

На правах рукописи

ПЕЧЁРИН ТИМОФЕЙ НИКОЛАЕВИЧ

**АНАЛИЗ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПОТОКОВ ПРИ ЗАКОЛОННЫХ
ПЕРЕТОКАХ ЖИДКОСТИ**

Специальность 01.02.05 – Механика жидкости, газа и плазмы

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2010

Работа выполнена в Тюменском государственном университете

Научный руководитель: доктор физико-математических наук, профессор
Федоров Константин Михайлович

Официальные оппоненты: доктор физико-математических наук,
профессор

Татосов Алексей Викторович

кандидат технических наук

Садовников Роман Валерьевич

Ведущая организация: ГАНУ "Институт нефтегазовых технологий и
новых материалов" Академии Наук РБ

Защита состоится “26” ноября 2010 г в 14 ч. 00 мин. на заседании диссертационного совета ДМ212.274.09 при Тюменском государственном университете по адресу 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская 15а.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского государственного университета по адресу: 625003, г. Тюмень, ул. Семакова, 18.

Автореферат разослан “ ” октября 2010 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,

кандидат физико-математических наук, доцент



Мусакаев Н.Г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Существуют три основные причины, вызывающие раннее обводнение продукции нефтедобывающих скважин. Это опережающее обводнение по высокопроницаемым каналам и пропласткам; нарушение герметичности цементного камня скважин и, как следствие, притоки из неперфорированных пластов; образование конусов подошвенных вод в монолитных залежах.

Актуальной задачей является своевременная диагностика притоков воды из неперфорированных пластов (заколонных перетоков). Применение используемых для этой цели инструментальных методов, является затратным мероприятием, связанным с остановкой работы добывающих скважин и использованием специальной аппаратуры. Однако даже инструментальные методы часто не позволяют получить количественные характеристики притоков, а, следовательно, выбрать наиболее целесообразные технологии для их ликвидации и прогнозировать эффективность решения проблемы.

Одним из актуальных направлений решения поставленной проблемы является разработка методик на основе анализа промысловых данных о дебите скважины, ее обводненности и забойного давления. В отечественной и зарубежной литературе такие методики, как правило, направлены на исследование причин «естественного» обводнения продукции, связанных с подходом закачиваемой или законтурной воды. В работе предлагается исследовать возможности таких методов анализа для выделения причины обводнения скважин, связанной с заколонными перетоками жидкости или прорывом воды по нарушениям герметичности цементного кольца скважины.

Получаемая при таком виде анализа информация имеет косвенный характер и не является достаточной для окончательной диагностики, однако эти данные могут определить характер и масштаб проблемы заколонных перетоков на конкретном месторождении. Отметим, что такого рода анализ промысловых данных не требует остановки скважин и не связан с потерями

добычи, т.е. является достаточно дешевым инструментом предварительного анализа.

Цель работы. Анализ возможностей методов графической обработки промышленной информации для выявления перетока воды через негерметичности цементного кольца скважины в интервал перфорации. Создание математической модели процесса формирования заколонных перетоков за счет химического растворения компонентов цементного камня и разработка на ее основе нового диагностического метода анализа промышленной информации.

Научная новизна состоит в следующем:

1. На сформированных выборках скважин показаны преимущества использования безразмерных координат для анализа характеристик заводнения.
2. Создана математическая модель процесса образования заколонных перетоков в результате взаимодействия цементного камня с химически активными компонентами пластовой воды и изучен его механизм.
3. Введена характеристика притока воды из неперфорированных пластов (фактор заколонных перетоков), позволяющая количественно анализировать значение притока в общем потоке добываемой из скважины продукции.
4. Разработана методика обработки промышленных данных по зависимости обводненности от времени для выявления заколонного перетока воды.

Научная и практическая ценность. Установлен механизм и создана математическая модель процесса формирования заколонных перетоков за счет химического растворения цементного камня. Разработана методика выявления заколонных перетоков по промышленным данным дебита и обводненности скважин в зависимости от времени. Предлагаемая методика диагностики заколонных перетоков реализована в программном пакете

«Анализатор МЭРов» ГП ХМАО НАЦ РН им. В.И. Шпильмана и использовалась при геолого-промысловом анализе разработки Западно-Ассомкинского и Руфь-Еганского месторождений, а также Энтельской площади Мамонтовского месторождения.

Достоверность результатов диссертационной работы обоснована использованием классических подходов к анализу процессов физико-химической и подземной гидродинамики, химических закономерностей взаимодействия цементного камня с агрессивными жидкостями, использованием основных принципов механики многофазных сред, а также практическим испытанием разработанной методики на промысловом материале реальных эксплуатационных скважин.

На защиту выносятся:

1. Математическая модель процесса формирования заколонных перетоков за счет взаимодействия цементного камня с химически активными компонентами пластовых вод.
2. Методика обработки промысловых данных для выявления скважин с притоком избыточной воды и их количественной оценки на основе определения фактора заколонных перетоков.

Апробация работы. Результаты и основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях и научных школах:

- IX и XI научно-практических конференциях «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО» (Ханты-Мансийск, 2005, 2007).
- IV школе-семинаре «Теплофизика, гидрогазодинамика и теплотехника» Тюменского государственного университета (Тюмень, 2007 г.)
- семинарах в ГП ХМАО НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, в ТФ ИТПМ СО РАН (2009-2010) и на физическом факультете Тюменского государственного университета.

Публикации. Основные результаты диссертации опубликованы в 4

работах, список которых приводится в конце автореферата, в том числе 2 статьи в журналах из перечня ВАК.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, и списка литературы. Работа изложена на 107 страницах, иллюстрирована 62 рисунками. Список литературы состоит из 51 наименования.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении отражена актуальность задач, рассмотренных в диссертационной работе, отмечена научная новизна, научная и практическая ценность, сформулирована цель и кратко изложена структура работы.

В первой главе представлен обзор основных причин обводнения продукции добывающих скважин, а также методологических подходов, используемых для их диагностики. Рассмотрен широкий спектр методик, основанных на инструментальных замерах, гидродинамических и геофизических исследованиях скважин, обработке показателей эксплуатации скважин.

Представлен обзор методов диагностики причин обводнения, основанных на обработке промысловых данных, таких как динамика добычи нефти и воды, обводненность, водонефтяной фактор. В числе рассмотренных методик описаны алгоритмы, предложенные Меркуловой-Гинзбургом, Ченом, Уолкоттом, Уотерлудом, Сирайтом, Новотным и др. Показано, что наименее изученным аспектом является выявление перетоков воды в перфорированный интервал скважины по негерметичностям цементной колонны. Намечено основное направление диссертационного исследования, а именно, разработка метода диагностики заколонных перетоков, основанного на обработке промысловых данных.

Во второй главе проводится сравнительный анализ эффективности методик диагностики причин обводнения, основанных на обработке

промысловых данных. Для этого была сделана выборка фактических данных по добыче нефти и жидкости по 25 скважинам. В этой выборке выделены четыре группы скважин, различающихся причинами обводнения продукции и техническим состоянием. Предварительная диагностика причин обводнения и технического состояния осуществлялась на основе данных промыслово-геофизических исследований (ПГИ). Полной гарантии принадлежности скважины к тому или иному типу обводнения данные ПГИ также не дают, однако представительная выборка скважин позволяет надежно формулировать выводы статистического характера.

Первая группа не имеет явно выраженных признаков непланового обводнения продукции. Считается, что на этих скважинах наблюдается обводнение продукции за счет прорыва закачиваемой воды по поровому коллектору. В эту группу входят девять скважин из эксплуатационного фонда Солкинского месторождения, пласт А₈ и Б₁ (№№ 940, 2035, 2039, 2049, 2062, 2063, 2070, 2071, 2019). Пласты представлены терригенными высокопроницаемыми коллекторами, согласно геофизических исследований они обладают достаточно однородной пористостью и проницаемостью.

Во второй группе скважин наблюдаются прорывы воды в условиях трещиновато-порового коллектора. В эту группу входит 9 скважин объекта Ю₂₋₄ Омбинского месторождения (№№ 2012, 2018, 2015, 2045, 2051, 2054, 2057, 2059, 2067). Как показали исследования кернового материала этого пласта, коллектор имеет порово-трещиноватое строение. Кроме того, трассерные исследования обнаружили наличие высокопроницаемых каналов трещинного типа между нагнетательными и добывающими скважинами.

Третья группа представлена 7 скважинами (№№ 914, 947, 2071, 2073, 2075, 2095, 931) Солкинского месторождения. Промыслово-геофизические исследования (барометрия, термометрия) этих скважин показали наличие заколонных перетоков из неперфорированных водоносных пластов, частичное сцепление цементного камня с обсадной колонной.

В четвертую группу входят десять нагнетательных скважин

Самотлорского месторождения. Для одной из этих скважин по результатам ПГИ установлено наличие заколонных перетоков (в дальнейшем перетоки были ликвидированы). Еще по двум скважинам Самотлорской площади заколонные перетоки не выявлены, однако их наличие предполагается. В отличие от предыдущих групп, по скважинам четвертой группы имеются в наличии не только динамики закачки, но и давлений на забое, что позволяет применить к их анализу методику Холла.

Показатели работы по выбранным скважинам значительно варьируются: дебит жидкости – от 12 до 145 т/сут, накопленная добыча нефти – от 5 до 318 тыс. т. Это обстоятельство позволяет считать представленную выборку достаточно представительной.

Для первых трех групп проводилась обработка показателей скважин по основным методикам промысловой диагностики причин обводнения, таким, как метод Чена, метод Меркуловой-Гинзбурга, Уолкотта и Уотерлуда. Кроме того, на основе геофизических и промысловых показателей скважины 171Р Руфь-Еганского месторождения проведена апробация методов Новотного и Сирайта. Наконец, на материале десяти нагнетательных скважин Самотлорского месторождения были продемонстрированы возможности метода графиков Холла по диагностике заколонных перетоков.

Хорошую согласованность результатов с фактическими данными показал только метод Холла, предназначенный для диагностики заколонных перетоков нагнетательных скважин. Методы Чена и Меркуловой-Гинзбурга показали низкую корреляцию с промысловыми данными, а методы Сирайта, Новотного, Уолкотта и Уотерлуда вообще не позволили получить результаты, согласующиеся с фактической информацией по скважинам генеральной выборки.

В целом, по результатам статистической обработки промысловых данных с использованием известных методик их автор пришел к следующим заключениям. В отличие от диагностических графиков Холла для выявления заколонной циркуляции воды в нагнетательных скважинах, интерпретация

причин обводнения продукции в добывающих скважинах не позволила получить однозначных результатов.

При обработке промысловых данных предпочтение необходимо отдавать методикам, использующим для интерпретации интегральные параметры добычи. Они позволяют «сгладить» систематические ошибки во временных зависимостях промысловых данных.

Применение ряда распространенных за рубежом методик (Чена, Уолкотта, Уотерлуда) для обработки промысловых данных осложняется необходимостью использования процедуры сглаживания динамики обводнения продукции. Ступенчатый характер этих зависимостей не позволяет напрямую проводить расчет производных.

Сопоставительный анализ применения различных методик показал, что, не смотря на возможность выделения некоторых групп скважин по причинам обводнения, сами причины ни одна методика не может идентифицировать с достаточной надежностью.

Исследования показали, что наиболее эффективными методами выявления скважин с заколонными перетоками являются традиционные графические алгоритмы характеристик заводнения Камбарова, Сипачева-Посевича, Медведского и др. Автор отдает предпочтение методу Медведского как имеющего более надежную теоретическую основу и оперирующего с безразмерными зависимостями. Если другие характеристики вытеснения представляют собой эмпирические и полуэмпирические зависимости, то общий вид функции Медведского получен в результате интегрирования решения задачи Баклея-Левверетта по объему.

Существует две разновидности методики Медведского для описания процесса обводнения при вытеснении нефти по пористому коллектору:

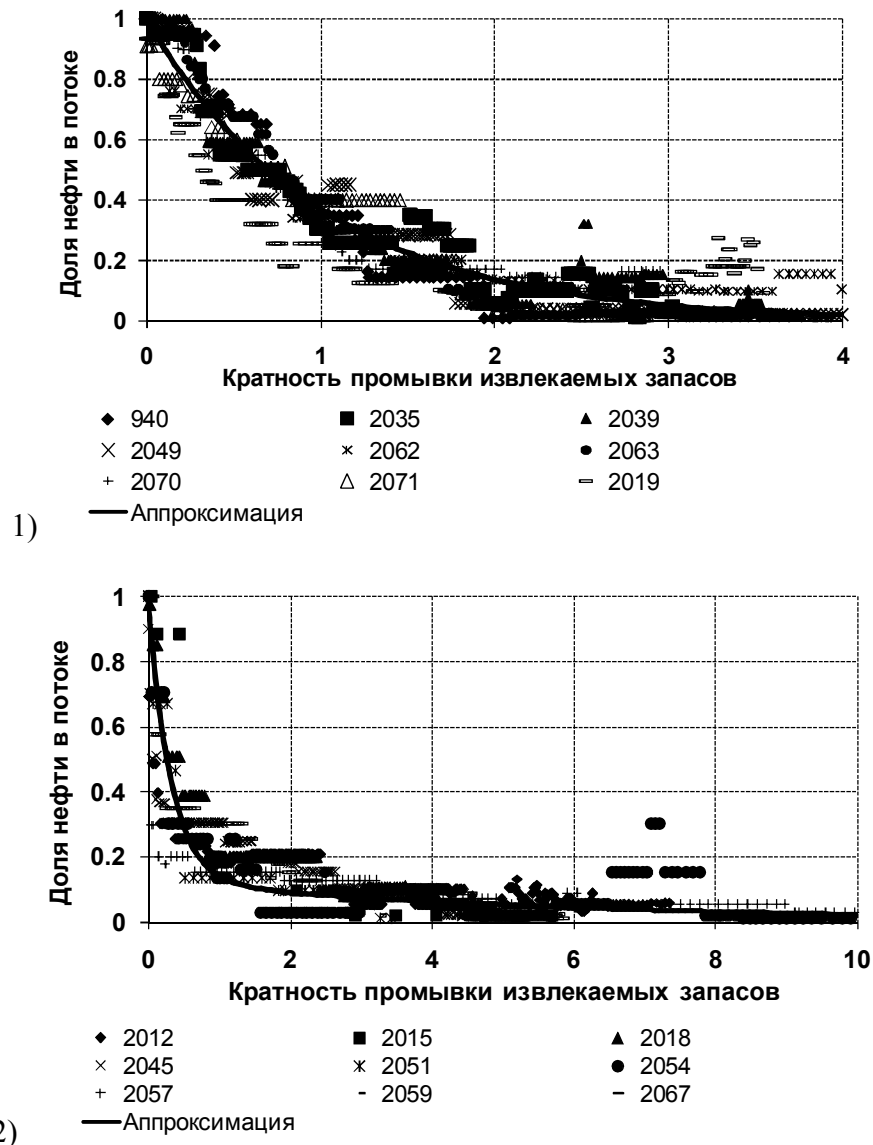
$$f = \frac{1}{\left(1 + \frac{T}{n}\right)^{n+1}} \quad (1)$$

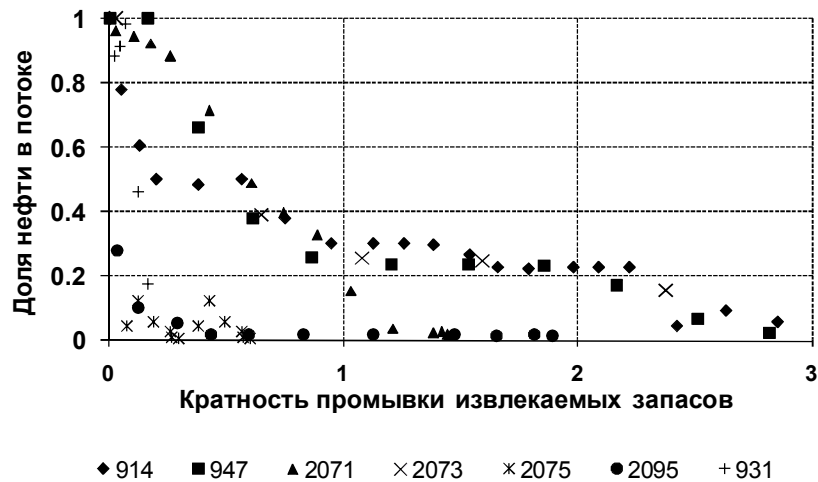
и прорыв закачиваемой воды по трещиновато-пористой среде:

$$f = a \exp\left(-\frac{a}{Q_1} T\right) + (1-a) \exp\left(-\frac{1-a}{1-Q_1} T\right) \quad (2)$$

Здесь f – доля нефти в потоке, а T – безразмерный объем добычи жидкости, приведенный к извлекаемым запасам нефти (кратность промывки извлекаемых запасов). Параметры n , a , Q_1 , а также величина потенциально извлекаемых запасов являются настраиваемыми параметрами.

На рис. 1 представлены результаты обработки показателей скважин генеральной выборки по методу Медведского. Показатели скважин первой и третьей групп аппроксимированы функцией (1), второй группы – функцией (2). Для третьей группы скважин выбрана аппроксимация первого вида, поскольку наличие высокопроницаемых каналов по ним не предполагается.





3)

Рис. 1. Показатели работы скважин генеральной выборки в координатах f, T при обводнении 1) за счет вытеснения нефти водой, 2) за счет прорыва нагнетаемой воды по высокопроницаемым каналам, 3) за счет заколонных перетоков.

Возможность описания одним трендом (с одинаковыми значениями подгоночных параметров) всех скважин одной залежи в безразмерных координатах, относящихся к первой и второй группам, является главным выводом данных, приведенных на рис.1. По скважинам третьей группы этих признаков не наблюдается, поскольку на обводнение оказывает влияние систематически действующий фактор, не учитываемый в функциональных зависимостях Медведского.

Таким образом, процесс обводнения скважин за счет заколонных перетоков оказывается математически более сложным для описания, чем прорыв закачиваемой и вытесняющей нефть воды к добывающим скважинам. Соответственно для адекватного описания обводнения скважин за счет заколонных перетоков недостаточно факторов, учитываемых функциональной зависимостью (1) в качестве настраиваемых параметров.

В этой связи обобщение зависимости (1), которое бы учитывало заколонные перетоки воды, должно опираться в той или иной мере на анализ механизма процесса. Для анализа этого механизма предлагается теоретическое исследование, базирующееся на математическом моделировании.

В третьей главе рассмотрены физические и химические процессы,

обуславливающие возникновение заколонных перетоков. К основным причинам формирования негерметичности цементного камня, через которую вода из неперфорированного пласта попадает в скважину, можно отнести механические повреждения (перфорация, резкие изменения депрессии, температурные перепады и т.п.) и химическое разрушение (воздействие активных реагентов – кислот, применяемых для обработки скважин и компонентов пластовых вод).

В дальнейшем рассматривается только химический механизм разрушения цементной колонны скважины. При химическом разрушении одной из главных причин являются химические реакции гидроксида кальция, составляющего от 25 до 30% от массы цементного камня. В результате его взаимодействия с химически активными компонентами, содержащимися в пластовой или закачиваемой воде (соляной кислотой, сульфатами, углекислым газом, магнием) образуются вещества, не имеющие кристаллической структуры, вымываемые пластовой водой. В результате в объеме цементного камня формируется проводящая среда.

В этом же разделе сформулированы основные допущения задачи о формировании каналов за счет фильтрации химически активных компонент через них. В рамках задачи рассматриваются два пласта, первый из которых содержит нефть и эксплуатируется добывающей скважиной. Второй пласт является водонасыщенным, добывающая скважина вскрывает его, но не перфорирует. В процессе взаимодействия пластовых вод и цементного камня, в последнем образуется проводящая среда. За счет разницы давлений между забоем скважины и проводящей средой цементного камня, а также между проводящей средой и водоносным пластом, происходит приток воды из неперфорированного пласта на забой скважины.

Потоки в нефтесодержащем и водосодержащем пластах приняты стационарными, осесимметричными и изотермическими. Движение химически активной компоненты в цементном камне принимается квазистационарным, плоскопараллельным, линейным и изотермическим.

Схема процесса представлена на рис. 2

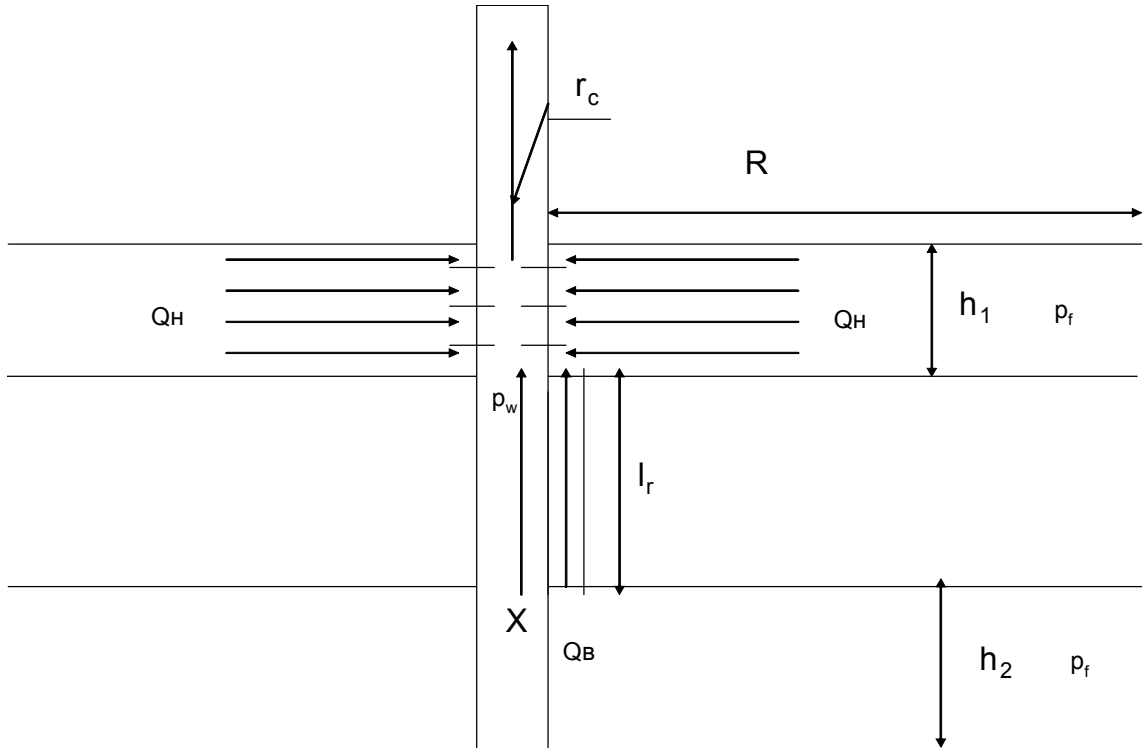


Рис. 2. Движение жидкости в скважину из продуктивной зоны, и заколонной системы трещин

Сформулирована математическая модель процесса, включающая в себя уравнения сохранения массы для цементного камня, пластовой нефти, пластовой воды и химически активной компоненты, законы движения (законы Дарси) для химически активной компоненты, нефти и воды:

$$\begin{cases}
 \frac{\partial \rho_l^0 C m^*}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} (m^* v_3 \rho_l^0 C) = -J \\
 \frac{\partial \rho_R^0 (1 - m^*)}{\partial t} = \begin{cases} -\aleph J & m^* < m_{\max} \\ 0 & m^* = m_{\max} \end{cases} \\
 \frac{\partial \rho_l^0 m^*}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} (m^* v \rho_l^0) = (1 + \aleph) J \\
 m^* v_3 = -\frac{k(m^*)}{\mu_2} \frac{\partial p_3}{\partial x}
 \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases}
 \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r v_i \rho_i) = 0 \\
 m_i v_i = -\frac{k_i}{\mu_i} \frac{\partial p_i}{\partial r} \\
 i = 1, 2
 \end{cases} \quad (4)$$

где ρ_l^0 , ρ_R^0 - соответственно, истинные плотности химически активной компоненты и цементного камня, ρ_1 , ρ_2 - истинные плотности нефти и воды; C - концентрация химически активной компоненты; m^* - пористость цементного камня в результате взаимодействия с химически активной

компонентой; v_1, v_2, v_3 – скорости движения пластовой нефти, воды и химически активной компоненты; $k(m)$ - проницаемость проводящей среды в цементном камне; k_1, k_2 – проницаемость нефтеносного и водоносного пластов; m_1, m_2 - пористость нефтеносного и водоносного пластов; μ_1 – вязкость нефти, μ_2 – вязкость воды; J и \aleph - скорость химической реакции и ее стехиометрический коэффициент.

Сформулированы начальные и граничные условия задачи, замыкающие соотношения:

$$\begin{cases} t = 0 & C = 0 & m^* = m_0 \\ t > 0 & x = 0 & C = C_0 \end{cases} \quad \begin{cases} x = l_r & p_3 = p_w \\ r = r_w & x = 0 & p_2 = p_3 & Q_2 = Q_3 \end{cases}$$

$$\begin{cases} r = r_w & p_1 = p_w & p_2 = p_3(0, t) \\ r = R & p_1 = p_{f1} & p_2 = p_{f2} \end{cases}$$

Решение задачи об одномерном течении жидкости через цементный камень сшивается с радиальными притоками жидкости из водонасыщенного и продуктивного пластов через граничные условия (равенство потоков, давлений и концентрации компонент). Поскольку приток нефти и воды к скважине осесимметричный и стационарный, он описывается классической формулой Дюпюи:

$$Q_1 = \frac{2\pi k_1 h_1}{\mu_1 b_1} \frac{p_{f1} - p_w}{\ln \frac{R}{r_w}} \quad Q_2 = \frac{2\pi k_2 h_2}{\mu_2 b_2} \frac{p_{f2} - p_3(0, t)}{\ln \frac{R}{r_w}}$$

здесь b_1, b_2 – объемные коэффициенты нефти и воды, h_1 и h_2 , соответственно, эффективные мощности нефтеносного и водоносного пластов, p_w – давление на забое скважины, p_{f1} и p_{f2} – пластовые давления нефтеносного и водоносного пластов, R и r_w – соответственно радиус контура питания и приведенный радиус скважины, $p_3(0, t)$ - давление на границе между забойной зоной и проводящей средой цементного камня.

Движение химически активной компоненты в проводящей среде цементного камня более сложное, поскольку должно учитывать неравномерность распределения проницаемости вдоль направления движения, а также ее изменение во времени. По результатам решения

уравнения пьезопроводности для проводящей среды цементного камня, в соответствии с законом Дарси, приток из каналов на забой скважины рассчитывается следующим образом:

$$Q_3 = -\frac{S}{\mu_2} \left(k(x,t) \frac{\partial p_3}{\partial x} \right) \Big|_{x=l_r} = \frac{(p_3(0,t) - p_w)}{S \int_0^{l_r} \frac{dx}{k(x,t)}}$$

где S - площадь поперечного сечения негерметичной части цементного камня.

Вводится величина *фактора заколонных перетоков (ФЗП)*, которая определяется как относительный прирост дебита жидкости в результате притока из заколонного пространства. В квазистационарном приближении (время реакции значительно меньше установления равновесного распределения давления в трещиноватой среде) можно выразить введенный фактор через характеристики пористой среды и фильтрующихся жидкостей:

$$F_{cl} = \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{\frac{\mu_1 b_1}{2\pi k_1 h_1} \ln \frac{R}{r_w}}{\frac{\mu_2}{S} \int_0^{l_r} \frac{dx}{k(x,t)} + \frac{\mu_2}{2\pi k_2 h_2} \ln \frac{R}{r_w}} = \frac{1}{\frac{\mu_2}{S} \frac{2\pi k_1 h_1}{\mu_1 b_1 \ln \frac{R}{r_w}} \int_0^{l_r} \frac{dx}{k(x,t)} + \frac{\mu_2}{\mu_1 b_1} \frac{k_1 h_1}{k_2 h_2}} \quad (3)$$

Для определения этой величины ключевой проблемой является расчет проницаемости проводящей среды цементного камня $k(x,t)$.

Для численного решения системы уравнений, описывающей процесс химической реакции активных компонентов пластовой воды с цементным камнем (3), была использована явная разностная схема первого порядка аппроксимации по времени и координате x

$$\begin{aligned}
n &= 0 \dots N \\
i = 0 \quad C_i^{n+1} &= C_0, \quad i = 1 \dots NX \quad C_i^{n+1} = C_i^n - \Delta t \left(\frac{C_i^n}{\tau} + \frac{Q_2^n}{m_0 S} \frac{C_i^n - C_{i-1}^n}{\Delta x} \right) \\
i = 0 \dots NX \quad m_i^{*n+1} &= m_i^{*n} + \Delta t \left(m_i^{*n} \frac{\rho_i^0}{\rho_R^0} \frac{C_i^{n+1}}{\tau} \right) \quad k_i^{n+1} = k_0 \left(\frac{m_i^{*n+1}}{m_0} \right)^a \\
Q_2^{n+1} &= \frac{P_{f2} - P_w}{\frac{\mu_2}{S} \sum_{i=0}^{NX} \frac{\Delta x}{k_i^{n+1}} + \frac{\mu_w}{2\pi k_2 h_2} \ln \frac{R}{r_w}} \\
Q_1^{n+1} &= \frac{2\pi k_1 h_1}{\mu_1 b_1} \frac{P_{f1} - P_w}{\ln \frac{R}{r_w}} \\
F_{CL}^{n+1} &= \frac{Q_2^{n+1}}{Q_1^{n+1}}
\end{aligned}$$

Рассмотрим пример численных расчетов для следующих параметров задачи: плотность цемента – 2500 кг/м³, доля реагирующего вещества – 70%, плотность воды – 1000 кг/м³, стехиометрический коэффициент реакции – 1, начальная концентрация химически активной компоненты – 0.01, начальная пористость каналов – 0.01, начальная проницаемость каналов – 1·10⁻³ мкм², коэффициент Казени-Кармана – 5, время реакции – 1 сут (86400 сек.), сечение каналов – 0.01 м², протяженность каналов – 25 м, проницаемость перфорированного пласта – 12.5·10⁻³ мкм², эффективная мощность перфорированного пласта – 10 м, соотношение проводимостей перфорированного и водоносного пласта – 1, вязкость нефти – 1.2 мПа·с, вязкость воды – 0.4 мПа·с, объемный коэффициент нефти – 1.2.

На рис. 3 представлено распределение концентрации активной компоненты в цементном камне и фактор заколонных перетоков в зависимости от времени.

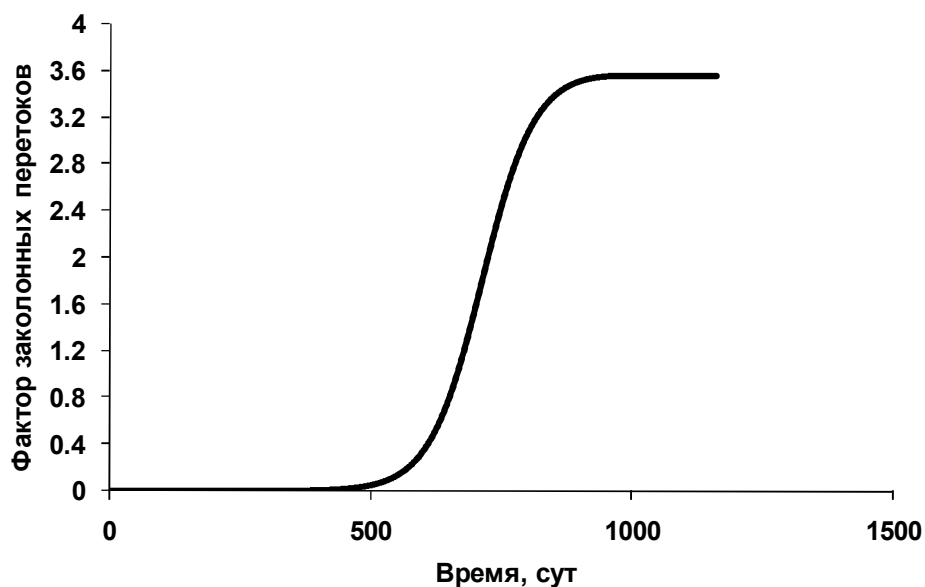
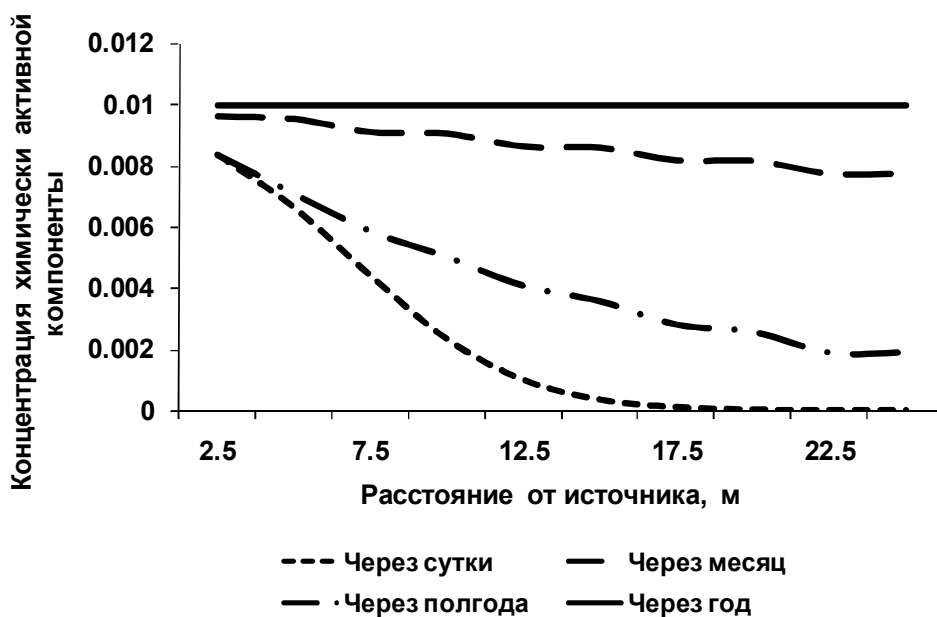


Рис. 3. Пример результатов решения задачи о формировании закоронных перетоков относительно: 1) концентрации химически активной компоненты 2) фактора закоронных перетоков

На основании анализа рис. 3.2 сделаны выводы о качественном характере поведения динамики фактора закоронных перетоков. Предложена максимально простая аппроксимация зависимости фактора закоронных перетоков от времени в виде функции:

$$F_{CL}(t) = F_{CL}^{\max} \begin{cases} \frac{1}{1 + c \left(\frac{t_0 - t}{t} \right)^{4.5}}; t < t_0 \\ 1; t \geq t_0 \end{cases} \quad (5)$$

Серия численных экспериментов с вариацией ряда исходных параметров (стехиометрического коэффициента, соотношения гидропроводностей пластов, расстояния между пластами, начальной концентрации) в достаточно широком диапазоне подтвердили качественное поведение динамики ФЗП и, соответственно, применимость функциональной зависимости (5) для ее аппроксимации.

На основе проведенных численных исследований была разработана методика обработки промысловых данных по добыче для скважин с заколонным перетоком жидкости. Предлагается следующий алгоритм обработки данных. Строится зависимость фактора заколонных перетоков (5), в которой вместо времени используется кратность промывки извлекаемых запасов T . Далее осуществляется переход от истинного значения T к преобразованному – T' , отделяя от суммарного объема добытой жидкости притоки по заколонному пространству.

$$T' = \int_0^x \frac{dT}{1 + F_{CL}(T)} \quad (6)$$

Преобразованное значение кратности промывки, таким образом, определяется процессом вытеснения нефти водой. Соответственно, в отсутствие заколонных перетоков доля нефти в потоке f' связана с этой величиной функциональной зависимостью, аналогичной (1):

$$f' = \frac{1}{\left(1 + \frac{T'}{n} \right)^{n+1}} \quad (7)$$

В результате притока по заколонному пространству доля нефти в потоке снижается в той же мере, в какой растет дебит жидкости, т.е. в $1 + F_{CL}(T)$ раз. Соответственно, расчетное значение доли нефти в потоке получается следующим образом:

$$f = \frac{f'}{1 + F_{CL}(T)} \quad (8)$$

Система формул (5)-(8) представляет собой зависимость доли нефти в потоке f от кратности промывки извлекаемых запасов T . Подобно зависимостям (1) и (2), она используется как средство математического описания кривых обводнения скважин, в данном случае – скважин, обводнившихся в результате заколонных перетоков. Настраиваемыми параметрами при использовании системы (5)-(8) являются константы c , T_0 и F_{CL}^{max} .

На рис.4 представлены результаты обработки промысловых данных по скважинам третьей группы (с установленными другими методами заколонными перетоками). Отметим, что ключевой настраиваемый параметр n в общей зависимости не изменился и совпадает с аналогичным значением для скважин 1 группы (скважины первой и третьей группы относятся к одному месторождению). Вариации были подвержены лишь параметры в аппроксимационной зависимости ФЗП.

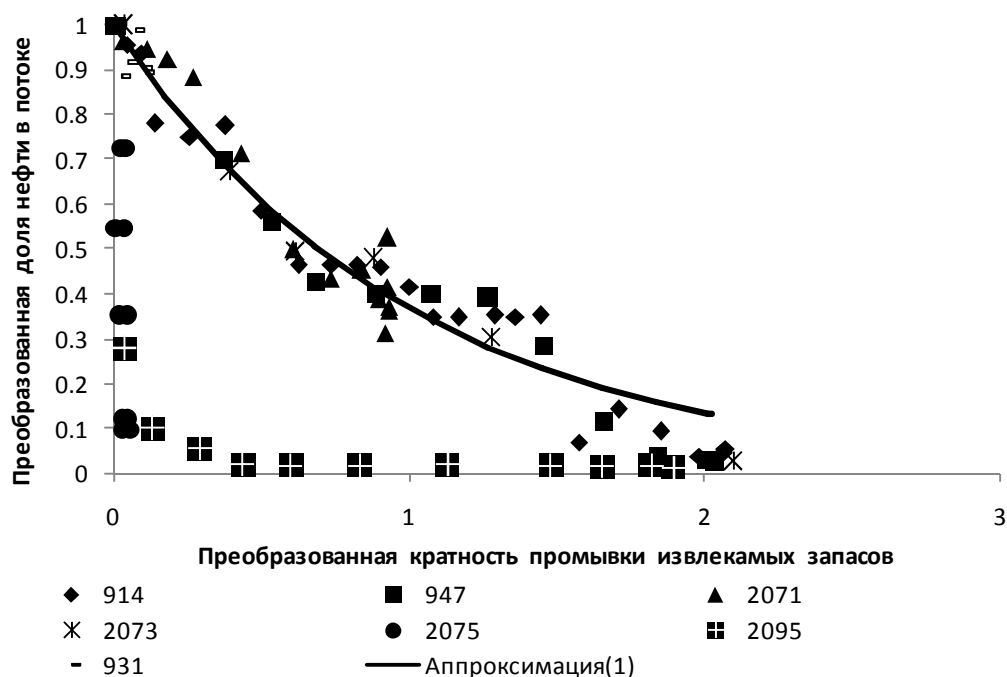


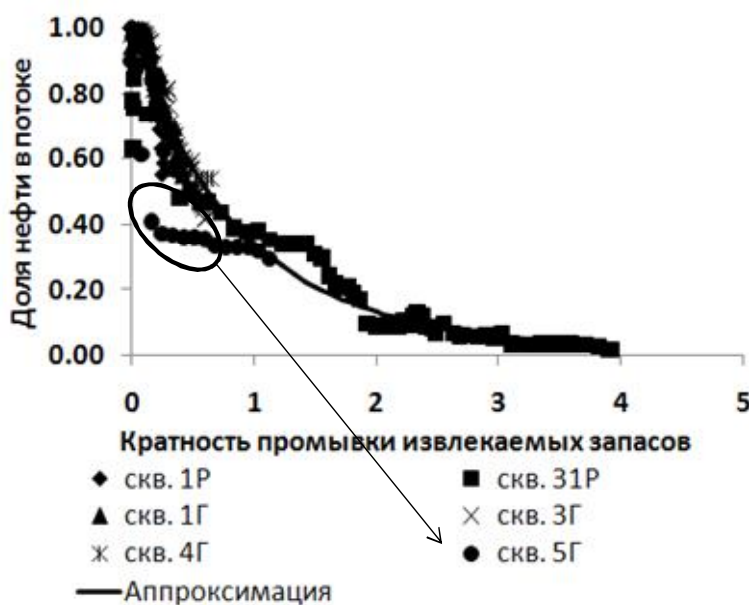
Рис. 4. Результаты аппроксимации кривых выработки запасов скважин третьей группы

Пять из семи обработанных зависимостей легли на общую линию

тренда, существенное отклонение наблюдается только по скважинам 2095 и 2075. По-видимому, заколонные перетоки по этим скважинам обусловлены не химическими, а механическими причинами (например, повреждение при перфорации) и, соответственно они не могут быть описаны в рамках представленной модели. В целом же представленные результаты подтвердили работоспособность предложенной методики.

Далее проведена апробация разработанной методики на скважинах трех эксплуатационных объектов. Первые два относятся к одной залежи одного пласта, но к разным лицензионным участкам, обработка этих объектов осуществлялась в рамках одного проектного документа. Третий объект удален от двух предыдущих как географически (относится к Вартовскому, а не к Сургутскому своду) так и в геологическом плане, поскольку относится к верхней юре, а не к неокомским отложениям. Результаты по нему представлены для демонстрации общности методологического подхода, развиваемого в работе, относительно геолого-географического фактора.

Результаты обработки кривых обводнения скважин всех трех объектов представлены на рис. 5.



1)

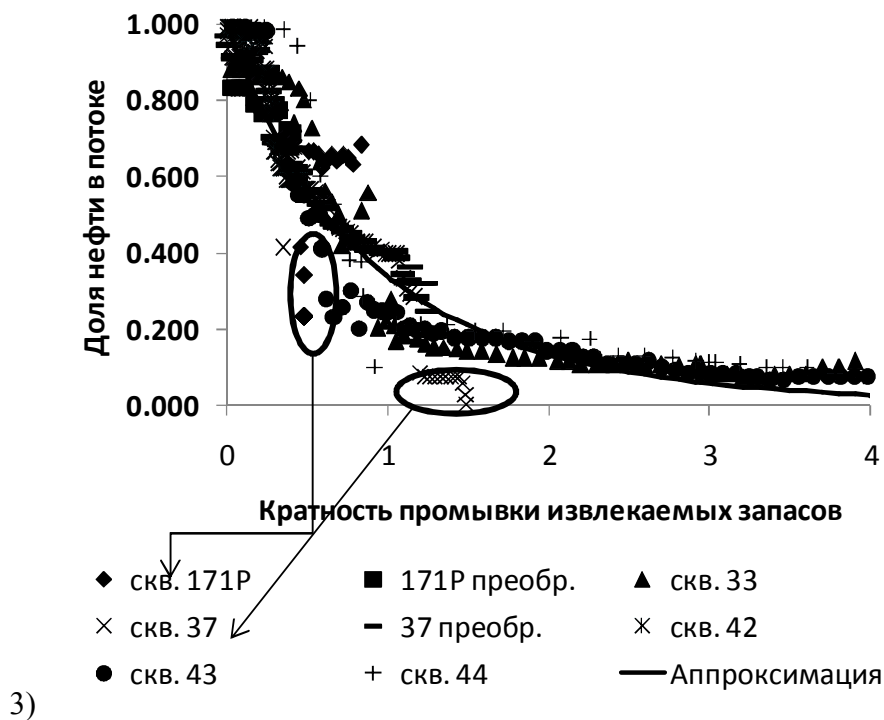
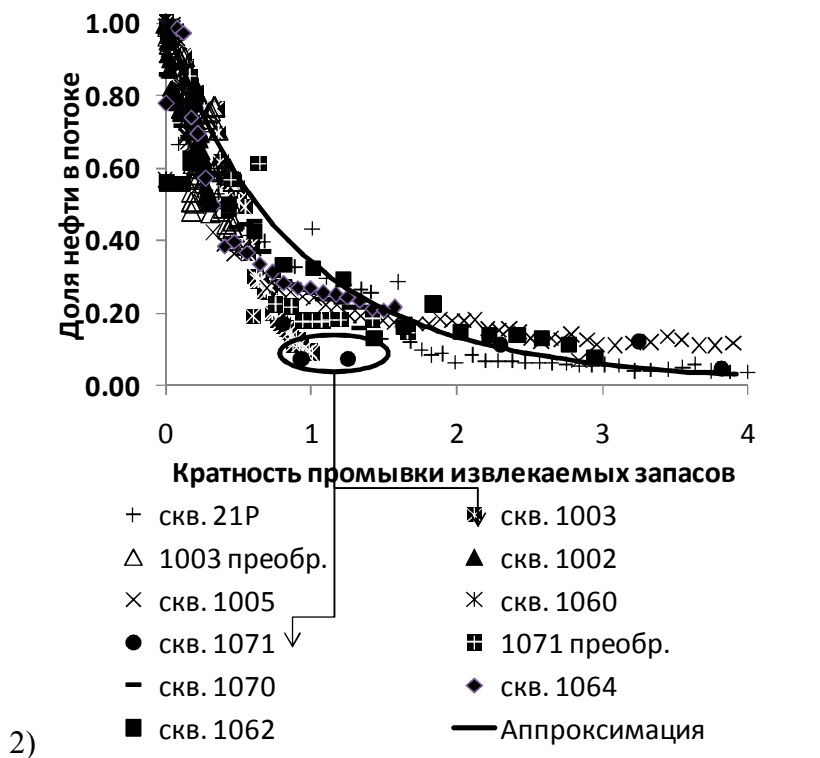


Рис. 5. Результаты применения методики

Как следует из представленных результатов, по всем трем объектам наблюдается качественно сходная картина. Кривые обводнения большинства скважин одного и того же объекта в безразмерных координатах (f, T) образуют общий тренд и, соответственно, могут быть аппроксимированы

одной и той же функциональной зависимостью $f(T)$. Более того, один и тот же вид функции $f(T)$ применим для аппроксимации кривых обводнения скважин разных, но близкорасположенных и сходных по геологическому возрасту, объектов. Данный эффект можно наблюдать по объектам 1 и 2.

Кроме того, на каждом из трех объектов выделено по 1-2 скважины, кривые обводнения по которым существенно (в т.ч. качественно) отклоняются от общего тренда по объекту. На первом объекте эта скважина 5Г (значения f ниже тренда примерно на 35%), на втором – 1071 и 1003 (отклонения от тренда по которым достигают 50%), на третьем – 171Р и 37 (наличие почти вертикальных участков кривой). Анализ обводнения по каждой из этих скважин проведен с использованием предложенной методики.

Скважина 5Г не описывается предлагаемым алгоритмом, для анализа были привлечены другие источники информации. Так, по данным РИГИС, скважина 5Г вскрывает водонефтяную зону. Соответственно, преждевременное обводнение по ней вероятно обусловлено формированием конуса воды.

По скважине 1071 обводнение действительно обусловлено техническим состоянием. Кривую по этой скважине можно разделить на два участка – до ликвидации перетока ($T < 1$) и после ликвидации. На первом участке наблюдается существенное отклонение кривой от общего тренда. Описание этой кривой в рамках предлагаемой методики (см. ряд «1071 преобр.») в преобразованных координатах (f', T') позволило нейтрализовать это отклонение – точки ряда «1071 преобр.» почти не выделяются из общего тренда. На втором участке существенных отклонений не наблюдается уже в координатах (f, T) , а в координатах (f', T') , напротив, кривая лежит выше общего тренда.

По скважинам 1003, 37 и 171Р наблюдается примерно одна и та же картина. Кривые обводнения этих скважин в координатах (f, T) качественно отличаются от общего тренда, переход же в координаты (f', T') привело

поведение их кривых обводнения в соответствии с общим трендом.

В целом же результаты применения методики подтвердили как ее работоспособность, так и корректность основных выводов теоретического плана.

В заключении представлены основные результаты и выводы, полученные в работе.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ РАБОТЫ

- В результате сопоставительного анализа методик исследования промысловых данных выявлено, что методы промысловой диагностики причин обводнения скважин позволяют сгруппировать скважины по характерному виду кривых на различные классы. Однако, они не позволяют диагностировать процессы заколонных перетоков воды.
- Разработана физико-математическая модель формирования проводящих каналов в цементной колонне скважины в результате химического взаимодействия активных веществ пластовых вод с компонентами цементного камня. Полученное решение позволило оценить качественный вид динамики перетока избыточной воды с использованием фактора заколонных перетоков.
- Предложена методика анализа характеристик обводнения скважин с заколонными перетоками. Она позволяет выделить в этих характеристиках две составляющие: обводнение за счет закачиваемой воды и за счет притоков из неперфорированных пластов.
- Методика и практические рекомендации данного исследования были апробированы при проектных работах на ряде месторождений. Анализ полученных результатов позволил сформулировать программу геолого-технических мероприятий для проверки технического состояния скважин и ликвидации заколонных перетоков жидкости.

Публикации по теме диссертации

1. *Медведский Р.И., Коровин К.В., Севастьянов А.А, Печёрин Т.Н.* Прогнозирование выработки запасов нефти из коллекторов с высокой фильтрационной неоднородностью, // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: Материалы IX науч. конф. – Ханты-Мансийск, изд-во «ИздатНаукаСервис», 2005.- Т.1.- С. 390-400.
2. *Федоров К.М., Печёрин Т.Н.* Метод диагностики заколонных перетоков по промысловым данным, // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: Материалы XI науч. конф. – Ханты-Мансийск, изд-во «ИздатНаукаСервис», 2008.- Т.2.- С. 329-334.
3. *Федоров К.М., Печёрин Т.Н.* Математическая модель формирования и развития заколонных перетоков // Вестник Тюменского государственного университета. – 2008. - № 6. – с. 73-80.
4. *Федоров К.М., Печёрин Т.Н.* Сравнительная эффективность методов диагностики причин обводнения продукции // Известия ВУЗов, серия «Нефть и газ». - 2009. - № 4 – с. 49-57.