксплуатационных скважин достигает 3—4 км, разведочных и поисковых — 5—7 км. Вертикальные напряжения  $\sigma_v$  на таких горизонтах составляют 100—200 МПа, а горизонтальные — 50—100 МПа при сбросовом тектоническом режиме. Процесс бурения скважины (даже при использовании тяжелых буровых растворов) создает в околоскважинном пространстве зоны концентрации напряжений, которые на указанных глубинах могут превысить предел прочности пород-коллекторов [Справочник..., 1975; Ельцов и др., 2012а]. В таких зонах происходят необратимые деформации (разрушение) и существенно изменяются механические и фильтрационные характеристики горных пород.

Лабораторными экспериментами [Holt, 1990; Ставрогин, Тарасов, 2001] и натурными наблюдениями [Fatt, Davis, 1952; Randall et al., 2010] установлено, что при упругом деформировании проницаемость  $k$  пород линейно убывает с ростом среднего напряжения  $\sigma$ :

$$k = k_0(1 - \xi\sigma/B),$$

где  $\xi$  — эмпирический параметр,  $B$  — объемная сжимаемость,  $k_0$  — исходная проницаемость породы. В рассматриваемом диапазоне глубин уменьшение проницаемости  $k$  составляет первые десятки процентов. Иная ситуация имеет место при неупругом деформировании высокопористых пород [Holt, 1990; Keaney et al., 1998; Zhu et al., 2008]. Лабораторные испытания образцов по схеме Кармана ( $\sigma_1$  — осевое напряжение,  $\sigma_2$  — боковое давление) показали, что по достижении предела упругости проницаемость

резко падает с ростом касательного напряжения  $\tau = 0.5(\sigma_1 - \sigma_2)$  и при  $\tau > \tau_s$  может быть аппроксимирована функцией

$$k = k_0(\xi_1 - \xi_2 \tau / \tau_s), \quad (1)$$

где  $\tau_s$  — предел прочности на сдвиг,  $\xi_1 = 0.80\text{—}0.95$ ,  $\xi_2 = 0.2\text{—}0.3$ .

В работе [Назарова и др., 2013] установлено, что в неравнокомпонентном поле природных напряжений ( $\sigma_h < \sigma_H$ ) зона необратимых деформаций  $D$  в плоскости, ортогональной оси скважины радиуса  $r_0$ , имеет форму эллипса с фокальным расстоянием  $c = 4\beta r_0 \exp[0.25(\sigma_H + \sigma_h - 2p_b)/\tau_s - 0.5]$  и эксцентриситетом  $e = 2\sqrt{\beta}/(1 + \beta)$ , где  $p_b$  — давление бурового раствора,  $\beta = 0.5(\sigma_H - \sigma_h)/\tau_s$ .

На рис. 1 представлены зоны  $D$  на глубине  $z = 3$  км при различном соотношении горизонтальных компонент напряжений в естественном поле, которые характеризуются безразмерными коэффициентами бокового отпора  $q_h = \sigma_h/\sigma_V$  и  $q_H = \sigma_H/\sigma_V$ . Расчеты проводились при следующих параметрах модели: плотность пород  $\rho_r = 3000$  кг/м<sup>3</sup>, бурового раствора  $\rho_b = 1050$  кг/м<sup>3</sup>,  $\tau_s = 12$  МПа,  $q_H = 0.7$ . Минимальное горизонтальное напряжение  $\sigma_h$  ориентировано по оси абсцисс, максимальное  $\sigma_H$  — по оси ординат. Оказалось, что если величины горизонтальных напряжений отличаются незначительно, то зона  $D$  полностью охватывает контур скважины. С увеличением разницы между  $\sigma_H$  и  $\sigma_h$  имеет место неполный охват скважины зоной с измененными свойствами; при этом качественно меняется структура фильтрационных потоков в зоне проникновения вследствие существенно меньшей проницаемости среды в  $D$ .

На рис. 2 приведены изолинии отношения  $k/k_0$  при неполном и полном охвате, рассчитанного с использованием полученного в [Назарова и др., 2013] аналитического решения модифицированной задачи Л.А. Галина [1984] и эмпирического соотношения (1). Аналогичное распределение проницаемости использовалось в дальнейшем при моделировании массопереноса в околоскважинном пространстве.

Л.А. Назарова вместе с соавторами [2013] разработали математическую модель массопереноса околоскважинного пространства при его необратимом деформировании. Геомеханические процессы описывались упругопластической моделью с критерием прочности Треска, а гидродинамические — моделью Бакли—Лeverетта, учитывающей рост глинистой корки [Кашеваров и др., 2003]. Численная реализация выполнена с использованием метода конечных элементов и экономичной конечно-разностной схемы Писмена—Рэкфорда [Самарский, 1971].

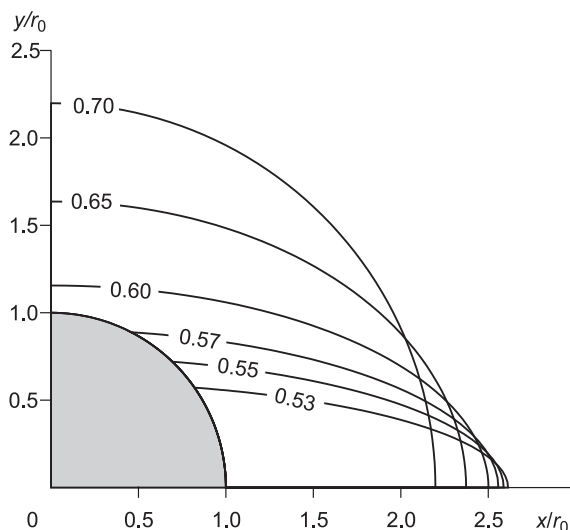
Возникновение низкопроницаемых зон разрушения, форма которых и положение относительно контура скважины зависят в основном от соотношения горизонтальных компонент в природном поле напряжений, обуславливает анизотропию фильтрационных свойств среды, качественное изменение распределения параметров гидродинамических (водонасыщенности, солёности) и электрических (удельного электрического сопротивления) полей и, следовательно, показаний зондов электромагнитного каротажа. Детальный анализ последних для описанной модели и является предметом настоящей статьи.

Для численных расчетов выбраны типичные значения геомеханических и гидродинамических параметров модели:  $\rho_r = 2500$  кг/м<sup>3</sup>, модуль Юнга пород 50 ГПа, коэффициент Пуассона 0.25, вязкости воды и нефти 0.001 и 0.004 Па·с, сжимаемость коллектора  $10^{-9}$  1/Па, проницаемость  $k_0 = 50$  мД, начальные водонасыщенность и солёность 0.25 и 0.02 д.ед. (доли единиц), начальное пластовое давление 30 МПа, коэффициенты бокового распора  $q_H = 0.7$ ,  $q_h = 0.55, 0.62$ . Рассмотрим влияние зон необратимых деформаций  $D$  на процессы массопереноса. На рис. 3, а, б в момент времени  $t = 24$  ч (после вскрытия пласта) приведено распределение водонасыщенности  $S$  в горизонтальном сечении  $z = 3000$  м при полном ( $q_h = 0.62$ ) и неполном ( $q_h = 0.55$ ) охвате зоной  $D$  контура скважины: во втором случае имеет место резкое увеличение  $S$  в направлении действия максимального горизонтального напряжения  $\sigma_H$ .

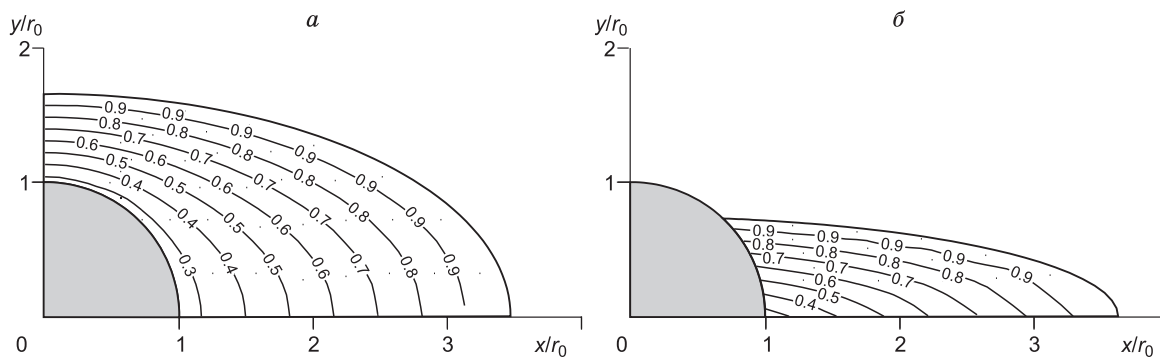
Проникновение пресного фильтрата с солёностью 0.001 д.ед. (1 г/л) в околоскважинное пространство с более солёной водой (0.02 д.ед.) сопровождается процессами солёпереноса. На рис. 4, а, б в тот же момент времени  $t = 24$  ч приведено распределение соле-

**Рис. 1. Конфигурация зон необратимых деформаций в окрестности скважины при различном соотношении компонент горизонтальных напряжений в естественном поле  $q_H = 0.7$ .**

Шифр кривых — значение  $q_h$ .







**Рис. 2. Относительная проницаемость среды при полном (а) и неполном (б) охвате контура скважины зоной разрушения.**

ности  $C$  в горизонтальном сечении  $z = 3000$  м при полном ( $q_h = 0.62$ ) и неполном ( $q_h = 0.55$ ) охвате зоной  $D$  контура скважины.

Таким образом, неоднородное напряженно-деформированное состояние разбуриваемого пласта приводит к существенному изменению пространственного распределения водонасыщенности и солёности, что, в свою очередь, предопределяет сложное распределение электрофизических параметров, фиксируемых при электрометрии в скважинах.

#### **ВЛИЯНИЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В ЗОНЕ ПРОНИКНОВЕНИЯ НА ЭЛЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ**

Рассмотрим результаты численного моделирования гидродинамических и геомеханических процессов в окрестности скважины, выполненного с использованием подходов, описанных в [Назарова и др., 2013]. Электрогидродинамическая модель среды в прискважинной зоне включает описание эволюции напряжений и деформаций, водонасыщенности, солёности, удельного электрического сопротивления, толщины глинистой корки, неоднородного распределения пористости и проницаемости. По полученным пространственным распределениям УЭС по программам И.В. Суroidиной [Суroidина, Эпов, 2012] и В.Н. Глинских [Глинских и др., 2013] рассчитывались кривые зондирования для индукционного электромагнитного каротажа (ВИКИЗ) и гальванического электрического каротажа (БКЗ, БК).

В настоящей работе распределение удельного электрического сопротивления (УЭС) рассчитывалось по распределению солёности  $C$  и водонасыщенности  $S$  флюидов в околоскважинном пространстве по модификации формулы Дж.Е. Арчи [Archie, 1942] с наиболее распространёнными значениями индексов цементации и водонасыщенности:

$$\Omega = A\Phi^{-2}C^{-1}S^{-2}. \quad (2)$$

Если концентрация солей, пористость ( $\Phi$ ) и водонасыщенность задаются в долях единицы, то константа  $A$  имеет размерность Ом·м и значение ее принято равным  $10^3$ .

Однако в дальнейшем при переходе от гидрофизических параметров к геоэлектрическим (УЭС) будут использоваться более сложные петрофизические модели электропроводности [Глинских и др., 2014].

На рис. 5, а, б приведено распределение УЭС в околоскважинном пространстве: при неполном ( $q_h = 0.55$ ) охвате зоной  $D$  контура скважины имеется существенная азимутальная неоднородность сопротивлений зоны проникновения.

Кривые распределения солёности, водонасыщенности и УЭС в случае неполного охвата контура скважины зоной разрушения приведены на рис. 6. Сопротивление в промытой зоне различается втрое в направлении действия максимального горизонтального напряжения  $\sigma_H$  и в перпендикулярном.

Распределения солёности, водонасыщенности и УЭС (см. рис. 3—5) получены для моментов времени до 48 ч от вскрытия пласта через каждые 2 ч. Для каждого из отсчёта рассчитывались сигналы БКЗ (рис. 7) и ВИКИЗ (рис. 8) в среде с таким распределением УЭС, определялись кривые зондирования (рис. 9).

Для рассчитанных сигналов проводилась инверсия, построение геоэлектрической модели околоскважинного пространства (рис. 10). Параметры полученных моделей сравнивались с исходным распределением УЭС (рис. 11). Полученная модель по ВИКИЗ качественно отражает распределение УЭС, ко-

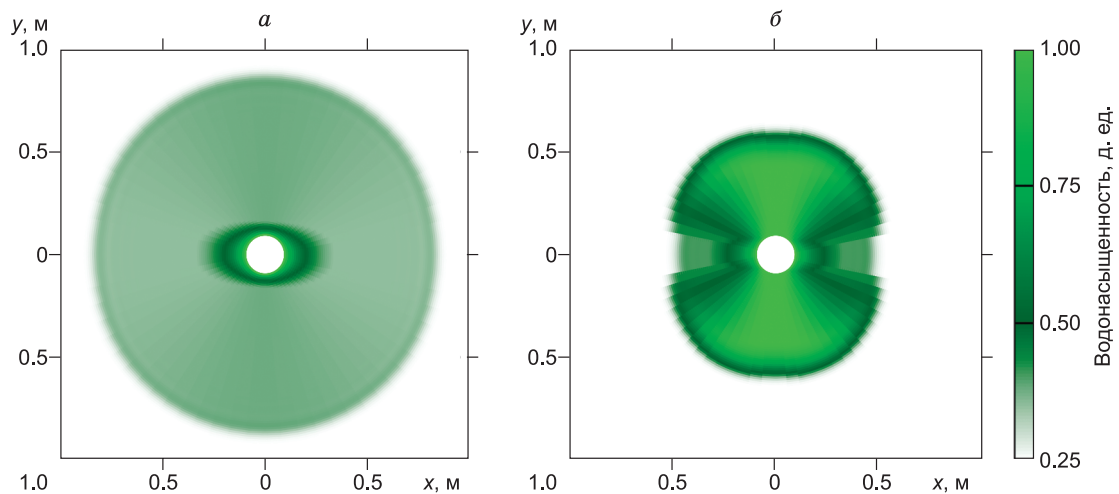


Рис. 3. Распределение водонасыщенности в окрестности скважины при полном (а) и неполном (б) охвате контура скважины зоной разрушения.

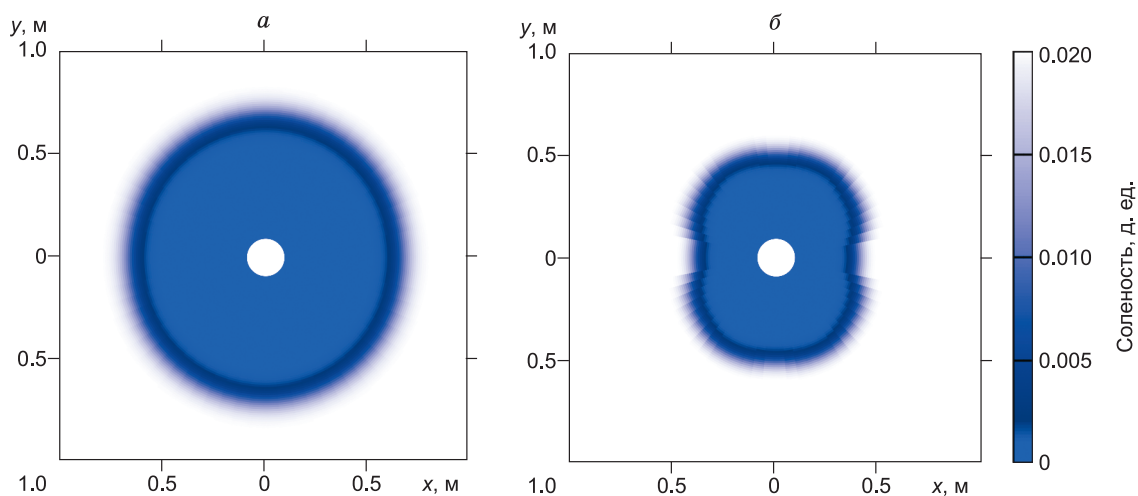


Рис. 4. Распределение солености в окрестности скважины при полном (а) и неполном (б) охвате контура скважины зоной разрушения.

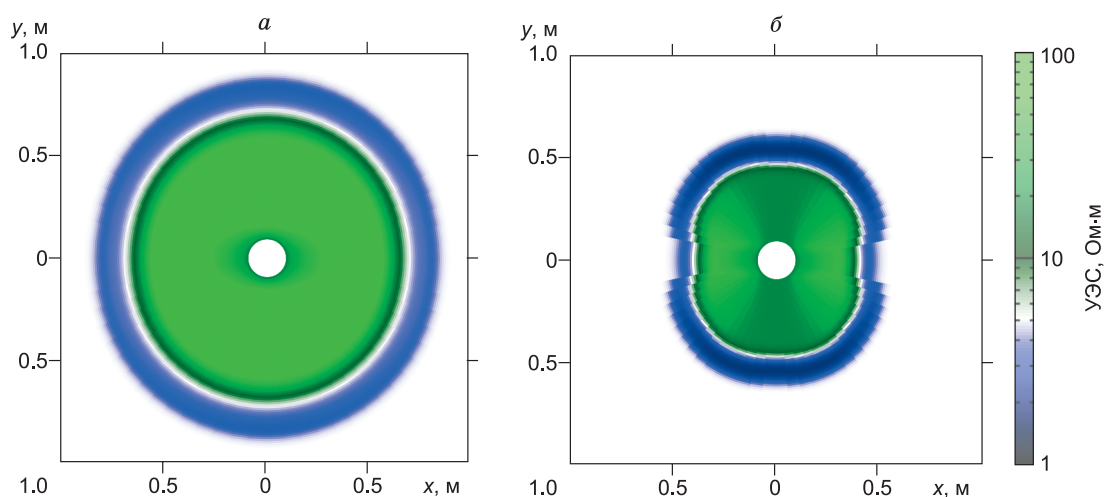


Рис. 5. Распределение УЭС в окрестности скважины при полном (а) и неполном (б) охвате контура скважины зоной разрушения.

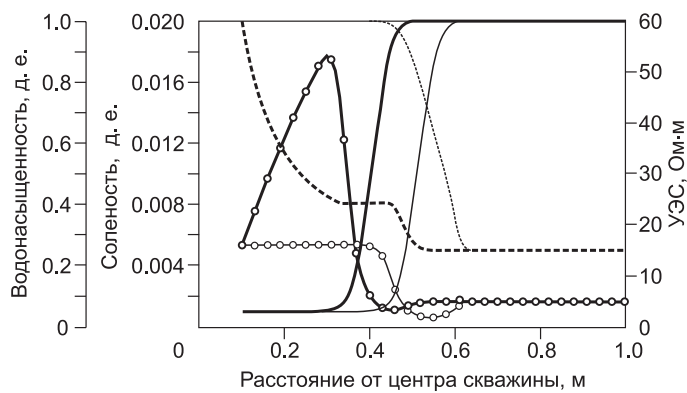


Рис. 6. Радиальное распределение солености (1, 2), водонасыщенности (3, 4) и УЭС (5, 6) в окрестности скважины при неполном охвате контура скважины зоной разрушения.

1, 3, 5 — 0°, 2, 4, 6 — 90°.

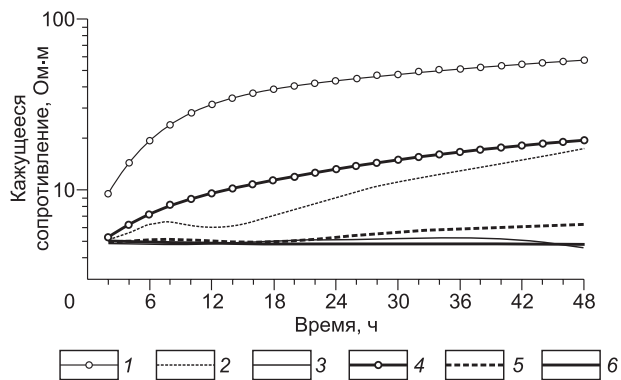
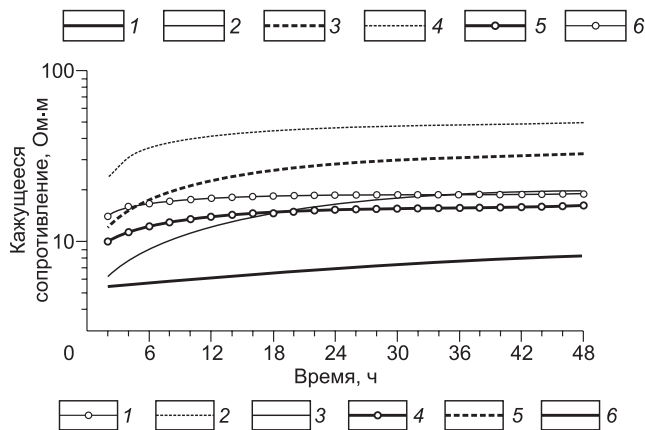


Рис. 7. Сигналы зондов БКЗ при полном (1—3) и неполном (4—6) охвате контура скважины зоной разрушения.

1—6 — зонды БКЗ: 1, 4 — А0.4М0.1N; 2, 5 — А1.0М0.1N; 3, 6 — А4.0М0.5N.

Рис. 8. Сигналы зондов ВИКИЗ при полном (1—3) и неполном (4—6) охвате контура скважины зоной разрушения.

1—6 — зонды ВИКИЗ: 1, 4 — DF05; 2, 5 — DF10; 3, 6 — DF20.

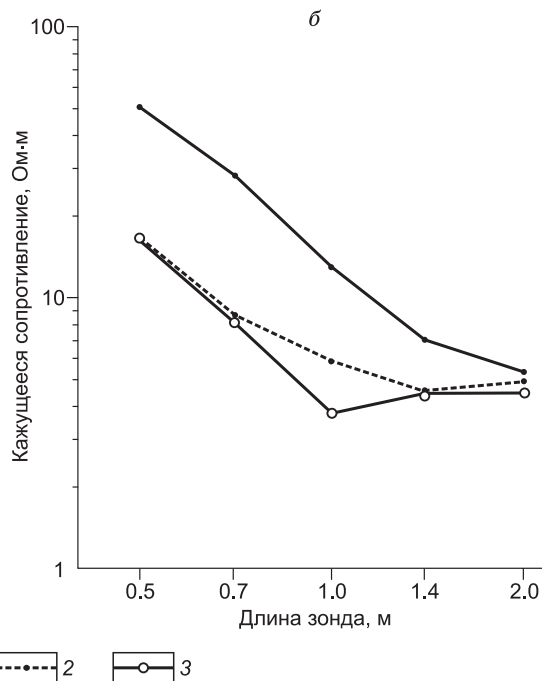
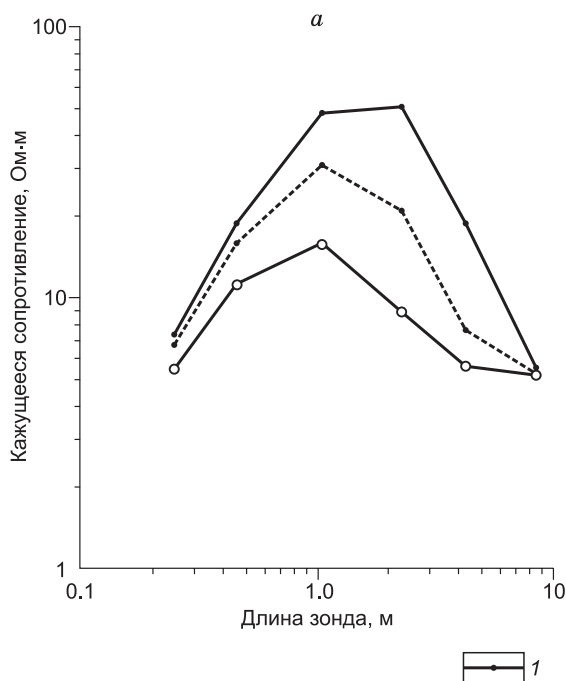


Рис. 9. Кривые зондирования БКЗ (а) и ВИКИЗ (б).

1, 2 — полный и неполный охват контура скважины зоной разрушения соответственно; 3 — однородно-напряженная среда. 36 ч после вскрытия пласта.

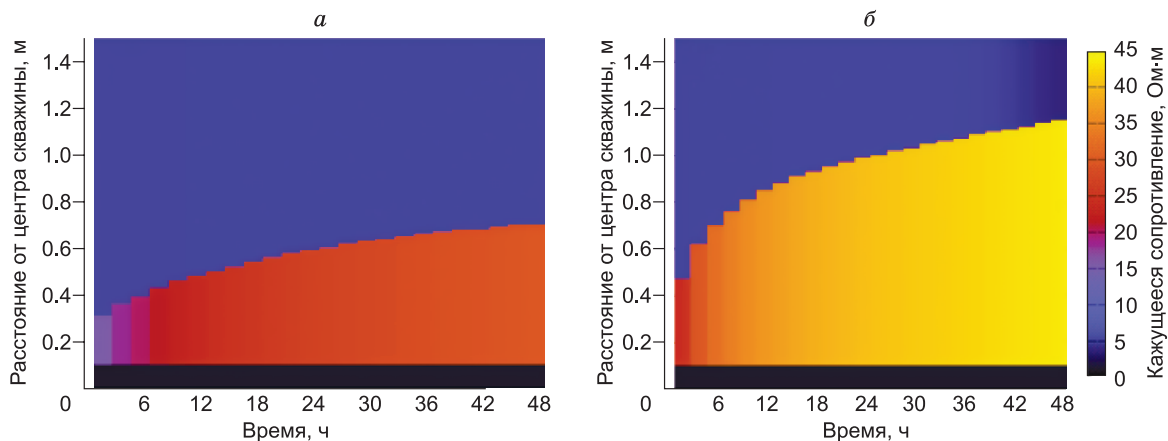


Рис. 10. Геоэлектрическая модель околоскважинного пространства по данным БКЗ при неполном (а) и полном (б) охвате контура скважины зоной разрушения.

личественно осредняя и огрубляя исходное распределение. Модель, полученная по БКЗ, существенно завышает диаметр зоны проникновения, однако по уровню сопротивлений хорошо совпадает с моделью, полученной при инверсии данных ВИКИЗ.

Бурение скважины приводит к изменению проницаемости пород в ее окрестности. Экспериментальные результаты изучения зависимости проницаемости от приложенного напряжения (давления) приведены в работах [Holt, 1990; Jones et al., 2002; Keaney et al., 2004; Zhu et al., 2008]. В статье используется формула (1), параметры которой подбираются для конкретного месторождения по данным скважинных измерений и/или результатам исследования ядра. Пример распределения проницаемости в радиальном от скважины направлении (1D модель) для двух значений проницаемости нетронутой части пласта и перепада давления на глинистой корке представлен на рис. 12.

По результатам численного моделирования гидродинамических, геомеханических и электродинамических процессов в окрестности скважины было оценено влияние геомеханических параметров (угла внутреннего трения, коэффициента бокового отпора, предела прочности пород) и свойств пластовых флюидов на синтетические диаграммы БКЗ, БК и ВИКИЗ. Свойства пластовой нефти задавались с использованием информации из базы данных физико-химических свойств нефтей Института химии нефти СО РАН [Козин и др., 2011]. Во всех примерах рассматривается пласт с часто встречающимися на практике значениями параметров: водонасыщенность 0.3 д.ед., проницаемость 50 мД, пористость 0.2 д.ед., проницаемость глинистой корки 0.005 мД, ее пористость 0.6 д.ед., концентрация солей в пластовой воде 0.02 д.ед., в буровом растворе 0.001 д.ед., содержание глинистых частиц в буровом растворе 0.05 д.ед. Зависимости синтетических кривых ВИКИЗ и БКЗ от вязкости нефти показаны на рис. 13. Расчеты приведены для момента времени, равного 48 ч после вскрытия пласта. Обычно в это время выполняются геофизические исследования в открытом стволе скважины. Гальванические (БКЗ, БК) и индукционные (ВИКИЗ) зонды по-разному реагируют на изменение геомеханических параметров среды и свойств пластового флюида в разные моменты времени, что может быть эффективно использовано при интерпретации скважинных измерений.

На рис. 14 приведены синтетические диаграммы ВИКИЗ для модели пласта, параметры которого

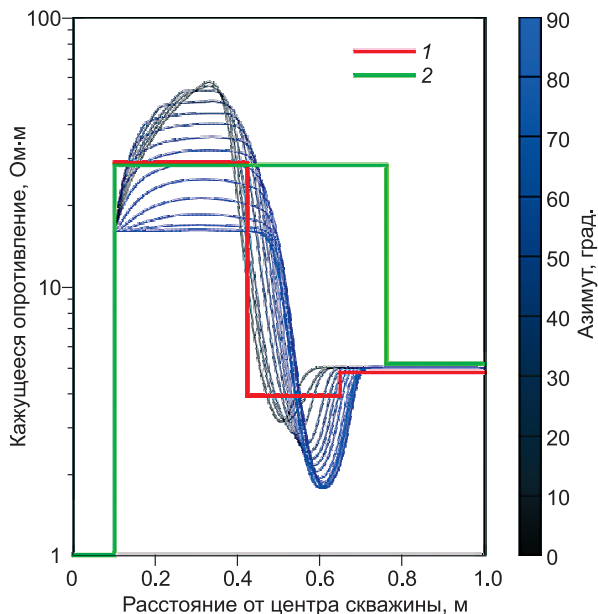
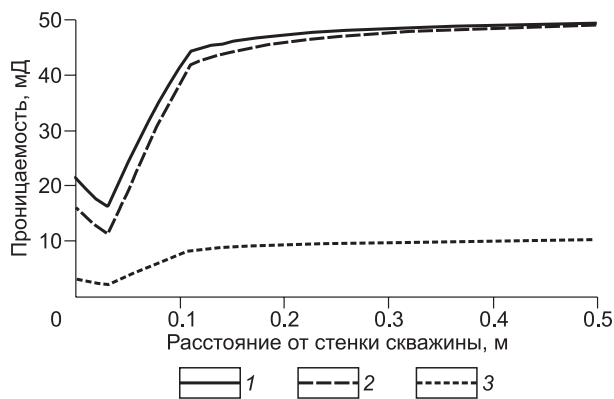


Рис. 11. Сравнение моделей, полученных в результате инверсии данных ВИКИЗ (1) и БКЗ (2) с модельным распределением УЭС.





**Рис. 12. Радиальный профиль проницаемости.**

1 — проницаемость нетронутой части пласта  $k_0 = 50$  мД и перепад давления  $\Delta p$  на глинистой корке, равный 10 % от пластового давления; 2 —  $k_0 = 50$  мД,  $\Delta p = 20$  %, 3 —  $k_0 = 10$  мД,  $\Delta p = 10$  %.

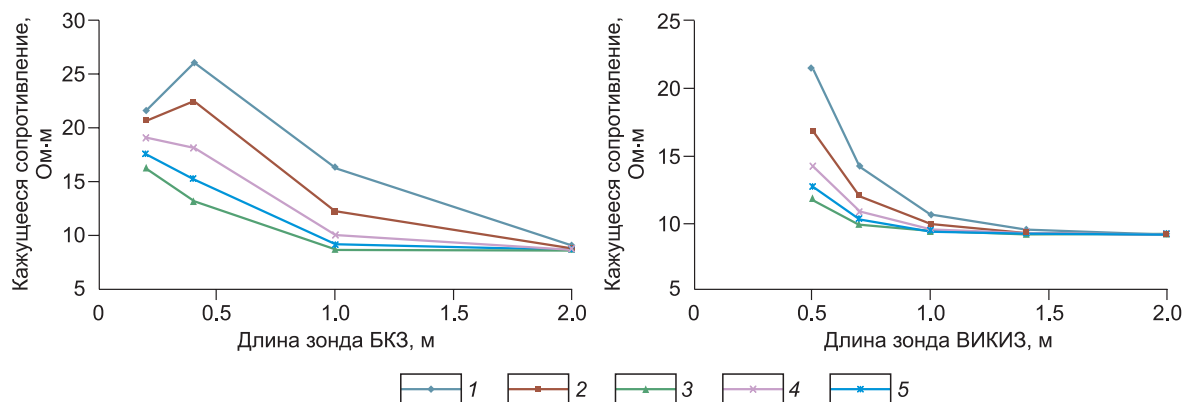
но-емкостными свойствами. При интерпретации соответствующих диаграмм без учета напряженно-деформированного состояния пористость и проницаемость могут быть неверно оценены.

Сильное влияние геомеханических факторов на пространственное распределение УЭС, поведение каротажных диаграмм ВИКИЗ и БКЗ необходимо учитывать в графе инверсии данных каротажа и количественной оценки фильтрационно-емкостных параметров коллекторов. Поскольку на диаграммах БКЗ, БК и ВИКИЗ в различные моменты времени по-разному отражаются электрофизические свойства флюидонасыщенного пласта, то комплексирование измерений при интерпретации данных скважинной электротометрии и наличие повторных (разновременных) измерений [Ельцов и др., 2009, 2011] позволяют более точно определять характеристики сложной гетерогенной среды, окружающей скважину.

**Параметры модели пласта**

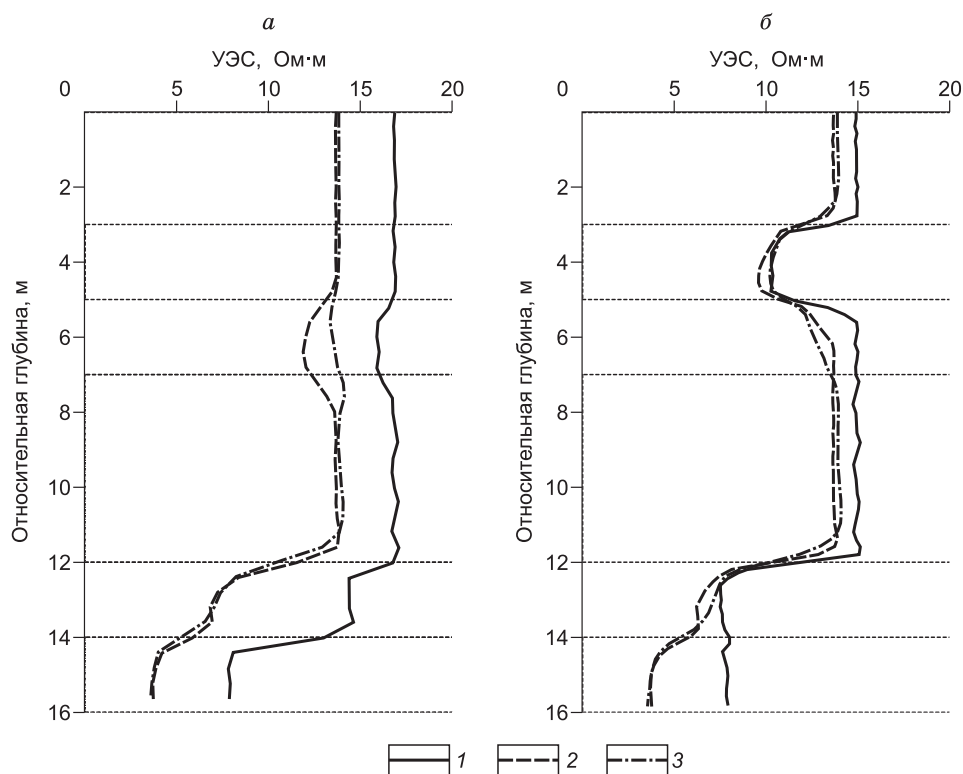
Условная глубина подошвы пласта, м	Проницаемость, мД	Пористость, д.ед.	Нефтенасыщенность, д.ед.	Коэффициент бокового отпора	Угол внутреннего трения, град.
3	100	0.20	0.70	0.8	15
5	50	0.20	0.70	0.65	25
7	70	0.18	0.60	0.7	20
12	50	0.20	0.55	0.65	15
14	15	0.20	0.40	0.8	15
16	25	0.20	0.30	—	—

Разработанный в рамках интеграционного проекта сложный программный комплекс [Назарова и др., 2013] обеспечивает численное моделирование фильтрационных и геомеханических процессов, а также позволяет рассчитывать синтетические сигналы каротажных электротометрических зондов, что при интерпретации данных геофизических исследований в конкретных скважинах требует знания большого числа параметров. Эти параметры для условий определенной скважины подбираются из разрабатываемых



**Рис. 13. Зависимость кривых зондирования БКЗ и ВИКИЗ от вязкости пластовой нефти.**

1—5 — кинематическая вязкость нефти ( $\text{мм}^2/\text{с}$ ): 1 — 2.0, 2 — 7.7, 3 — 8.8, 4 — 11.6, 5 — 13.1.



**Рис. 14. Синтетические диаграммы ВИКИЗ без учета процессов деформации (а) и с учетом (б).**

Модельные параметры пласта указаны в таблице. 1—3 — длина зондов ВИКИЗ (м): 1 — 0.5, 2 — 1.0, 3 — 2.0. 48 ч после вскрытия пласта.

мой в ИНГГ СО РАН базы данных, которая включает результаты расширенного комплекса петрофизических исследований. В базу данных входят фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, определенные стандартными методами, а также динамические и статические геомеханические характеристики (пределы упругости и прочности, коэффициент Пуассона, модуль Юнга, модуль сдвига и коэффициент пластичности) для атмосферных и барических условий, соответствующих глубине залегания изучаемых образцов [Киндюк и др., 2012]. Для расширенного комплекса петрофизических измерений, который выполнялся на оборудовании Центра коллективного пользования СО РАН, специально подобрана коллекция керн в кернохранилищах ИНГГ СО РАН, характеризующего типичные промышленные нефтяные резервуары Западной и Восточной Сибири.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработана междисциплинарная модель прискважинной зоны, учитывающая основные процессы, влияющие на ее эволюцию: нарушение исходного равновесного состояния пласта, многофазность движения флюидов, солеперенос, изменение напряженного состояния, вызванное природными и техногенными факторами. Сформирован комплекс программ, реализующий созданные алгоритмы.

По результатам численного моделирования для типичных моделей терригенных коллекторов установлено, что неоднородное напряженно-деформированное состояние разбуриваемого пласта приводит к существенному изменению пространственного распределения водонасыщенности и солёности, что, в свою очередь, предопределяет сложное распределение электрофизических параметров, фиксируемых при электрометрии в скважинах.

Проанализированы особенности пространственного распределения солёности, водонасыщенности и электропроводности в случае полного и неполного охвата контура скважины зоной разрушения. В приведенных примерах электропроводность в промытой зоне различается втрое в направлении действия максимального горизонтального напряжения  $\sigma_H$  и в перпендикулярном направлении.

Установлено, что напряженно-деформированное состояние среды сильно сказывается на коротажных диаграммах (особенно для зондов малой глубинности). Причина заключается в высокой чувствительности коротких зондов к ближней к скважине зоне с сильно измененными фильтрационно-емкост-

ными свойствами. При интерпретации соответствующих диаграмм без учета напряженно-деформированного состояния пористость и проницаемость может быть оценена неверно.

Работа выполнена при поддержке междисциплинарного интеграционного проекта СО РАН № 89.

#### ЛИТЕРАТУРА

**Галин Л.А.** Упругопластические задачи. М., Наука, 1984, 232 с.

**Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Эпов М.И.** Моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа в пластах конечной мощности, вскрытых на биополимерных и нефтяных буровых растворах // Геология и геофизика, 2013, т. 54 (11), с. 1803—1813.

**Глинских В.Н., Нестерова Г.В., Эпов М.И.** Моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа с использованием петрофизических моделей электропроводности // Геология и геофизика, 2014, т. 55 (5—6), с. 1001—1010.

**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, № 5, с. 12—18.

**Ельцов И.Н., Кашеваров А.А., Нестерова Г.В.** Гидродинамические процессы при бурении скважины и их влияние на результаты геофизических исследований // Геофизический журнал, 2009, т. 31, № 4, с. 132—141.

**Ельцов И.Н., Назаров Л.А., Назарова Л.А., Эпов М.И.** Эволюция полей деформаций и фильтрационных параметров породных массивов в зонах возможных разрушений в окрестности глубоких скважин // Физическая мезомеханика, 2010, № 13, с. 18—22.

**Ельцов И.Н., Нестерова Г.В., Кашеваров А.А.** Петрофизическая интерпретация повторных электромагнитных зондирований в скважинах // Геология и геофизика, 2011, т. 52 (6), с. 852—861.

**Ельцов И.Н., Назаров Л.А., Назарова Л.А., Нестерова Г.В., Эпов М.И.** Интерпретация геофизических измерений в скважинах с учетом гидродинамических и геомеханических процессов в зоне проникновения // ДАН, 2012а, т. 445, № 6, с. 671—674.

**Ельцов И.Н., Нестерова Г.В., Кашеваров А.А.** Моделирование зоны проникновения при использовании буровых растворов на водной и нефтяной основе // ПМТФ, 2012б, т. 53, № 4, с. 97—104.

**Калинин А.Г.** Бурение нефтяных и газовых скважин. М., ЦентрЛитНефтеГаз, 2008, 846 с.

**Кашеваров А.А., Ельцов И.Н., Эпов М.И.** Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважин // ПМТФ, 2003, т. 44, № 6, с. 148—157.

**Киндюк В.А., Ельцов И.Н., Назаров Л.А.** Экспериментальное определение параметров геомеханической модели околоскважинного пространства на примере данных месторождения Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2012, № 10, с. 41—47.

**Коваленко Ю.Ф., Устинов К.В., Галанин А.А.** Анализ напряженного состояния и разрушения породы в окрестности нефтяной скважины. М., 2009, 36 с. (Препринт/ИПМех РАН; № 919).

**Козин Е.С., Полищук Ю.М., Яценко И.Г.** База данных по физико-химическим свойствам нефтей // Нефть. Газ. Новации, 2011, № 3, с. 13—16.

**Корсакова Н.К., Пеньковский В.И., Эпов М.И.** Гидродинамическая и электромагнитная модель пластов, насыщенных нефтью и свободным газом // ДАН, 2005, т. 400, № 2, с. 200—203.

**Назарова Л.А., Назаров Л.А., Ельцов И.Н., Киндюк В.А.** Некоторые геомеханические аспекты бурения глубоких скважин в массиве горных пород // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых, 2010, № 6, с. 3—10.

**Назарова Л.А., Назаров Л.А., Эпов М.И., Ельцов И.Н.** Мультидисциплинарная модель околоскважинного пространства для описания эволюции физических полей различной природы // Материалы международной конференции «Актуальные проблемы механики сплошной среды», 8—12 октября 2012. Цахкадзор, Армения, 2012, с. 89—93.

**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 // ФТПРПИ, 2013, № 5, с. 37—49.

**Нестерова Г.В., Кашеваров А.А., Ельцов И.Н.** Моделирование проникновения сильнопроводящего бурового раствора в пласт // Каротажник, 2008, № 9, с. 45—60.

**Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Голиков Н.А., Киндюк В.А.** Интерпретация скважинных измерений с использованием баз данных геомеханических свойств пород и пластовой нефти // Тезисы XV Международной научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработ-

ки месторождений нефти и газа «ГЕОМОДЕЛЬ-2013», Геленджик, 9—12 сентября 2013 г. 2013. doi: 10.3997/2214-4609.20131541.

**Работнов Ю.Н.** Механика деформируемого твердого тела. М., Наука, 1979, 744 с.

**Самарский А.А.** Введение в теорию разностных схем. М., Наука, 1971, 552 с.

**Справочник** (кадастр) физических свойств горных пород / Под ред. Н.В. Мельникова, В.В. Ржевского, М.М. Протодьяконова. М., Недра, 1975, 279 с.

**Ставрогин А.Н., Тарасов Б.Г.** Экспериментальная физика и механика горных пород. СПб., Наука, 2001, 344 с.

**Суродина И.В., Эпов М.И.** Влияние биополимерных буровых растворов на диаграммы высокочастотного электромагнитного каротажа // Геология и геофизика, 2012, т. 54 (8), с. 1062—1069.

**Технология** исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство / Под ред. М.И. Эпова, Ю.Н. Антонова. Новосибирск, Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГТМ СО РАН, 2000, 121 с.

**Шелухин В.В., Ельцов И.Н.** Геодинамика прискважинной зоны во время бурения // ДАН, 2012а, т. 443, № 2, с. 737—742.

**Шелухин В.В., Ельцов И.Н.** Динамика прискважинной зоны во время бурения пороупругого пласта // Геофизический журнал, 2012б, т. 34, № 4, с. 265—272.

**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, т. 45 (8), с. 1033—1045.

**Эпов М.И., Миронов В.Л., Музалевский К.В., Ельцов И.Н., Саломатов Ю.П.** Технология геонавигации бурового инструмента в слоистой среде нефтегазового коллектора // Геология и геофизика, 2013, т. 54 (9), с. 1404—1410.

**Archie G.E.** The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics // Trans. AIME, 1942, v. 146, p. 54—62.

**Chin L.Y., Rajagopal R., Thomas L.K.** Fully coupled geomechanics and fluid-flow analysis of wells with stress-dependent permeability // SPE J., 2000, v. 5, № 1, p. 32—45.

**Fatt I., Davis D.H.** Reduction in permeability with overburden pressure // Petrol. Trans., AIME, 1952, № 195.

**Garsia J.G., Tuefle L.W.** Numerical simulation of fully coupled fluid-flow/geomechanical deformation in hydraulically fractured reservoirs // SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, USA, 17—19 April 2005. 2005, p. 1—6.

**Heidari Z., Torres-Verdín C.** Estimation of dynamic petrophysical properties of water-bearing sands invaded with oil-base mud from the interpretation of multiple borehole geophysical measurements // Geophysics, 2012, v. 77, № 6, p. D209—D227.

**Heidbach O.** World stress map // GFZ German Research Centre for Geosciences, 2012. <http://dc-app3-14.gfz-potsdam.de>.

**Holt R.M.** Permeability reduction induced by a nonhydrostatic stress field // SPE Formation Evaluation, 1990, № 5, p. 444—448.

**Jones C., Smart B.G.D.** Stress induced change in two-phase permeability // SPE/ISRM Rock Mechanical Conference. Irving, SPE/ISRM 78155. 2002, p. 1—9.

**Keaney G.M.J., Meridith P.G., Murrel S.A.F.** Laboratory study of permeability evolution in a «tight» sandstone under non-hydrostatic stress conditions // SPE/ISRM EuRock'98. Trondheim, SPE/SRM 47265. 1998, <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=00047265>.

**Keaney G.M., Meredith P., Murrell S., Barker J.** Determination of the effective stress laws for permeability and specific storage in a low porosity sandstone // 6th North America Rock Mechanics Symposium: Rock mechanics across borders and disciplines. Houston, ARMA, 2004, p. 534—545.

**Lautenschläger C.E.R., Righetto G.L., Inoue N., Barreto da Fontoura S.A.** Advances on partial coupling in reservoir simulation: a new scheme of hydromechanical coupling // North Africa Technical Conference & Exhibition, 15—17 April 2013. InterContinental Citystar, Cairo, Egypt. 2013, Conference Paper 164657-MS, 2013. <http://dx.doi.org/10.2118/164657-MS>.

**Randall M.S., Conway M., Salter G., Miller S.** Pressure-dependant permeability in shale reservoirs: implications for estimated ultimate recovery, AAPG Search and Discovery Article № 9012.2011, AAPG Hedberg Conference. December 5—10, 2010. Austin, Texas, 2010. [http://www.searchanddiscovery.com/abstracts/pdf/2011/hedberg-texas/abstracts/ndx\\_miller.pdf](http://www.searchanddiscovery.com/abstracts/pdf/2011/hedberg-texas/abstracts/ndx_miller.pdf)



**Settari A.T., Sen V.** Geomechanics in integrated reservoir modeling // Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 5—8 May 2008. Conference paper 19530-MS, 2008. <http://dx.doi.org/10.4043/19530-MS>.

**Tran D., Nghiem L., Buchanan L.** Iterative coupling of geomechanics with reservoir simulation // SPE Reservoir Simulation Symposium, 31 January—2 February 2005. The Woodlands, Texas. ISBN 978-1-61399-010-0. Conference paper 93244-MS, 2005. <http://dx.doi.org/10.2118/93244-MS>.

**Torres-Verdín C., Alpak F.O., Habashy T.M.** Petrophysical inversion of borehole array-induction logs: Part II — Field data examples // Geophysics, 2006, v. 71, № 5, p. G261—G268.

**Tuefel L.W., Mac Kinnon, Robert J.** Rock mechanics: key to energy production // 27th U.S. Symposium on Rock Mechanics, Chapter 98. In situ stress and natural fracture distribution at depth in the Piceance Basin, Colorado: implications to stimulation and production of low permeability gas reservoirs, SME. 1982. <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=ARMA-86-0702>.

**Zhu W., Montési L., Wong T.-F.** Characterizing the permeability-porosity relationship during compactive cataclastic flow // 42-nd U.S. Rock Mechanics Symposium (USRMS). San Francisco, ARMA, 2008, p. 1—5.

*Поступила в редакцию  
14 ноября 2013 г.*