СПОСОБ АНАЛИЗА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАКАЧКИ ПУТЁМ МОДЕЛИРОВАНИЯ ФРОНТА НАГНЕТАЕМОЙ ВОДЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИРТУАЛЬНЫХ ИНДИКАТОРОВ

INJECTED WATER ALLOCATION ANALYSIS METHOD BASED ON VIRTUAL TRACER MODELING

Д. С. Иващенко
Dmitriy S. Ivaschenko

ООО «РН-БашНИПнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPneft LLC,
Ufa, Russian Federation

А. А. Максимов
Aleksey A. Maksimov

ООО «РН-Юганскнефтегаз»,
г. Нефтеюганск,
Российская Федерация

RN-Yuganskneftegaz LLC,
Nefteyugansk, Russian Federation

В. П. Мирошниченко,
Vadim P. Miroshnichenko

ООО «РН-Юганскнефтегаз»,
г. Нефтеюганск,
Российская Федерация

RN-Yuganskneftegaz LLC,
Nefteyugansk, Russian Federation

Г. А. Щутский
Grigoriy A. Shchutskiy

ООО «РН-Юганскнефтегаз»,
г. Нефтеюганск,
Российская Федерация

RN-Yuganskneftegaz LLC,
Nefteyugansk, Russian Federation

В статье представлен подход к решению задачи анализа взаимовлияния скважин в рамках геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) с использованием виртуальных индикаторов. Под «виртуальными индикаторами» (ВИ) в статье понимается приём, используемый в гидродинамическом моделировании, когда трассируется вся закачанная вода в ГГДМ месторождения. Этот приём, во-первых, позволяет отслеживать динамику движения закачанной и пластовой воды в ГГДМ как по вертикали, так и по латерали; во-вторых, позволяет оценить период закачки воды в пласт, при котором эффект от нагнетания еще не сопровождается обводнением добывающих скважин; в-третьих, в рамках ГГДМ даёт инструмент для прогнозирования эффекта от работы системы поддержания пластового давления и планирования геолого-технических мероприятий.

Предлагаемый подход позволяет не только оценить динамику изменения взаимовлияния скважин, но и дать количественную характеристику разделения добываемой воды на пластовую и закачанную. Приводятся: пример моделирования интегрального фронта нагнетаемой воды с расчётом распределения концентрации ВИ по площади месторождения, пример расчета коэффициентов влияния нагнетательных скважин окружения на обводненность добывающей скважины, пример расчёта эффекта от перевода добывающей скважины в нагнетание, а также прогнозного периода закачки без обводнения соседних скважин.

Оценка корректности результатов моделирования процесса распространения нагнетаемой воды с использованием ВИ производится путем сравнения расчётной концентрации трассера в добывающих скважинах с фактическим химическим анализом добываемой воды, проведенным для этих же скважин в химико-аналитической лаборатории. Представлена статистика по результатам верификации способа на промысловых данных.

Ключевые слова

геолого-гидродинамическое
моделирование;
трассерные исследования;
взаимовлияние скважин

In this paper, by «virtual tracers» we mean a technique useful in hydrodynamic simulations. The technique is to trace all injected water in a geological and hydrodynamic model (GHDM) of an oilfield. Firstly, this approach allows one to trace paths of injected and formation water both laterally and vertically. Secondly, it allows one to estimate the «safe» duration of injection, i.e. a period when injection affects without watering neighboring producers. Thirdly, in the context of a GHDM, it can be considered as a tool for forecasting injection effect and planning geological and technical actions.

The paper suggests an approach to solving the injector-producer interaction problem in the context of GHDM using virtual tracers. The purpose is not only to estimate injector-producer interaction dynamics but also quantify the separation of produced water into formation water and injected water. An example of integral injected water front simulation is presented and field area distribution of virtual tracers is calculated. We also show how to calculate the injector-producer interaction ratio, the effect of switching a producer to injection, and the forecast of the «safe» duration of injection.

Verification of the technique is done by comparing the calculated concentration of a tracer with results of actual chemical analysis of water produced by the same wells. The corresponding statistics is presented.

Введение

В процессе (и после) адаптации геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ) к истории разработки месторождений часто возникает задача о количественной оценке влияния каждой окружающей нагнетательной скважины на добычу и обводненность продукции добывающих скважин [1]. Гидродинамическая модель должна позволять ответить на вопросы об источниках обводнения добывающих скважин, в частности, от какой именно нагнетательной скважины, по какому из пластов и в какой пропорции притекает закачиваемая жидкость к добывающей скважине, а также сколько пластовой жидкости притекает из водоносных пластов, например, за счет подтягивания конуса.

Задача по выявлению источников обводнения значительно усложняется на месторождениях с наличием самопроизвольного роста техногенных трещин автоГРП [2–4]. При наличии роста трещин автоГРП на обводненность продукции добывающих скважин могут оказывать влияние нагнетательные скважины из соседних элементов разработки [5–7].

Одним из способов контроля взаимовлияния скважин в рамках ГГДМ является метод трубок тока [8], который даёт возможность увидеть эволюцию взаимовлияния в динамике, но не позволяет разделить продукцию скважин. В данной работе предложен способ решения задачи о количественном разделении добываемой воды в скважинах и определении степени влияния всех источников обводнения — в рамках ГГДМ с использованием корпоративного гидродинамического симулятора «РН-КИМ»

Key words

hydrodynamic simulation;
tracer analysis;
injector-producer interaction

Introduction

A problem of quantifying the injectors' influence on production rate and water cut appears in connection with reservoir model history matching [1]. The geological and hydrodynamic model (GHDM) of an oilfield is intended to answer the questions about watering sources, in particular, which injector is a watering source, which reservoir acts as a highly conductive channel, in what proportion the injected water gets to the producer, and what proportion of fluid inflow corresponds to underlying water reservoirs.

The problem of finding the watering sources is more complex for oilfields where fracturing induced by injection occurs [2–4]. In this case, injectors of neighboring elements of an oilfield development system may influence the producers' water cut [5–7].

The method of streamlines is a way to control interwell connection in the context of the GHDM [8]. This method allows one to monitor interwell connection dynamics, but fails to separate well production. The paper suggests a way to quantitatively separate produced water in wells and determine a fraction of influence for all the watering sources. The way is realized in the context of the GHDM developed by means of the corporate hydrodynamic simulator «RN-KIM» [8, 9]. The suggested approach is intended to refine directions of filtration flows in the GHDM and distribution of injected and

[8, 9]. Предлагаемый способ позволит уточнить направления фильтрационных потоков в ГГДМ, распределение закачанной и пластовой воды в залежи, корректным образом локализовать остаточные запасы и, соответственно, снизить риски попадания в область влияния фронта нагнетаемой воды при планировании геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Моделирование интегрального фронта нагнетаемой воды в ПК «РН-КИМ»

Моделирование интегрального фронта нагнетаемой воды (ФНВ) с начала разработки залежи позволяет в рамках ГГДМ получить в явном виде ответы на следующие вопросы:

— каково происхождение добываемой воды (пластовая или закачанная через систему поддержания пластового давления — ППД);

— куда уходит закачанная вода;

— сколько воды необходимо закачать для достижения целевого эффекта;

— какова скорость распространения ФНВ.

Средствами программного комплекса «РН-КИМ», разработанного в ПАО «НК «Роснефть» [8, 9], моделирование интегрального фронта заводнения возможно при следующих условиях:

— количество различных спецификаций меченой жидкости (индикатора, трассера) должно равняться количеству нагнетательных скважин;

— каждой скважине соответствует своя уникальная спецификация индикатора;

— вся нагнетаемая вода в ГГДМ заменяется индикаторами 100 %-ой концентрации по каждой нагнетательной скважине с самого начала её работы.

По ключевому слову TRACER для каждой из нагнетательных скважин в ПК «РН-КИМ» создаются одноименные виртуальные пассивные водные трассеры. Закачка виртуальных трассеров (ВТ) производится при концентрации, равной 1, в соответствии с историей работы нагнетательных скважин. Таким образом, трассируется вся закачанная вода в гидродинамической модели залежи углеводородов — фронт распространения и концентрация нагнетаемой воды.

Динамический куб концентрации ВТ C в ГГДМ представляет собой распределение концентрации всей закачанной воды в пласте в каждый момент времени. Раскраска регионов ФНВ производится по условию $C_i > 0$ (ненулевое количество закачанной воды пришло от i -й нагнетательной скважины) в соответствии

formation water. As a result, residual oil reserves would be localized and risks of reaching the injected waterfront area while planning geological and technical actions would be reduced.

Simulating an integral injected waterfront by means of the «RN-KIM» software

Simulating an integral injected waterfront (IWF) from the moment when the reservoir development started allows one (in the context of the GHDM) to explicitly answer the following questions:

— Where did the produced water come from?

Is it injected or formation?

— Where does the injected water go?

— How much water must be injected to reach the target effect?

— What is the velocity of the IWF?

Using the «RN-KIM» software developed at Rosneft oil company [8, 9], simulations of the IWF are possible subject to the following conditions:

— The number of different tracer specifications must be equal to the number of injectors;

— Every single injector has its own specific tracer;

— In the GHDM, all the injected water is replaced by the tracers of 100 % concentration for every injector since the moment its performance started.

The TRACER keyword of the «RN-KIM» software for every injector creates self-titled virtual passive aqueous tracers. Those virtual tracers are injected with 100 % concentration in accordance with the history of the injectors' performance. Thus, all the injected water is traced in the GHDM, in particular, the injected waterfront and the injected water concentration.

By C a dynamical cube of concentration of the virtual tracers in the GHDM is denoted. C is a distribution of concentration of all the injected water in the reservoir at every moment of time. The regions of the IWF are painted subject to the condition $C_i > 0$ (a nonzero amount of water came from the i -th injector) in accordance with the

Рисунок 1. Результаты расчёта ГГДМ: карта распределения концентрации виртуальных трассеров по площади месторождения: с выделенной траекторией профиля (а), по разрезу вдоль траектории профиля (б)

Figure 1. The GHDM calculation results: the map of virtual tracer concentration lateral distribution: with the profile trajectory marked (a), the section of the reservoir along the profile trajectory (b)

с очередностью начала закачки воды нагнетательными скважинами (рисунок 1). Идентификатор региона ФНВ должен соответствовать номеру нагнетательной скважины. Если в ячейку попало несколько ВТ («пришла» вода от нескольких нагнетательных скважин), то ячейка ГГДМ раскрашивается согласно условию $C = C_i^{max}$ (т.е. цвет раскраски соответствует той нагнетательной скважине, от которой пришло больше воды).

По результатам такого моделирования можно получить оценку текущего характера распространения ФНВ:

— увидеть распределение всей закачанной воды в трёхмерном пространстве и локализовать застойные зоны в ГГДМ, которые, как

инжекторов' starting order (Figure 1). The IWF region identifier must coincide with the injector's number. If a cell of the calculation grid contains several virtual tracers (the water came from several injectors), then the cell is painted subject to the condition $C = C_i^{max}$ (e.g. the color corresponds to the injector with maximum contribution).

The estimation of the IWF propagation characters can be obtained as a result of the GHDM calculation. That allows one to:

— show the distribution of all the injected water in 3D and localize stagnant zones in the GHDM with potential for the geological and technical actions;

правило, обладают потенциалом для проведения ГТМ;

- путем отслеживания динамики концентрации виртуальных трассеров установить в каждой добывающей скважине начало и период одновременного влияния всех нагнетательных скважин окружения;

- рассчитать для каждой добывающей скважины распределение долей притока от нагнетательных скважин окружения, а также доли притока пластовой и закачанной воды;

А также решать ряд задач, связанных с прогнозированием распространения ФНВ, в частности:

- определять прогнозный период, в течение которого не происходит обводнения добывающих скважин фронтом нагнетаемой воды, при планировании перевода скважин в ППД;

- управлять работой нагнетательных скважин при установлении целевого коэффициента влияния нагнетательной скважины на обводненность добывающих скважин;

- скорректировать кубы проницаемости, связности и размеров геологических тел на основании сравнения результатов расчётов динамики распространения ФНВ в ГГДМ с фактическими результатами химического анализа проб добываемой воды и трассерных исследований.

Одновременная регистрация в данной скважине концентрации всех добываемых ВИ позволяет в рамках ГГДМ вычислить коэффициенты влияния нагнетательных скважин на обводненность соседних добывающих скважин. При планировании перевода скважины в систему ППД возможно рассчитать период работы окружающих добывающих скважин, в течение которого эффект от увеличения пластового давления будет достигаться без роста обводнённости.

В таблице 1 представлено сравнение некоторых методов анализа взаимовлияния скважин с точки зрения возможностей использования их результатов при планировании разработки месторождений. Важно отметить, что предлагаемый в данной работе способ позволяет не только оценить динамику изменения взаимовлияния скважин, но и дать количественную характеристику разделения добываемой воды на пластовую и закачанную.

Коэффициент влияния i -й нагнетательной скважины на обводненность j -й добывающей скважины вычисляется по формуле:

$$K_{ij}^{вл.} = \frac{c_i^{тр.}}{обв.j},$$

- monitor the dynamics of the virtual tracer concentration for every producer and determine the period of simultaneous influence of all the neighboring injectors;

- calculate the distribution of portions of inflow from the neighboring injectors and portions of inflow of the formation and injected water for every producer.

The following problems of forecasting the IWF propagation can be solved:

- forecast the period of a potential new injector performance during which no neighboring producer watering by the IWF occurs;

- manage the injector performance when the target value of the injector-producer interwell connection coefficient is reached;

- modify the cubes of permeability, connectivity and sizes of geological bodies according to comparing the results of the IWF propagation dynamics with the results of actual chemical analysis of the produced water samples and the results of tracer tests.

Simultaneous registration of all the virtual tracer concentrations in the context of the GHDM allows one to calculate the injector-producer interwell connection coefficients. While planning switching a producer to injection, it is possible to calculate a period of neighboring producers performance during which the effect of increasing reservoir pressure would be reached without increasing water cut.

Table 1 compares some interwell connection analysis methods from a viewpoint of using their results in planning oilfield development. It is worth noting that the way suggested here allows one to estimate the interwell connection dynamics and quantify the separation of the produced water into formation and injected.

The interwell connection coefficient for the i -th injector and the j -th producer is given by

$$K_{ij}^{infl.} = \frac{c_i^{tr.}}{wc_j},$$

Таблица 1. Сравнение методов анализа взаимовлияния скважин

Метод	Оценка взаимовл. на тек. дату	Оценка взаимовл. в динамике	Количество разделение накопленной закачки	Разделение доб. воды на пластовую и закачанную	Влияние ППД при нулевой обвод-ти в доб. скважинах
CRM [3, 4]	+	—	—	—	+
Proху-модель [10]	+	—	—	—	+
3D-ГГДМ (трубки тока)	+	+	—	—	+
3D-ГГДМ (виртуал. индикат.)	+	+	+	+!!!	—

Table 1. Comparison of interwell connection analysis methods

Method	Estimation of interwell connection at a date	Dynamical estimation of interwell connection	Quantitative division of cumulate injection	Division of produced water into formation and injected	Influence of injection for producers' zero water cut
CRM [3, 4]	+	—	—	—	+
Proxy model [10]	+	—	—	—	+
3D GHDM (streamlines)	+	+	—	—	+
3D GHDM (virtual tracers)	+	+	+	+!!!	—

где $C_i^{tr.}$ — концентрация индикатора (трассера) в добываемой j-й скважиной воде, пришедшая от i-й нагнетательной скважины, измеряемая в процентах или долях единицы;

Обв._j — обводненность продукции j-й добывающей скважины, измеряемая в процентах или долях единицы.

Ниже представлен пример расчета коэффициентов влияния нагнетательных скважин окружения на обводненность добывающей скважины X пласта Б месторождения М с применением корпоративного гидродинамического симулятора «РН-КИМ». Рассчитанная с помощью геолого-гидродинамической модели динамика роста обводненности добывающей скважины X соответствует динамике увеличения концентрации добываемого ею индикатора от нагнетательной скважины TR4 (рисунок 2). Это говорит о наличии прямой гидродинамической связи между этими скважинами, что подтверждается в терминах коэффициентов влияния $K_{ix}^{вл.}$. Следует обратить внимание, что коэффициент влияния может равняться 0 при ненулевой начальной обводненности скважины X (до перевода скважины TR4 в нагнетание), что, в свою очередь, свидетельствует о добыче пластовой воды.

Влияние нагнетательных скважин хорошо просматривается и с точки зрения динамики изменения расчётного пластового давления в окрестности добывающей скважины X: увели-

where $C_i^{tr.}$ is the concentration (in unit fraction or percent) of the tracer that has come from the i-th injector to the j-th producer (in unit fraction or percent);

WC_j is the water cut of the j-th producer (in unit fraction or percent).

Figure 2 illustrates an example of calculating the interwell connection coefficient for the producer X and its neighboring injectors in the oilfield M using the corporate «RN-KIM» software. The water cut growth dynamics calculated via the GHDM for the producer X matches the concentration growth dynamics of the tracer that has come to X from the injector TR4. That means a straight hydrodynamic connection between these two wells which can be verified in terms of $K_{ix}^{infl.}$. It is worth noting that the interwell connection coefficient may equal to 0 for nonzero initial water cut of the producer X (before the well TR4 is switched to injection). That means that the formation water is produced.

Influence of the injectors can be detected from a viewpoint of dynamics of calculated reservoir pressure change in the producer X surrounding

Рисунок 2. Результат расчёта динамики обводнённости скважины X и концентрации добываемых индикаторов от нагнетательных скважин окружения (а) и результат расчёта динамики коэффициентов влияния нагнетательных скважин окружения на обводнённость добывающей скважины X (б)

Figure 2. The result of calculating the water cut growth dynamics for the producer X and the concentration of the tracers produced (a) and the result of calculating dynamics of interwell connection coefficients for the producer X and its neighboring injectors (b)

чение доли влияния всех нагнетательных скважин окружения на обводнённость скважины X прямо коррелирует с ростом пластового давления, рассчитанного по ГГДМ (рисунок 3), и подтверждается направлением трубок тока.

area. There is a straight correlation between the summarized influence of all the neighboring injectors on the producer X water cut and the calculated reservoir pressure growth (Figure 3).

Рисунок 3. Результат расчёта динамики изменения пластового давления в районе скважины X

Figure 3. Calculated reservoir pressure change in the producer X surrounding area

Коэффициенты влияния могут быть использованы в задаче расчёта локализации остаточных запасов — эффекта от перевода добывающей скважины в нагнетание. Данный эффект имеет смысл рассматривать не по отдельной скважине, а по элементу разработки, т.к. прирост добычи по одной скважине может сопровождаться более существенным снижением добычи по другим скважинам элемента разработки и, следовательно, ожидаемый результат не будет достигнут.

На рисунке 4, *a* показана карта плотности подвижных запасов участка месторождения М на некоторую дату. Рассмотрим два варианта: базовый (разработка продолжается «как есть») и вариант, при котором добывающая скважина Z переводится в нагнетание. На рисунке 4, *b* показана прогнозная (на 6 лет) карта разности плотности подвижных запасов между двумя вариантами, т.е. карта дополнительно вовлекаемых в разработку запасов путем перевода скважины Z в нагнетание по сравнению с вариантом без перевода.

a)

Рисунок 4. Карта плотности подвижных запасов: исходная (a), прогнозная разность между двумя вариантами (b)

При планировании перевода скважины в ППД возможно рассчитать период работы окружающих добывающих скважин, в течение которого будет достигаться эффект от увеличения пластового давления без их обводнения — т.н. «безопасный» период закачки. На рисунке 5 представлен суммарный эффект по элементу разработки, показанному на рисунке 4, от перевода скважины Z в нагнетание.

Interwell connection coefficients can be used in the problem of localizing residual oil reserves, i.e. the effect of switching a producer to injection. Increase of production for a single well can be accompanied by more significant decrease of production for the rest of the neighboring wells, so the expected result cannot be reached. Thus, it makes sense to consider that effect not on a single well but on an element of an oilfield development system.

Figure 4, *a* shows the map of oil reserves for a part of an oilfield M at a date. Suppose two variants are considered: first, basic, at which an oilfield development strategy remains the same, and second, at which the producer Z is switched to injection. Figure 4, *b* shows the forecasting (for 6 years) map of oil reserves as a difference of the two variants, i.e. a map of additional reserves to be involved into development by switching the producer Z to injection compared to the basic variant.

b)

Figure 4. The map of oil reserves: initial (a), forecasting difference between the two variants (b)

While planning switching a producer to injection it is possible to calculate a time period of neighboring producers' performance during which effect of increasing reservoir pressure would be reached without watering them, i.e. a «safe» period of injection. Figure 5 presents summarized effect of switching the producer Z to injection for an element of an oilfield

Прогнозный период закачки без обводнения соседних скважин составил 1 год. Снижение темпа падения дебита нефти (по сравнению с базовым вариантом): 53,1 % через 1 год, 1,4 % через 6 лет. Дополнительная накопленная добыча нефти: 48,3 тыс. м³ за 1 год, 81,9 тыс. м³ за 6 лет.

Верификация результатов моделирования фронта нагнетаемой воды

Оценка корректности результатов моделирования процесса распространения нагнетаемой воды производится путем сравнения расчётной концентрации трассера в добывающих скважинах с фактическим химическим анализом добываемой воды, проведенным для этих же скважин в химико-аналитической лаборатории (ХАЛ).

При сопоставлении пробы воды из добывающей скважины с эталоном пластовой воды используются следующие химические параметры:

- концентрация $\text{Na}^+ + \text{K}^+$,
- концентрация $\text{Ca}^{(2+)}$,
- концентрация $\text{Mg}^{(2+)}$,
- концентрация HCO_3^- ,
- водородный показатель pH,
- минерализация воды М, г/дм³.

В процессе сопоставления производится сравнение концентрации каждого из приведённых выше химических параметров в пробе воды, полученной из добывающей скважины, с концентрацией в эталоне пластовой воды:

development system shown in the figure 4. The forecasting «safe» period of injection is 1 year. Decrease of oil production rate decline (compared to the basic variant) per 53.1 % in 1 year, 1.4 % per 6 years. Additional cumulative oil production is 48.3 thous. m³ per 1 year, 81.9 thous. m³ in 6 years.

Verification of the results of injected water front simulation

Verification of the results of injected waterfront simulation can be carried out by comparing the calculated tracer concentration in producers with an actual laboratory chemical analysis of the water produced for the same wells.

During comparing a sample of the produced water with an etalon formation water the following chemical parameters are used:

- concentration of $\text{Na}^+ + \text{K}^+$,
- concentration of $\text{Ca}^{(2+)}$,
- concentration of $\text{Mg}^{(2+)}$,
- concentration of HCO_3^- ,
- hydrogen indicator pH,
- mineralization of water М, g/dm³.

Comparing concentration of each of the mentioned chemical parameters in a produced water sample with concentration in an etalon is done by the following rule:

Рисунок 5. Сравнение прогнозного суммарного дебита нефти добывающих скважин элемента разработки по двум вариантам: базовый и с переводом скважины Z в нагнетание

Figure 5. Forecasting summarized oil production rate for an element of an oilfield development system. The two variants compared: basic and the producer Z is switched to injection

$$P_i = \begin{cases} 1, & C_{\text{проба}}^{<\text{параметр}>} > C_{\text{эталон}}^{<\text{параметр}>} \\ 0, & \text{иначе} \end{cases}.$$

Далее вычисляется осреднённый параметр

$$P_{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^6 P_i}{6} \cdot 100 \%,$$

который трактуется как «вероятность» наличия в пробе закачанной воды. В данной работе используется предположение, что проба точно содержит закачанную воду при $P_{\Sigma} > 67\%$.

Далее по конкретной скважине на конкретную дату производится сравнение результатов анализа проб с результатами моделирования фронта нагнетаемой воды средствами корпоративного гидродинамического симулятора «РН-КИМ». Если к фактической дате взятия пробы по рассматриваемой скважине в гидродинамической модели зафиксирован приход ФНВ, и при этом выполнено условие $P_{\Sigma} > 67\%$, то делается вывод о согласованности модели с промысловыми данными.

Выводы

Предложен способ расчета коэффициентов влияния нагнетательных скважин на обводнённость добывающих скважин, основанный на применении виртуальных индикаторов в геолого-гидродинамической модели. Данный способ позволяет в рамках ГГДМ оценивать риски обводнения при формировании списка скважин на перевод в ППД и при управлении заводнением, а также использовать результаты анализа проб в химико-аналитической лаборатории как дополнительный критерий валидации направления распространения фронта нагнетаемой воды в ГГДМ.

С целью верификации способа было рассмотрено 36 добывающих скважин, работающих на пласт Б месторождения М, по которым имелись результаты ХАЛ-анализа проб воды. Для каждой из этих скважин в ГДМ был назначен персональный трассер, химически нейтральный, по которому отслеживался приход ФНВ. Результаты моделирования считались согласующимися с ХАЛ-анализом проб воды, если в модели был зафиксирован приход ФНВ от любой нагнетательной скважины при выполнении условия $P_{\Sigma} > 67\%$ и, с другой стороны, в модели не был зафиксирован приход ФНВ при $P_{\Sigma} \leq 67\%$. По пласту Б месторождения М такое согласование было получено в 56 % всех рассмотренных скважин или в 77 % скважин без заколонной циркуляции (ЗКЦ) и без подозрений на ЗКЦ (рисунок 6).

$$P_i = \begin{cases} 1, & C_{\text{sample}}^{<\text{parameter}>} > C_{\text{etalon}}^{<\text{parameter}>} \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases}.$$

A mean parameter is calculated

$$P_{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^6 P_i}{6} \cdot 100 \%.$$

It is treated as a «probability» of presence of the injected water in a production sample. This paper assumes that a sample does contain the injected water when $P_{\Sigma} > 67\%$.

Hence, for a specific well and a specific date, the results of chemical analysis of samples are compared with the results of the IWF simulation by means of the «RN-KIM» software. If arrival of the IWF is observed in the GHDM before an actual date of taking a sample and the condition $P_{\Sigma} > 67\%$ is satisfied, then it is concluded that the GHDM matches the production data.

Conclusion

A way to calculate injector-producer interwell connection coefficient based on using «virtual» tracers in the GHDM is suggested. In the context of the GHDM, the way allows one to estimate watering risks while searching the producers to be switched to injection and in waterflood management. Results of chemical analysis of the production samples are used to validate the IWF propagation direction in the GHDM.

In order to verify the way, given the results of chemical analysis of production samples, 36 producers (oilfield M, reservoir B) were considered. In the GHDM, for each of those wells, an individual chemically neutral tracer was set to monitor the IWF arrival. It was considered that the results of the IWF simulation match the results of chemical analysis of the produced water if the IWF arrival from any injector was detected in the GHDM and the condition $P_{\Sigma} > 67\%$ was satisfied. On the other hand, no arrival of the IWF was detected in the GHDM if $P_{\Sigma} \leq 67\%$. For the reservoir B of the field M it was obtained that the results of the IWF simulation matched the chemical analysis of the produced water samples for 56 % of all the producers considered or for 77 % of the producers with no actual annular circulation (AC) and with no assumed AC (figure 6).

Рисунок 6. Статистика согласованности результатов расчёта ФНВ в ГДМ с результатами анализа проб добываемой воды средствами ХАЛ для 36 скважин пласта Б месторождения М

Благодарности

Авторы выражают благодарность А.Ф. Фёдорову за формулировку и детальную проработку идеи и канд. физ.-мат. наук А.Я. Давлетбаеву за обсуждение результатов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Боженюк Н.Н., Стрекалов А.В. Некоторые приёмы адаптации гидродинамической модели к истории разработки // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14. № 2. С. 42–49.
2. Давлетова А.Р., Бикбулатова Г.Р., Федоров А.И., Давлетбаев А.Я. Геомеханическое моделирование направления и траектории развития трещин гидроразрыва пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов // Научно-технический вестник «НК «Роснефть». 2014. № 1 (34). С. 40–43.
3. Бухмастова С., Фахреева Р., Питюк Ю. Разработка инструмента для численного анализа взаимодействия скважин // Матер. Российской нефтегазовой технической конференции SPE. Society of Petroleum Engineers, 2019. SPE-196848-RU. DOI: 10.2118/196848-RU.
4. Марьин Д.Ф., Усманов Т.С., Давлетбаев А.Я., Иващенко Д.С. Автоматизированный анализ гидродинамического взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин как инструмент быстрого поиска источников обводнения низкопроницаемых коллекторов с развитием трещин автоГРП // Научно-технический вестник «НК «Роснефть». 2016. № 3 (44). С. 77–82.
5. Мальцев В.В., Асмандияров Р.Н., Байков В.А., Усманов Т.С., Давлетбаев А.Я. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 70–73.
6. Давлетбаев А.Я. Гидродинамические методы контроля за развитием трещин автоГРП при заводнении в низкопроницаемых коллекторах // Матер. Российской нефтегазовой технической конференции SPE. Society of Petroleum Engineers, 2015. SPE-176562-MS. DOI: 10.2118/176562-MS.
7. Давлетбаев А.Я. Промысловые исследования по изучению самопроизвольного развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах // Матер. Рос-

Figure 6. Statistics on conformity of the IWF calculation results in the GHDM and the results of chemical analysis of the produced water samples for 36 wells of the reservoir B of the field M

Acknowledgements

The authors would like to thank Anton F. Fedorov for the idea of the paper and Candidate of Physical and Mathematical Sciences Alfred Ya. Davletbaev for the results discussion.

сийской нефтегазовой научно-технической конференции и выставки SPE. Society of Petroleum Engineers, 2014. SPE-171232-RU. DOI: 10.2118/171232-RU.

8. Борщук О.С., Байков В.А., Бадиков И.Х. Программный комплекс «РН-КИМ» как инструмент гидродинамического моделирования залежей углеводородов // Недропользование XXI век. 2015. № 4 (54). С. 96–103.
9. ПАО «НК «Роснефть». Программный модуль «Гидродинамика». Руководство пользователя. Уфа, 2019. 870 с.
10. Байков В.А., Рабцевич С.А., Костригин И.В., Сергейчев А.В. Мониторинг разработки месторождений с использованием иерархии моделей в программном комплексе «РН-КИН» // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2014. № 2 (35). С. 14–17.

REFERENCES

1. Bozhenyuk N.N., Strekalov A.V. Nekotorye priemy adaptatsii gidrodinamicheskoi modeli k istorii razrabotki [Some Methods of Simulation Model History-Matching]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2016, Vol. 14, No. 2, pp. 42–49. [in Russian].
2. Davletova A.R., Bikbulatova G.R., Fedorov A.I., Davletbaev A.Ya. Geomekhanicheskoe modelirovanie napravleniya i traektorii razvitiya treshchin gidrorazryva plasta pri razrabotke nizkopronitsaemykh kollektorov [Geomechanical Simulation of Hydraulic Fractures Growth Direction and Trajectory in the Low Permeability Reservoirs Development]. *Nauchno-tehnicheskii vestnik «NK «Rosneft'» — Scientific and Technical Bulletin of «Rosneft'»*, 2014, No. 1 (34), pp. 40–43. [in Russian].
3. Bukhmastova S., Fakhreeva R., Pityuk Yu. Razrabotka instrumenta dlya chislennogo analiza vzaimovliyaniya skvazhin [Development of an Approach for the Numerical Analysis of Well Interference]. *Materialy Rossiiskoi neftegazovoi tekhnicheskoi konferentsii SPE* [Materials of SPE Russian Petroleum Technology Con-

ference]. Society of Petroleum Engineers Publ., 2019, SPE-196848-RU. DOI: 10.2118/196848-RU. [in Russian].

4. Marin D.F., Usmanov T.S., Davletbaev A.Ya., Ivashchenko D.S. Avtomatizirovannyi analiz gidrodinamicheskogo vzaimodeistviya dobyvayushchikh i nagnetatel'nykh skvazhin kak instrument bystrogo poiska istochnikov obvodneniya nizkopronitsaemykh kollektorov s razvitiem treshchin avtoGRP [Automated Injector-Producer Relationship Analysis as a Tool for Watering Source Quick Search in Low-Permeable Reservoirs Exhibiting Self-Induced Fractures]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik «NK «Rosneft» — Scientific and Technical Bulletin of «Rosneft»*, 2016, No. 3 (44), pp. 77–82. [in Russian].

5. Maltsev V.V. Asmandiyarov R.N., Baikov V.A., Usmanov T.S., Davletbaev A.Ya. Issledovanie razvitiya treshchin avtoGRP na opytном uchastke Priobskogo mestorozhdeniya s lineinoi sistemoi razrabotki [Testing of Auto Hydraulic-Fracturing Growth of the Linear Oilfield Development System of Priobskoye Oil Field]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2012, No. 5, pp. 70–73. [in Russian].

6. Davletbaev A.Ya. Gidrodinamicheskie metody kontrolya za razvitiem treshchin avtoGRP pri zavodnenii v nizkopronitsaemykh kollektorakh [Methods of Research for the Development of Spontaneous Growth of Induced Fractures During Flooding in Low Permeability Reservoirs]. *Materialy Rossiiskoi neftegazovoi tekhnicheskoi konferentsii SPE* [Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference]. Society of Petroleum Engineers, 2015, SPE-176562-MS. DOI: 10.2118/176562-MS. [in Russian].

7. Davletbaev A.Ya. Promyslovye issledovaniya po izucheniyu samoproizvol'nogo razvitiya tekhnogennykh treshchin v nagnetatel'nykh skvazhinakh [Field Studies of Spontaneous Growth of Induced Fractures in Injection Wells]. *Materialy Rossiiskoi neftegazovoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii i vystavki SPE* [Materials of SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition]. Society of Petroleum Engineers, 2014, SPE-171232-RU. DOI: 10.2118/171232-RU. [in Russian].

8. Borshchuk O.S., Baikov V.A., Badykov I.Kh. Programmnyi kompleks «RN-KIM» kak instrument gidrodinamicheskogo modelirovaniya zalezhei uglevodorodov [The Software Package «RN-KIM» as a Tool for Hydrodynamic Modeling of Hydrocarbon Deposits]. *Nedropol'zovanie XXI vek — Nedropol'zovanie XXI vek*, 2015, No. 4 (54), pp. 96–103. [in Russian].

9. PAO «NK «Rosneft». Programmnyi modul' «Gidrodinamika». Rukovodstvo pol'zovatelya [PJSC Rosneft Oil Company. The Program Module «Hydrodynamics». User's Manual]. Ufa, 2019. 870 p. [in Russian].

10. Baikov V.A., Rabtsevich S.A., Kostigin I.V., Sergeichev A.V. Monitoring razrabotki mestorozhdenii s ispol'zovaniem ierarkhii modelei v programmnom komplekse «RN-KIN» [Monitoring of Field Development Using a Hierarchy of Models in Software Package RN-KIN]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO «NK «Rosneft» — Scientific and Technical Bulletin of «Rosneft»*, 2014, No. 2 (35), pp. 14–17. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Иващенко Дмитрий Сергеевич, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Dmitriy S. Ivaschenko, Chief Specialist, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: IvaschenkoDS@bnipi.rosneft.ru

Федоров Антон Федорович, ведущий специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Anton F. Fedorov, Leading Specialist, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: FedorovAF@bnipi.rosneft.ru

Мирошникенко Вадим Петрович, начальник управления по разработке месторождений, ООО «РН-Юганскнефтегаз», г. Нефтеюганск, Российская Федерация

Vadim P. Miroshnichenko, Head of Oilfield Development Department, RN-Yuganskneftegaz LLC, Nefteyugansk, Russian Federation

e-mail: VPMiroshnichenko@ung.rosneft.ru

Максимов Алексей Андреевич, заместитель начальника управления по разработке месторождений, ООО «РН-Юганскнефтегаз», г. Нефтеюганск, Российская Федерация

Aleksey A. Maksimov, Deputy Head of Oilfield Development Department, RN-Yuganskneftegaz LLC, Nefteyugansk, Russian Federation

e-mail: MaksimovAA@ung.rosneft.ru

Шутский Григорий Анатольевич, главный менеджер, ООО «РН-Юганскнефтегаз», г. Нефтеюганск, Российская Федерация

Grigoriy A. Shchutskiy, Chief Manager, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: ShutskiyGA@ung.rosneft.ru