

На правах рукописи

**ЛУБНИН АЛЕКСАНДР АЛЕКСЕЕВИЧ**

**ЧИСЛЕННО-АНАЛИТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ  
ФИЛЬТРАЦИИ В СТОХАСТИЧЕСКИ НЕОДНОРОДНОЙ  
ПОРИСТОЙ СРЕДЕ**

Специальность 25.00.10 – «Геофизика, геофизические методы  
поисков полезных ископаемых»

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата физико-математических наук

Москва – 2013

Работа выполнена на кафедре прикладной механики  
Московского физико-технического института

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор  
**Хасанов Марс Магнавиевич.**

Официальные оппоненты: **Спивак Александр Александрович,**  
доктор физико-математических наук,  
профессор, ИДГ РАН, заведующий  
лабораторией;

**Рошкетаяев Алексей Петрович,**  
кандидат физико-математических наук,  
ООО «Газпромнефть НТЦ», начальник  
отдела.

Ведущая организация: ФГБОУ ВПО «Национальный  
минерально-сырьевой университет  
«Горный».

Защита состоится « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2013 г. в \_\_\_\_ часов  
на заседании диссертационного совета Д 002.050.01 в Федеральном  
государственном бюджетном учреждении науки Институте динамики  
геосфер Российской Академии Наук  
по адресу: 119334, г. Москва, Ленинский проспект, 38, корпус 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке  
Института динамики геосфер Российской Академии Наук

Автореферат разослан « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2013 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,  
кандидат физико-математических наук



**Рыбаков В.А.**

# ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

## Актуальность темы

В настоящее время для планирования разработки нефтяных залежей применяются цифровые фильтрационные модели. На результат расчета уровней добычи наибольшее влияние оказывает заданное в модели поле проницаемости. Так как реальные месторождения имеют неоднородное строение пласта, то высокую актуальность приобретает решение задачи по расчету тензора эффективной проницаемости пористой среды с учетом информации о параметрах распределения фильтрационных свойств коллектора.

Большинство разрабатываемых на данный момент месторождений имеют многопластовую структуру. Они состоят из чередующихся высокопроницаемых пластов и низкопроницаемых глин. Из-за особенностей формирования структуры залежи степень изменчивости свойств коллектора по горизонтали, как правило, гораздо меньше, чем по вертикали, поэтому для описания течения флюида в пластах правомерным является использование слоистых моделей, а для определения параметров пропластков – применение поинтервальных геофизических методов исследования скважин (ГИС). Методы ГИС позволяют выделить отдельные интервалы, определить, какой из них имеет большую проницаемость, а какой – меньшую. Но количественные оценки, получаемые с их помощью, являются весьма приближенными и не согласуются с данными гидродинамических исследований (ГДИС). Мощные низкопроницаемые интервалы оказывают существенное влияние на динамику дебита добывающих скважин, а вертикальный профиль проницаемости – на динамику их обводнения. Для планирования разработки месторождений с таким строением необходимо решить следующие задачи:

- разработать модель фильтрации флюида в слоистых глинизированных пластах;
- разработать метод расчета профиля вертикального распределения проницаемости, согласованного с данными о динамике обводнения скважин и результатами ГДИС.

### **Цель работы**

Разработка методов совместной интерпретации промысловых данных, геофизических и гидродинамических исследований скважин, алгоритмов инициализации трехмерных фильтрационных моделей пластов для повышения их предсказательной способности.

### **Задачи**

1. Определение тензора эффективной проницаемости стохастически неоднородной анизотропной пористой среды для различных автоковариационных функций распределения значений геофизического поля.
2. Моделирование упругого режима фильтрации флюида в слоистом глинизированном пласте, разработка подхода к определению эффективных фильтрационных свойств таких пластов.
3. Разработка метода интерпретации результатов ГИС по определению профиля вертикального распределения проницаемости в пласте, согласованного с данными нормальной эксплуатации скважин.
4. Реализация разработанных алгоритмов в виде прикладных программ, сопоставление результатов расчета с реальными данными.

### **Научная новизна работы**

В результате выполнения работы разработаны:

1. Аналитическая зависимость для расчета тензора эффективной проницаемости стохастически неоднородной анизотропной пористой среды с учетом различных автоковариационных функций распределения проницаемости.

2. Аналитическое решение задачи фильтрации флюида в слоистых глинизированных пластах, состоящих из чередующихся высоко- и низкопроницаемых интервалов различной мощности и проницаемости. Показано, что результат расчета динамики дебита скважины в таких пластах с большой точностью совпадает с расчетом, выполненным с помощью модели работы скважины в однородном пласте с увеличенной эффективной сжимаемостью системы.

3. Алгоритм решения обратной задачи определения фильтрационных характеристик слоистого глинизированного коллектора с использованием данных нормальной эксплуатации скважины и результатов интерпретации ГИС. Его отличие от существующих подходов заключается в возможности определения средней проницаемости коллектора и глины без остановки скважины для проведения исследования.

4. Новый метод определения вертикального профиля проницаемости в скважинах путем комплексирования результатов обработки каротажных кривых с данными о средней проницаемости пласта (полученными при ГДИС) и с информацией о степени вертикальной неоднородности строения коллектора. Разработанный алгоритм позволяет рассчитать поле проницаемости, согласованное с данными нормальной эксплуатации скважин.

### **Защищаемые положения**

1. Зависимость для определения тензора эффективной проницаемости стохастически неоднородной анизотропной пористой среды в случае различных автоковариационных функций распределения данного параметра.

2. Решение задачи упругой фильтрации флюида в слоистых глинизированных пластах путем сведения двухмерной задачи фильтрации к сопряжению нескольких одномерных задач на общих границах пропластков.

3. Метод расчета фильтрационных характеристик слоистого глинизированного пласта с использованием данных работы скважин,

разрабатывающих такой пласт на неустановившемся и установившемся режимах.

4. Метод расчета куба проницаемости, основанный на совместном использовании и согласовании данных, полученных от различных источников информации: керновых исследований, данных ГИС, гидродинамических исследований, данных нормальной эксплуатации скважин.

### **Практическая значимость**

С помощью программной реализации разработанных алгоритмов производятся оперативные расчеты технологических характеристик добывающих и нагнетательных скважин, вскрывающих слоистые глинизированные пласты, прогнозируется динамика дебитов, забойных давлений. Созданные компьютерные программы имеют существенное преимущество в скорости вычислений перед аналогами, выполняющими расчеты на сеточных симуляторах, что позволяет их использовать для решения обратных задач разработки.

За счет совместного учета разнородных и разномасштабных данных: исследований и испытаний скважин, данных их нормальной эксплуатации, предлагаемые алгоритмы используются для определения вертикального профиля распределения проницаемости в пласте, вычисления эффективной проницаемости коллектора. Применение методики восстановления куба проницаемости позволило существенно сократить затраты на адаптацию гидродинамических моделей в рамках работы над проектами разработки месторождений ОАО «НК «Роснефть».

Алгоритм фильтрации нефтепромысловых замеров, основанный на использовании статистических методов обработки данных, внедрен в программный продукт «РН-Добыча» компании ОАО «НК «Роснефть» (подтверждено актом о внедрении рационалистического предложения) и

эффективно используется на стадии мониторинга, обработки, и утверждения промысловых замеров.

### **Апробация работы**

Результаты работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях и семинарах:

– XIII научно-практической конференции "Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа - Югры", Ханты-Мансийск, 15-19 ноября 2009 г.;

– III научно-практической конференции “Математическое моделирование и компьютерные технологии в разработке месторождений”, Уфа, 13-15 апреля 2010 г.;

– Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче “ROGC-2010”, Москва, 26-28 октября 2010 г.;

– IV научно-практической конференции “Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений, добычи и переработки нефти”, Уфа, 26-28 апреля 2011 г.;

– Геофизическом семинаре Института динамики геосфер, РАН №3/12 “Моделирование фильтрации в стохастически неоднородных средах”, Москва, 7 февраля 2012г.;

– V научно-практической конференции “Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений”, Уфа, 17-19 апреля 2012 г.;

– Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче “ROGC-2012”, Москва, 16-18 октября 2012 г.;

– VI научно-практической конференции “Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений”, Уфа, 23-26 апреля 2013 г.

## Публикации

По теме диссертации опубликовано 7 работах, из них 6 статей в изданиях, рекомендованных ВАК РФ, список которых приведен в конце автореферата.

## Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, приложения, заключения и списка использованной литературы из 84-х наименований. Общий объем диссертации составляет 128 страниц, на которых размещено 30 рисунков и 2 таблицы.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** к диссертации обоснована актуальность решаемой научной проблемы, сформулирована цель и задачи исследования, приведены результаты, выносимые на защиту, отмечена их научная новизна и практическая значимость, приведены сведения об апробации работы.

**В первой главе** представлен обзор развития геологического и гидродинамического моделирования, рассмотрены подходы к подготовке, обработке и использованию геолого-физических и промысловых данных для построения моделей залежи, методы расчета процесса вытеснения в пористой среде, основные уравнения, граничные условия, постановка основных задач моделирования, типы исходных данных.

**Во второй главе** рассматривается математическая постановка задачи определения тензора эффективной проницаемости стохастически неоднородной анизотропной пористой среды с характерным масштабом неоднородности много меньшим размера фильтрационной системы, разрабатывается численно-аналитический метод расчета данного параметра. В работе представлен обзор подходов к описанию основных характеристик случайных фильтрационных полей. Целью исследования является определение случайного поля давления  $p(\vec{r})$ , поля скорости фильтрации

$\bar{v}(\vec{r})$ , тензора эффективной проницаемости пористой среды  $k_{ij}$  в зависимости от параметров фильтрационных полей (моментов первого и второго порядка).

Рассматривается постановка задачи для случая однофазной фильтрации несжимаемого флюида с постоянной подвижностью. Капиллярные, гравитационные силы предполагаются малыми. Уравнение на давление (уравнение, описывающее однофазную установившуюся фильтрацию флюида в неоднородном по проницаемости пласте) при этих предложениях имеет вид:

$$\operatorname{div}(k(\vec{r}) \cdot \operatorname{grad}(p(\vec{r}))) = 0, \quad (1)$$

скорость фильтрации определяется согласно закону Дарси:

$$\bar{v}(\vec{r}) = -\frac{k(\vec{r})}{\mu} \operatorname{grad}(p(\vec{r})), \quad (2)$$

где  $\mu$  – вязкость фильтрующейся жидкости,  $\vec{r}$  – радиус вектор.

На внешней границе пласта  $\Gamma_e$  задается условие:

$$p|_{\Gamma_e} = \tilde{p}(\vec{r}). \quad (3)$$

Считается, что функция

$$\xi(\vec{r}) = \ln(k(\vec{r})) \quad (4)$$

образует однородное случайное поле.

Случайное поле  $\xi(\vec{r})$  представляется в виде:

$$\begin{aligned} \xi(\vec{r}) &= \xi^0(\vec{r}) + \hat{\xi}(\vec{r}), \\ \xi^0(\vec{r}) &= E[\xi(\vec{r})] = \text{const}, E[\hat{\xi}(\vec{r})] = 0, \end{aligned} \quad (5)$$

где  $\hat{\xi}(\vec{r})$  – флуктуация случайного поля проницаемости.

Для описания параметров распределения поля логарифма проницаемости используются следующие характеристики:

- среднее значение  $k_m = E[\xi(\vec{r})]$  (медианное значение распределения проницаемости);

- автоковариационная функция  $K_{\xi\xi}(\vec{r}) = E\left[\hat{\xi}(\vec{r}_1)\hat{\xi}(\vec{r}_1 - \vec{r})\right]$ .

При выполнении условий (3) - (5) считается, что всюду, за исключением области, примыкающей непосредственно к границе течения, гидродинамические элементы или их флуктуации образуют статистически однородные случайные поля. Полагается, что в области фильтрации постоянен градиент среднего давления или средняя скорость фильтрации. В случае малости масштаба неоднородности по сравнению с размером фильтрационной системы считается, что область фильтрации неограниченна.

В данной работе получено аналитическое решение задачи (1) – (3) для  $\bar{v}(\vec{r})$  и  $p(\vec{r})$ . Решение  $p(\vec{r})$  ищется в виде:

$$p(\vec{r}) = \sum_j p^j(\vec{r}). \quad (6)$$

Аналогично записывается скорость потока  $\bar{v}(\vec{r})$ :

$$v_i = \sum_j v_i^j. \quad (7)$$

Для определения тензора эффективной проницаемости  $k_{ij}$  используется спектральное представление однородных случайных полей в виде интеграла Фурье-Стилтьеса. Выражение для  $k_{ij}$  имеет вид:

$$k_{ij} = k_m \exp\left[\sigma_\xi^2 \left(\frac{1}{2} - \alpha_{mi}\alpha_{nj}g_{mn}\right)\right], \quad (8)$$

где

$$g_{mn} = \int_{-\infty}^{\infty} \frac{\lambda'_m \lambda'_n}{\lambda'^2 \sigma_\xi^2} \Phi_{\xi\xi}(\vec{\lambda}') d\vec{\lambda}', \quad (9)$$

$\Phi_{\xi\xi}(\vec{\lambda}')$  – спектральная плотность автоковариационной функции  $K_{\xi\xi}(\vec{r})$ ,  $\vec{\lambda}'$  – волновой вектор,  $\alpha_{ji} = \cos(x'_j, x_i)$ ,  $x'_i$  – исходная система координат,  $x_i, (x_1 \uparrow \uparrow \langle \bar{v} \rangle)$  – преобразованная,  $\langle \bar{v} \rangle$  – средняя скорость.

В работе рассматриваются различные автоковариационные функции: экспоненциальная, полиномиальная с экспонентой, Гауссова, сферическая, кубическая.

На Рис. 1, а) приведены графики зависимостей  $\frac{k_{11}}{k_{33}}$ ,  $\frac{k_{11}}{k_m}$  и  $\frac{k_{33}}{k_m}$  от  $\sigma^2$  для различных значений коэффициента  $\rho$  в случае экспоненциальной автокорреляционной функции ( $\rho = \frac{a_1}{a_3} = \frac{a_2}{a_3}$ ,  $a_i$  – радиусы корреляций вдоль направления  $x_i$ ). Как видно из графиков, уже при  $\frac{a_1}{a_3} = 20, (a_1 = 10, a_3 = 0,5), \sigma^2 = 1,9$  отношение  $\frac{k_{11}}{k_{33}} = 10$ .

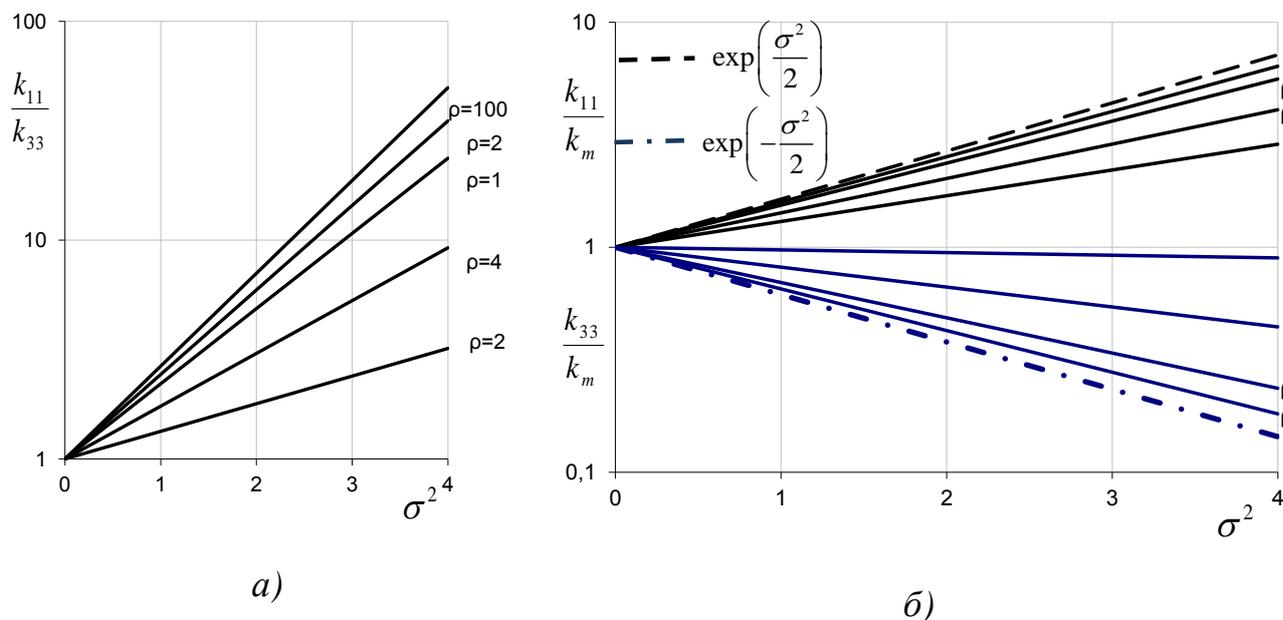


Рис. 1. Результаты расчета коэффициентов тензора эффективной

проницаемости  $a_1 = a_2 \neq a_3$  ( $a$  – зависимость  $\frac{k_{11}}{k_{33}}$  от  $\sigma^2$ ,

$\bar{b}$  – зависимость  $\frac{k_{11}}{k_m}$  и  $\frac{k_{33}}{k_m}$  от  $\sigma^2$ )

## **Выводы.**

Получено аналитическое выражение для расчета тензора эффективной проницаемости стохастически неоднородной анизотропной пористой среды в случае различных автоковариационных функций распределения проницаемости. Формулы используются для:

- сопоставления оценок проницаемости пласта, полученных из данных анализа керна и гидродинамических исследований скважин;
- расчета эффективной проницаемости пласта вдоль вертикального и горизонтального направлений и последующего использования результатов вычислений при создании гидродинамической модели месторождения.

**В третьей главе** разрабатывается модель фильтрации жидкости к скважине в слоистых пластах, состоящих из высокопроницаемых и низкопроницаемых интервалов различной мощности. Объясняются предпосылки разработки данной модели, актуальность ее применения для мониторинга эксплуатации месторождения.

Прежде чем приступить к выделению геофизическими методами (например, методом собственных потенциалов) продуктивных толщин, вскрываемых скважиной, рассчитываются нижние граничные значения показания приборов. Все интервалы пласта с показаниями приборов меньше граничных значений признаются непродуктивными. Сосредоточенные в них запасы углеводородов далее считаются неподвижными, неизвлекаемыми и, следовательно, не рассматриваются при дальнейшем геологическом и гидродинамическом моделировании фильтрации.

Данный подход к интерпретации геофизических исследований скважин (“коллектор – не коллектор”) не является универсальным. С развитием методов и технологий добычи углеводородов повышается рентабельность разработки низкопроницаемых пластов. Нижние граничные значения показаний геофизических приборов, применяемых для выделения коллектора, смещаются в область меньших значений, при этом сам подход к

выделению продуктивного пласта, геологическому и гидродинамическому моделированию коллектора в большинстве случаев остается прежним.

В работе используется поинтервальный подход к интерпретации результатов ГИС, основанный на выделении высокопроницаемых и низкопроницаемых пропластков. Высокопроницаемые интервалы определяют производительность скважины на установившемся режиме, низкопроницаемые – темп снижения дебита. Для прогнозирования добычных характеристик скважин рассматривается постановка задачи однофазной фильтрации несжимаемого флюида в слоистых пластах. Модель представляет собой набор высокопроницаемых слоев с различными фильтрационно-емкостными свойствами, переслаивающимися низкопроницаемыми глинами. Причем флюид фильтруется как в направлении скважины, так и из низкопроницаемых пластов в высокопроницаемые. В работе данная модель условно называется моделью “резкой послойной неоднородности” (см. Рис. 2).

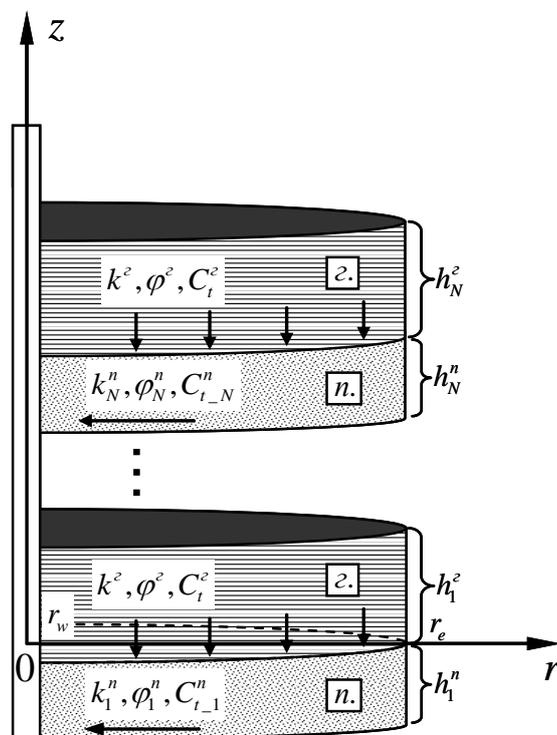


Рис. 2. Пример модели “резкой послойной неоднородности”

( $n$ . – песчаник,  $z$ . – глина)

Математическая постановка задачи следующая. Скважина вскрывает всю мощность пласта. В начальный момент давление в пропластках постоянно и равно  $p_0$ . В момент времени  $t_0$  скважина начинает работу с постоянным давлением на забое или постоянным дебитом. В предположении изотропности и однородности каждого из пропластков, а также в предположении упругого режима фильтрации (пренебрегая влиянием силы тяжести), задача расчета динамики дебита или забойного давления скважины сводится к решению системы уравнений пьезопроводности:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial p_i^n(r, z, t)}{\partial t} = \kappa_i^n \left( \frac{1}{r} \frac{\partial p_i^n(r, z, t)}{\partial r} + \frac{\partial^2 p_i^n(r, z, t)}{\partial r^2} + \frac{\partial^2 p_i^n(r, z, t)}{\partial z^2} \right) \\ \left( \begin{array}{l} r \in [r_w, r_e], z \in [-h_1^n, 0], i = 1 \\ z \in \left[ -h_1^n + \sum_{k=1}^{i-1} (h_k^n + h_k^z), \sum_{k=1}^{i-1} (h_{k+1}^n + h_k^z) \right], i = 2 \dots N \end{array} \right) \\ \frac{\partial p_i^z(r, z, t)}{\partial t} = \kappa^z \left( \frac{1}{r} \frac{\partial p_i^z(r, z, t)}{\partial r} + \frac{\partial^2 p_i^z(r, z, t)}{\partial r^2} + \frac{\partial^2 p_i^z(r, z, t)}{\partial z^2} \right) \\ \left( \begin{array}{l} r \in [r_w, r_e], z \in [0, h_1^z], i = 1 \\ z \in \left[ \sum_{k=1}^{i-1} (h_{k+1}^n + h_k^z), h_1^z + \sum_{k=1}^{i-1} (h_{k+1}^n + h_{k+1}^z) \right], i = 2 \dots N \end{array} \right) \end{array} \right. \quad (10)$$

где  $i$  – номер пропластка,  $N$  – количество каждого из слоев,  $\kappa_i^n$  – коэффициенты пьезопроводностей пропластков песчаника,  $\kappa^z$  – коэффициент пьезопроводности глины,  $p$  – давление,  $r, z$  – координаты,  $t$  – время,  $h_i^n, h_i^z$  – мощности пропластков песчаника и глин,  $r_w$  – радиус скважины,  $r_e$  – радиус контура питания (см. Рис. 2).

Условие присутствия межпластовых перетоков флюида формулируется в следующем виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} k_1^n \frac{\partial p_1^n}{\partial z} \Big|_{z=-0} = k^z \frac{\partial p_1^z}{\partial z} \Big|_{z=+0}, i = 1 \\ k_i^n \frac{\partial p_i^n}{\partial z} \Big|_{z=-0 + \sum_{k=1}^{i-1} (h_{k+1}^n + h_k^z)} = k^z \frac{\partial p_i^z}{\partial z} \Big|_{z=+0 + \sum_{k=1}^{i-1} (h_{k+1}^n + h_k^z)}, i = 2 \dots N \end{array} \right. \quad (11)$$

Граничные условия на скважине в случае поддержания постоянного дебита или постоянного забойного давления:

$$\left[ \begin{array}{l} \frac{2\pi}{\mu B} \left( r \sum_{i=1}^N k_i^n h_i^n \frac{\partial p_i^n}{\partial r} + r \sum_{i=1}^N k_i^s h_i^s \frac{\partial p_i^s}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_w} = q = const \\ p_i^n \Big|_{r=r_w} = p_i^s \Big|_{r=r_w} = p_{wf} = const, i = 1 \dots N \end{array} \right] \quad (12)$$

Для учета влияния объема ствола скважины в качестве граничных условий на скважине задается условие специального типа, которое описывает совместную работу пласта и скважины.

На границе пластов задаются условия поддержания постоянного давления (в случае наличия системы ППД) или условия отсутствия перетока жидкости (если речь идет об ограниченных линзах):

$$\left[ \begin{array}{l} p_i^n \Big|_{r=r_e} = p_i^s \Big|_{r=r_e} = p_e, i = 1 \dots N \\ \frac{\partial p_i^n}{\partial r} \Big|_{r=r_e} = \frac{\partial p_i^s}{\partial r} \Big|_{r=r_e} = 0, i = 1 \dots N \end{array} \right] \quad (13)$$

На верхней и нижней границах пласта задается условие отсутствия перетока:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial p_1^n}{\partial z} \Big|_{z=-h_1^n} = 0 \\ \frac{\partial p_N^s}{\partial z} \Big|_{z=h_1^s + \sum_{k=1}^{N-1} (h_z^{k+1} + h_n^{k+1})} = 0 \end{array} \right. \quad (14)$$

Решение задачи (10) – (14) предполагает использование численных методов. В работе получено аналитическое решение для практически важного случая, когда  $k_i^n h_i^n \gg k_i^s h_i^s, i = 1 \dots N$  и мощности высокопроницаемых пропластков малы по сравнению с мощностями глинистых перемычек  $h_i^n \ll h_i^s, i = 1 \dots N$ . Данные условия равносильны тому, что радиальная фильтрация в глинах отсутствует, а давления в

высокопроницаемых пропластках без существенной потери точности можно считать постоянным средним по мощности значением.

Моделирование работы скважины при условии выполнения вышеописанных допущений сводится к сопряжению одномерных задач на границах пропластков. В пространстве Лапласа для этого решается система из  $2N$  уравнений. Быстрота расчетов, которая обеспечивается за счет относительной простоты построенной модели, позволяет ее использовать для решения обратных задач идентификации параметров пласта по данным динамики работы скважины.

Рассмотрим постановку обратной задачи определения параметров модели “высокой послойной неоднородности”. Имеются данные следующих временных рядов работы скважины: динамика дебита  $q(t)$ , динамика забойного давления  $p_{wf}(t)$ . Необходимо подобрать такие параметры  $(\bar{k}^n, k^c, p_e, s)$ , чтобы разность между расчетной и фактической динамиками дебитов была минимальна:

$$\Delta(\bar{k}^n, k^c, p_e, s) = \left\| q_{\text{факт}}(t) - q_{\text{расчет}}\left(\left[\bar{k}^n, k^c, p_e, s\right], t, p_{wf}(t)\right) \right\| \rightarrow \min. \quad (15)$$

Мощности пропластков  $h^n, h^c$  считаются известными их данных ГИС.

В постановке (15) задача идентификации параметров носит неустойчивый и неединственный характер. Для регуляризации решения данной задачи используется дополнительная промысловая информация:

- пластовое давления  $p_e$  определяется из данных исследований скважин в открытом стволе или с использованием карт изобар;
- данные установившегося режима используются для определения соотношения:

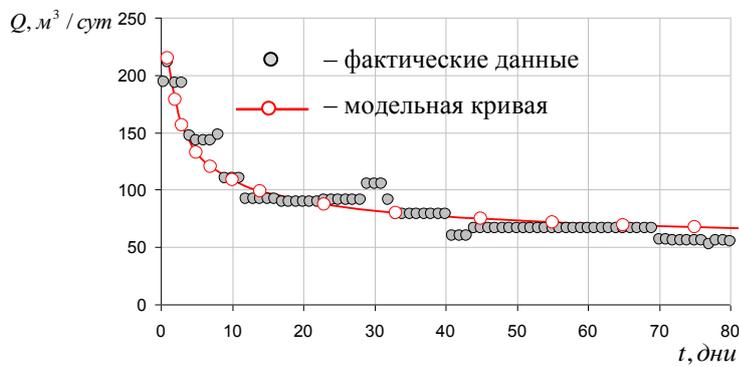
$$\frac{\bar{k}^n}{\ln(r_e / r_w) + s} = \frac{d \cdot q_{pss} \cdot \mu B}{h^n (p_{wf} - p_e)}, \quad (16)$$

где  $q_{pss}$  – дебит скважины на установившемся режиме,  $B$  – объемный коэффициент,  $d$  – безразмерный коэффициент,  $s$  – скин-фактор.

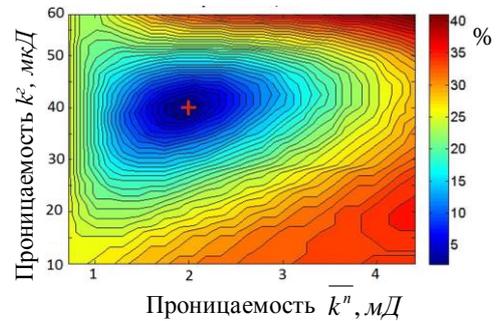
Таким образом, поиск четырех параметров  $(\bar{k}^n, k^z, p_e, s)$  сводится к идентификации двух независимых:  $\bar{k}^n$  и  $k^z$ :

$$\Delta(\bar{k}^n, k^z) = \left\| q_{\text{факт}}(t) - q_{\text{расчет}}(\bar{k}^n, k^z, t, p_{wf}(t)) \right\| \rightarrow \min. \quad (17)$$

Для однозначного определения каждого из этих параметров в работе используется графический метод оценки устойчивости результата идентификации неизвестных характеристик, основанный на построении карты невязки (см. Рис. 3).



а)



б)

Рис. 3. Пример определения эффективных параметров слоистого глинизированного коллектора (а – адаптация динамики работы скважины,

б – карта невязки  $\Delta(\bar{k}^n, k^z)$ )

## **Выводы.**

Найдено аналитическое решение задачи упругой фильтрации флюида в слоистых глинизированных пластах путем сведения двухмерной задачи фильтрации к сопряжению нескольких одномерных задач на общих границах пропластков. Программная реализация модели используется при планировании добычных характеристик скважин, разрабатывающих пласты подобного строения, решении обратной задачи идентификации параметров пласта по данным эксплуатации скважин и результатам ГИС. Предложен метод определения эффективных параметров слоистого глинизированного пласта с использованием данных нормальной эксплуатации скважин.

**В четвертой главе** рассматривается метод определения вертикального профиля проницаемости в скважинах путем комплексирования результатов обработки каротажных кривых с данными о средней проницаемости пласта (полученными при гидродинамическом исследовании скважин) и с информацией о степени вертикальной неоднородности (извлеченной из анализа выборок керна или динамики вытеснения нефти).

Традиционно, создание гидродинамической модели пласта происходит в два этапа. На первом этапе осуществляется инициализация модели, т.е. насыщение ячеек гидродинамической сетки начальными значениями параметров пласта и флюидов (пористости, насыщенности, проницаемости и т.д.). На втором этапе происходит адаптация модели, в ходе которой заданные пространственные распределения (поля) параметров корректируются так, чтобы результаты расчетов соответствовали реальным историческим данным.

Число корректируемых параметров обычно так велико, что адаптация становится весьма трудоемкой задачей с неустойчивым решением. Для увеличения скорости и обеспечения устойчивости результатов адаптации гидродинамической модели необходимо выполнение следующих условий:

- первое приближение к пространственному распределению параметров пласта, получаемое на этапе инициализации модели, должно быть как можно ближе к истинному распределению;
- число параметров, варьируемых при адаптации модели должно быть как можно меньше.

Как показывает опыт, при адаптации гидродинамической модели наибольшие трудности и неопределенности оказываются связанными с определением поля проницаемости. Существенное облегчение этой процедуры может быть достигнуто, если на этапе инициализации гидродинамической модели учесть все имеющиеся исторические данные о динамике вытеснения нефти из пласта, а для коррекции значений проницаемости использовать разработанный в данной работе алгоритм.

Постановка задачи определения профиля проницаемости следующая. Пусть некоторая скважина вырабатывает пласт с эффективной мощностью  $H$ , состоящий из  $N$  интервалов (пропластков, слоев),  $h_i$ ,  $k_i$  – толщина и абсолютная проницаемость  $i$ -го интервала,  $k_{gi}$  – оценка абсолютной проницаемости  $i$ -го пропластка, полученная из интерпретации данных ГИС ( $i = 1 \dots N$ ).

Оценки  $k_{gi}$  могут значительно отличаться от истинных значений абсолютной проницаемости  $k_i$ . Поэтому прямое использование  $k_{gi}$  может привести к большим погрешностям при расчете двух важнейших показателей: продуктивности скважины и вертикальной неоднородности пласта по проницаемости (во многом определяющей эффективность вытеснения нефти водой или газом). Эти два показателя связаны с параметрами функции распределения проницаемости:

- математическим ожиданием  $\bar{k}$ ;
- и среднеквадратичным (стандартным) отклонением  $\sigma$ .

Для описания различия в проницаемостях пропластков используется функция распределения  $F(k)$  с плотностью распределения вероятностей  $f(k)$ .

Задача определения вертикального распределения проницаемости в скважине с учетом данных ГИС, а также информации о средней по мощности пласта проницаемости  $\bar{k}$  и среднеквадратичном отклонении  $\sigma$  формулируется в следующем виде:

найти функциональную связь

$$k = \lambda(k_g), \quad (18)$$

преобразующую массив данных  $\{k_{gi}\}$  в массив данных  $\{k_i\}$ , распределенных по заданному закону распределения  $F(k)$  с известными значениями параметров  $\bar{k}$  и  $\sigma$ .

Предполагая, что искомая функция (18) монотонна, данная задача решается с помощью инструмента математической статистики – квантиль-квантильного преобразования. Значения  $k_i$  вычисляются по формуле:

$$k_i = \frac{\int_{k_{pi-1}}^{k_{pi}} k \cdot f(k) dk}{\int_{k_{pi-1}}^{k_{pi}} f(k) dk} = \frac{H}{h_i} \int_{k_{pi-1}}^{k_{pi}} k \cdot f(k) dk, i = 1 \dots N, \quad (19)$$

где  $k_p$  – квантиль функции  $F(k)$ , соответствующий вероятности  $p$ .

Среднее значение функции распределения проницаемости пласта определяется из данных гидродинамических исследований скважины или из данных работы новой скважины на неустановившемся и установившемся режимах. Информация о степени вертикальной неоднородности пласта извлекается из данных анализа выборок керна или динамики вытеснения нефти путем адаптации характеристик вытеснения, рассчитанных аналитически в рамках модели послойно неоднородного пласта с заданным

среднеквадратичным отклонением, к реально наблюдаемым данным. Второй метод в работе рассмотрен более подробно.

Вид характеристики вытеснения нефти водой из послойно неоднородного пласта существенно зависит от величины перетоков жидкости между слоями. Наиболее полные аналитические исследования процессов вытеснения нефти из послойно неоднородного пласта в двух предельных случаях (с “мгновенными” перетоками и без перетоков) описаны в работах Стайлса, Дайкстры-Парсонса, Эль-Хатиба. Результаты исследований авторов используются для решения обратной задачи определения среднеквадратичного отклонения распределения проницаемости по данным динамики обводнения скважины. Приведенные уравнения позволяют получить функциональную связь между текущей обводненностью продукции  $f_w$  и долей отбора от подвижных запасов  $N_{pa}$  при заданных значениях соотношения подвижностей  $M$  и коэффициента неоднородности вертикального распределения проницаемости Дайкстры-Парсонса  $V_{DP}$ :

$$f_w = f_w(N_{pa}, M, V_{DP}), \quad (20)$$

где  $M = \frac{k_w \mu_o}{\mu_w k_o}$  – соотношение подвижностей рабочего агента (воды) и

вытесняемой нефти, определяются экспериментально,  $k_w$  и  $k_o$  – проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности и нефти при начальной водонасыщенности;  $\mu_w$  и  $\mu_o$  – вязкость воды и нефти,

$N_{pa} = \frac{N_p}{E_m \cdot N}$  – доля извлеченных подвижных запасов,  $N$  – начальные геологические запасы нефти;

$N_p$  – накопленная добыча нефти;

$E_m$  – коэффициент вытеснения нефти водой,  $V_{DP}$  – коэффициент Дайкстры-

Парсонса, который определяется по формуле:

$$V_{DP} = \frac{k_m - k_{0,16}}{k_m}, \quad (21)$$

$k_{0,16}$  – квантиль функции  $F(k)$ , соответствующий вероятности 0,16,  $k_m$  – медианное значение проницаемости. Для логнормального распределения проницаемости коэффициент Дайкстры-Парсонса  $V_{DP}$  связан соответствующим соотношением с параметрами функции распределения проницаемости в пласте: математическим ожиданием  $\bar{k}$  и среднеквадратичным отклонением  $\sigma$ .

Пусть  $f_{w\_факт}(N_{pa})$  фактическая характеристика вытеснения, построенная по данным обводнения отдельных скважин или групп скважин. Тогда первоначальная оценка коэффициента  $V_{DP}$ , а, следовательно, и среднеквадратичное отклонение  $\sigma$ , вычисляются путем минимизации невязки

$$\Delta(V_{DP}) = \left\| f_{w\_факт}(N_{pa}) - f_{w\_расчет}(N_{pa}, M, [V_{DP}]) \right\| \rightarrow \min. \quad (22)$$

Таким образом, определение первоначального значения  $V_{DP}$  осуществляется до начала расчетов на сеточной гидродинамической модели.

Как показал результат численного эксперимента, решение этой задачи чувствительно к малым изменениям исходных данных – флуктуациям. С целью регуляризации решения обратной задачи разработан помехоустойчивый алгоритм, работа которого состоит из двух этапов.

На первом этапе происходит фильтрация промысловых замеров обводненности: “отбраковка” неподставительных замеров и вычисление тренда динамики обводнения скважины  $\overline{f_w}$ .

На втором этапе минимизируется невязка (22). В качестве фактической характеристики вытеснения используется трендовая динамика  $\overline{f_w}$ , определенная на предыдущем этапе.

Фильтрация замеров обводненности скважинной продукции основана на использовании статистических методов обработки данных. Алгоритм итерационный и работает в рамках следующей постановки задачи. Пусть

$f_w(t_n)$  – замеры обводненности скважины;  $t_n, t_1 \leq t_2 \dots \leq t_n, (n=1 \dots N)$  – даты замеров;  $\overline{f_w}(t_n)$  – тренд динамики обводнения скважины. Путь  $\Delta t$  – заданный временной интервал;  $\alpha$  – заданная доверительная вероятность, соответствующая доверительному интервалу  $\Delta_{n,\alpha}, (n=1 \dots N)$  для величины  $f_w(t_n), f_w(t_{N+1})$  – анализируемый замер. Необходимо:

- определить доверительный интервал  $\Delta_{N+1,\alpha} = [\Delta_1; \Delta_2]$  для величин  $f_w(t_{N+1})$  такой, чтобы рассчитанная вероятность удовлетворяла условию  $p(\overline{f_w}(t_N) + \Delta_1 \leq f_w(t_{N+1}) \leq \overline{f_w}(t_N) + \Delta_2) = \alpha$ ;
- определить трендовое значение динамики обводнения скважины  $\overline{f_w}(t_{N+1})$ .

В работе показано, что флуктуацию обводненности  $\hat{f}_w(t_n) = f_w(t_n) - \overline{f_w}(t_n), n=1 \dots N$  при больших  $N$  можно считать случайной величиной с функцией распределения вероятностей  $G(\hat{f}_w)$  и плотностью вероятностей  $g(\hat{f}_w)$ . Параметры и тип функции распределения определяются по фактическим данным замеров. Полученная зависимость  $G(\hat{f}_w)$  используется для вычисления доверительных интервалов  $\Delta_{N+1,\alpha}$  и тренда динамики обводнения скважины  $\overline{f_w}(t_{N+1})$ .

На Рис. 4 и Рис. 5 приведены результаты адаптации данных обводненности аналитической зависимостью для группы скважин рассматриваемого участка месторождения. В первом случае были адаптированы исходные промысловые данные обводненности. Данному примеру соответствует расчетный коэффициент неоднородности по проницаемости  $V_{DP} = 0,86$  (см. Рис. 4, а и Рис. 5, а). Во втором примере были адаптированы предварительно обработанные с помощью разработанного алгоритма данные обводненности. Минимуму невязки  $\Delta(V_{DP})$  соответствует

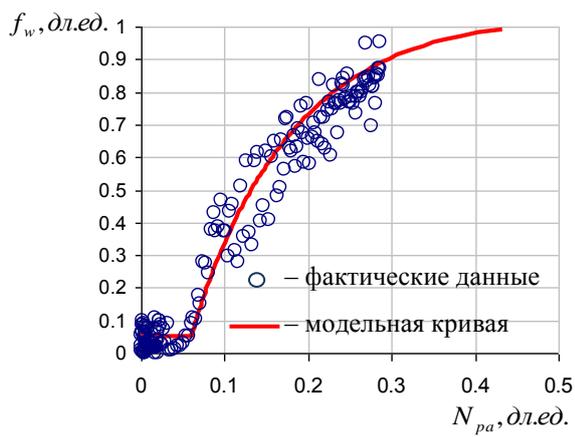
коэффициент неоднородности  $V_{DP} = 0,81$  (см. Рис. 4, б и Рис. 5, б), что хорошо согласуется с результатами анализа керна по данному участку ( $V_{DP} = 0,80$ ).

В результате совместного применения помехоустойчивого алгоритма определения коэффициента неоднородности вертикального распределения проницаемости и метода восстановления профиля проницаемости получено достаточно точное физически содержательное начальное приближение поля проницаемости в сеточной трехмерной гидродинамической модели одного из месторождений ОАО «НК «Роснефть» Окончательная адаптация гидродинамической модели существенно облегчилась (см. Рис. 6). В настоящее время алгоритм фильтрации и анализа замеров обводненности скважинной продукции внедрен в программные продукты компании ОАО «НК «Роснефть».

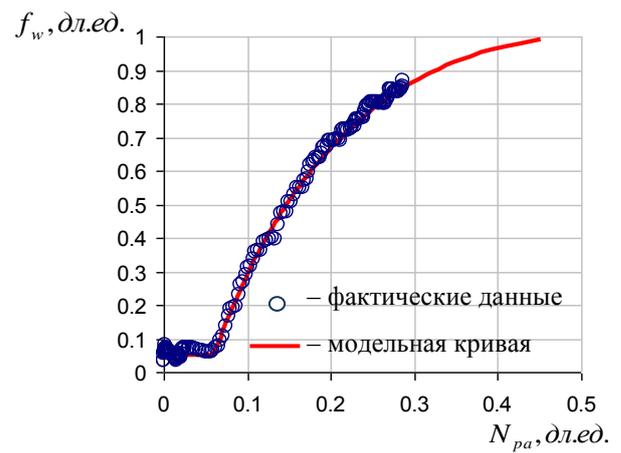
#### **Выводы.**

Разработан метод определения вертикального профиля проницаемости в скважинах путем комплексирования результатов обработки каротажных кривых с данными о средней проницаемости пласта (полученными при гидродинамическом исследовании скважин) и с информацией о степени вертикальной неоднородности пласта. Данный подход позволяет параметризовать задачу определения профиля вертикального распределения проницаемости, что существенно облегчает процедуры инициализации и адаптации гидродинамической модели.

Предложен помехоустойчивый алгоритм определения коэффициента неоднородности вертикального распределения проницаемости в пласте с использованием данных о динамике обводнения скважин.



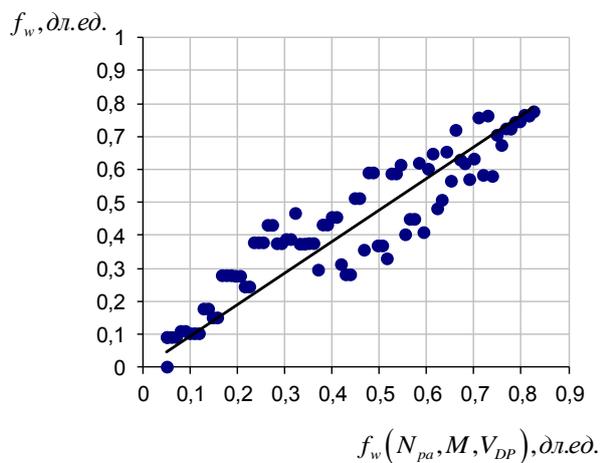
а)



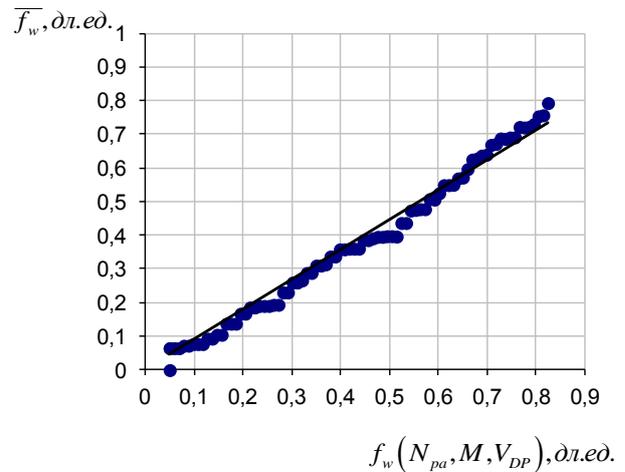
б)

Рис. 4. Пример определения коэффициента неоднородности пласта  
(а – модельная динамика обводнения – фактические данные,  $V_{DP} = 0,86$ ;

б – модельная динамика обводнения – тренд,  $V_{DP} = 0,81$ )



а)



б)

Рис. 5. Примеры кросс-плотов обводненности

(а – модельная динамика обводнения – фактические данные  $R^2 = 0,83$ ,

б – модельная динамика обводнения – тренд  $R^2 = 0,99$ )

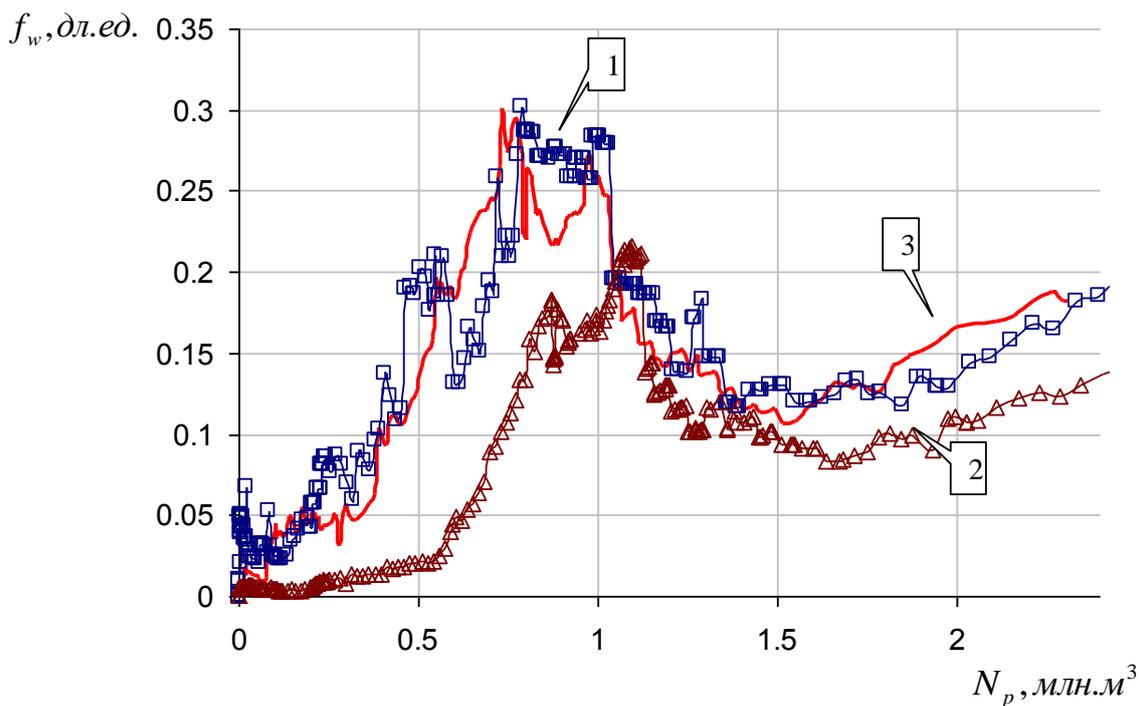


Рис. 6. Результаты расчетов гидродинамической модели  
(1 – промышленные данные, 2 – расчеты по исходной модели,  
3 – расчеты по скорректированной модели)

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

1. Получено аналитическое выражение для расчета тензора эффективной проницаемости стохастически неоднородной анизотропной пористой среды в случае различных автоковариационных функций распределения проницаемости.

2. Найдено аналитическое решение задачи упругой фильтрации флюида в слоистых глинизированных пластах.

3. Предложен метод определения фильтрационных характеристик слоистого глинизированного коллектора с использованием разработанной модели и данных нормальной эксплуатации скважины.

4. Разработан метод восстановления куба проницаемости, основанный на совместном использовании и согласовании данных, полученных из различных источников информации.

5. Предложен метод определения коэффициента вертикального распределения проницаемости в пласте с использованием данных о динамике обводнения добывающих скважин.

6. Разработанные алгоритмы реализованы в виде прикладных программ, которые используются и внедрены в программные комплексы Компании ОАО “НК “Роснефть”.

## **СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

1. **Хасанов М.М., Торопов К.В., Лубнин А.А.** Определение профиля вертикального распределения проницаемости с учетом данных эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №8. – С. 26-31.

2. **Хасанов М.М., Торопов К.В., Лубнин А.А.** Алгоритмы определения профиля вертикального распределения проницаемости в скважине // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №11. – С. 10-14.

3. **Асмандияров Р.Н., Кладов А.Е., Лубнин А.А., Юдин Е.В., Щербакова З.Г.** Автоматизация анализа нефтепромысловых замеров // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №6. – С. 58-61.

4. **Юдин Е.В., Лубнин А.А., Тимонов А.В., Малахов Р.А., Краснов В.А.** Методика планирования добычи в условиях геологической неопределенности // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №8. – С. 118-121.

5. **Юдин Е.В., Лубнин А.А., Тимонов А.В., Юлмухаметов Д.Р., Судеев И.В.** Подход к планированию добычных характеристик новых скважин в низкопроницаем пласте // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №11. – С. 25-29.

6. **Юдин Е.В., Лубнин А.А., Краснов В.А., Мусабилов Т.Р., Хасанов М.М.** Дифференциальный подход к определению продуктивных характеристик расчлененного пласта // SPE 161969. – 2012.

7. **Лубнин А.А., Юдин Е.В., Щутский Г.А.** Инженерный подход к решению задач заводнения // Научно-технический вестник ОАО “НК “Роснефть”. – 2013. – №1. – С. 14-18.

**Лубнин Александр Алексеевич**  
**Численно-аналитическое моделирование фильтрации в**  
**стохастически неоднородной пористой среде**

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени

кандидата физико-математических наук