

# Новый подход к диагностике текущего распределения потока воды, нагнетаемой в продуктивный пласт на примере данных месторождения Нефт Дашлары

Х.М. Ибрагимов, к.т.н.,

А.А. Гаджиев, к.т.н.,

Н.И. Гусейнова, к.т.н.

НИПИнефтегаз

e-mail: nahide.huseynova@socar.az

**Ключевые слова:** индикаторный материал, нагнетательная скважина, трассерное исследование, экспресс-методика.

DOI.10.37474/0365-8554/2021-12-24-32

## Введение

Объект диагностических исследований – текущее распределение объема и направление потока воды, закачиваемой в пласт через нагнетательные скважины в межскважинном пространстве продуктивного пласта. Цель работы – создать как теоретические расчетные, так и практические методы (с использованием трассерных химических составов) визуализации распределения пластовой воды и определения направления и скорости движения воды, закачиваемой в пласт, используемые в условиях недостаточной информации о пластах на нефтяных месторождениях как на суше, так и на море для обоснованного выбора тактики и стратегии рационального воздействия на пласт, оценки текущего фильтрационного состояния продуктивного пласта и отдельных пластовых зон. Работа над поставленной задачей велась в трех направлениях:

- создание гидродинамической модели с учетом объема добываемой и закачиваемой в пласт жидкости на выделенном для исследования участке месторождения (расчетный подход);

- создание подходящего химического состава для введения в закачиваемую в продуктивный пласт воду с целью определения характера распределения и направления движения пластовой воды в межскважинном пространстве пласта на рассматриваемом месторождении (трассерный подход);

- сравнительный анализ результатов, предельно полученный расчетным путем в ла-

бораторно-промысловых условиях.

Ниже дана информация о каждом из указанных этапов:

## Разработка расчетного метода

Первый этап исследований посвящен созданию расчетного метода диагностики и мониторинга текущего распределения установившегося потока пластовой жидкости в продуктивном пласте нефтяной залежи по площади исследуемого участка.

Рассматриваемая задача относится к обширному классу некорректно поставленных задач, так как для решения обработаны результаты наблюдения за текущими значениями дебитов скважин на рассматриваемом участке без дополнительной (количественной) информации о свойствах решений. Задача обработки наблюдений состоит в решении “обратной задачи”, т.е. в определении фильтрационных характеристик объекта по результатам наблюдений, задаваемых приближенно [1–4]. Предполагается, что в зоне фильтрации скважин распределение потока жидкости радиально-линейное. Для решения поставленной задачи выбран метод сеточной регуляризации построения приближенного решения некорректно поставленных обратных задач [5–9]. Решение получено на основе соотношений теории комплексных переменных и принципа суперпозиции (1)–(3):

$$F_1 = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n \times m} \frac{q_i}{2\pi} \cdot \ln(r(i, j)), \quad (1)$$

$$F_2 = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n \times m} \frac{q_i}{2\pi} \cdot \varphi_{ij}, \quad (2)$$

$$W = \left| \frac{d(F_1 + i \cdot F_2)}{dz} \right| = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n \times m} \frac{q_i}{\pi r(i, j)}, \quad (3)$$

где  $F_1, F_2, W$  – соответственно суммарные значения функций тока, потенциалов и модуля производной функции комплексного потенциала в каждой  $j$ -той ячейке воображаемой сетки, накладываемой на участок;  $q_i$  – отношение расхода на 1 м фильтра скважины. Для нагнетательных скважин  $q_i < 0$ , для добывающих скважин  $q_i > 0$ ;  $r(i, j)$  – расстояние между  $j$ -той ячейкой сетки до скважины с координатами  $(x_i, y_j)$ .

Распределения выперечисленных гидродинамических параметров в выделенный момент времени определяются как тензоры размерности  $n \times m$ ,  $n$  – количество узлов разбиения в сетке по оси  $OX$ ,  $m$  – количество узлов разби-

ния в сетке по оси  $OY$ .  $i=1, \dots, k$  – количество действующих скважин на выделенном для исследования участке месторождения. Полученные тензоры подчиняются условию гармоничности [8]. Для проведения расчета и визуализации полученных результатов создана программа, реализуемая в среде “MATLAB”, используемой для инженерных и научных расчетов [4].

С помощью предложенного подхода получено одномоментное распределение фильтрационных потоков пластовой жидкости (типа фотографии, фиксирующей один момент из жизни) на выделенном участке пласта с учетом интерференции скважин. Каждая из скважин вносит вклад в распределение пластового потока. Это важно знать при воздействии на пласт для сравнения фильтрационного состояния исследуемого участка пласта до и после воздействия. Этот момент фиксируется одновременным замером дебитов скважин на участке. Применение симуляционных геолого-гидродинамических моделей, используемых для проведения подобных исследований, требует долговременной подготовки модели. При кратковременном воздействии на пласт, это неприемлемый срок. Предложенная процедура не требует много времени на проведение расчета.

## Подбор индикатора

Проведены лабораторные исследования по подбору подходящего для использования в промысловых условиях состава индикатора. Испытывались вещества, окрашивающие воду и обнаруживающие цвет в пресной, морской и пластовой воде при минимальной концентрации. Вещества проверялись на устойчивость к агрессивной пластовой среде, растворимость в воде и нерастворимость в нефти, инертность к ионам пластовой жидкости, отсутствие сорбции при контакте с горными породами. При подборе индикатора соблюдались следующие условия:

- индикатор не увеличивает плотность и вязкость жидкости, взятой в качестве рабочего агента;

- молекулярный раствор индикатора с водой не разлагается в условиях пласта;

- индикатор добавляемый в закачиваемую в пласт воду, легко готовится из существующего доступного химического продукта.

Контроль над концентрацией индикатора в добываемой воде несет информацию о ско-

Neft Daşları yataqlarında məhsuldarlığa vurulan suyun istiqamətini müəyyən etmək üçün istifadə edilən yeni bir metodun tətbiqi.

H.M. İbrahimov, t.e.n., A.A. Hacıyev, t.e.n., N.İ. Hüseynova, t.e.n.  
“Neftqazelmətdəqiqatlayihə” İnstitutu

**Аçar sözlər:** indikator material, vurucu quyu, trasser tədqiqatı, ekspress metodika.

Məqalədə quyulara vurulan suyun yayılma istiqamətlərinin müəyyən edilməsində ekspress-metodunun istifadəsilə bağlı nəzəri, laborator-sınaq və mədən tədqiqatlarının nəticələri verilib. Hesablamaların nəticələrinə uyğun olaraq Neft Daşları yataqlarında (X horizont) layın tədqiqat üçün seçilmiş hissəsinə vurulan suyun cari paylanması vizuallaşdırılmışdır. Hesablamaların dəqiqliyi, alınan nəticələrin eyni zamanda mədən şəraitində aparılmış trasser tədqiqatının nəticələri ilə müqayisədə təsdiq edilib. Trasser tədqiqatı zamanı yeni indikator materialı sınaqdan keçirilib. Aparılmış laborator-sınaq araşdırılmasına əsasən, quyuların tanınması üçün vurulan suya əlavə edilən indikator maddənin optimal miqdar müəyyən edilib. Neft Daşları yataqlarının tədqiq edilən sahəsində bu cür istifadə metodu 62.9 min man. qənaət edilməsinə səbəb olmuşdur.

New approach to the diagnostics of current distribution of water flow injected in the productive series in the context of the data of “Neft Dashlary” oil field

Kh.M. Ibrahimov, Cand. in Tech. Sc., A.A. Hajiyev, Cand. in Tech. Sc., N.I. Huseynova, Cand. in Tech. Sc.  
“Oil-Gas Scientific Research Project” Institute

**Keywords:** indicative material, injection well, tracer analysis, express-method.

The paper presents the results of theoretic, laboratory-experimental and field studies associated with using express-method for the definition of the direction of water flow pumped into the injection wells. According to the results of carried out calculations, the current distribution of injected water in selected part of the series in “Neft Dashlary” (X horizon) field has been visualized. The accuracy of the calculations has been justified via comparison of obtained results to those of the tracer study conducted in field conditions at the same time. New tracer indicative material has been tested during the tracer studies. According to the laboratory-experimental research carried out, the optimum amount of indicative substance added to the injected water for the identification in well production has been specified. The saving by using the calculation method in selected area of “Neft Dashlary” field is equal to 62.9 thousands AZN.

рости фильтрации и проницаемости флюида в пласте [10–12].

В результате лабораторно-экспериментальных исследований в качестве нового трассерного реагента было выбрано вещество со сле-

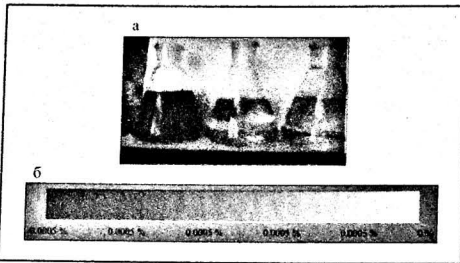


Рис. 1. Каталог образцов трассера различной концентрации:

а – лабораторный;	б – палитра изменения цвета
тип вещества	– органический
форма	– порошкообразная кристаллическая
цвет	– красно-оранжевый
химическая формула	– $C_{31}H_{32}N_2O_{13}S$
молекулярный вес, а.к.в.	– 672.656
температура плавления, °С	– 286
растворимость в воде, г/100мл	– 200
индекс рН	– 5.4–7.4

дующими физическими и химическими свойствами (рис. 1, а).

Исследования показали, что плотность растворов исследуемого трассера в пресной, пластовой и морской воде близка к плотности воды. Минимально необходимая концентрация индикатора в пресной воде, закачиваемой в пласт, составила 0.00003 %. Изменяя концентрацию растворов составлен цветовой каталог для определения концентрации индикатора в воде по палитре изменения цвета (рис. 1, б). Затем, путем использования растворов, содержащих ионы  $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$ ,  $Na^+$ ,  $K^+$ ,  $Cl^-$ ,  $HCO_3^-$ , было изучено влияние солевых ионов на свойства индикатора. Выяснилось, что изменение концентрации ионов в воде влияет на цвет трассера только в диапазоне 5–8 рН, что соответствует параметрам пластовой воды. В кислой среде цвет желтый, в щелочной – пурпурно-красный. Затем трассер испытывался в морской воде и в пробах пластовой воды, взятой на месторождениях. Стабильность индикатора изучалась путем изменения концентрации растворов индикатора в морской воде. Было установлено, что в пластовых условиях индикатор не разлагается и не подвержен седиментации, с течением времени не наблюда-

ется никаких изменений физических и химических свойств трассера.

Лабораторно-экспериментальные исследования по проверке расчетного и трассерного подхода

Как известно, для лабораторно-экспериментального исследования вытеснения нефти из пласта используются линейные и объемные физические модели, в которых создается искусственная среда из песка и глины гранулометрического состава, близкого к составу пластовой среды изучаемого месторождения или используется керновый материал. При исследованиях с линейной моделью имитируется фильтрационный процесс жидкости в пластовой среде между парой скважин: “нагнетательная-добывающая” без учета влияния других скважин, работающих в исследуемом горизонте месторождения.

Фильтрационный процесс, изучаемый на керновом материале (на отдельных и составных ядрах) с учетом влияния давления и температуры предполагает использование специального оборудования типа АКМ-коллектор [13]. Параметры, физической модели для месторождений Азербайджана:

- длина ядра  $L > 30$  см;
- пластовое давление  $p_{пл}$  30 МПа;
- горное давление  $p_r > 50$  МПа;
- пластовая температура  $10^\circ C < T < 80^\circ C$ .

Для учета капиллярных эффектов при движении жидкости в пласте также используется оборудование “slim-tubes” [14]. При этом ведется наблюдение за движением агентов в пористой среде пласта, моделируя давление, обратное давление и температурные условия пласта. Однако в перечисленном выше оборудовании не предусмотрен учет интерференции скважин.

Для учета интерференции между скважинами используются многоточечные модели пласта. По этой причине для сравнительного анализа результатов расчетного и трассерного подхода к исследованиям фильтрационного поля в лабораторно-экспериментальных условиях, посвященных перераспределению закачиваемой воды в межскважинном пространстве, использовалась 5-точечная модель участка продуктивного горизонта (рис. 2). В поставленном эксперименте не было цели исследовать влияние температуры и давления на

изменение расхода скважин. Что касается гидродинамических характеристик, то если бы менялась температура и давление, то расход имел бы другие значения, что сразу же отразилось бы на результатах.

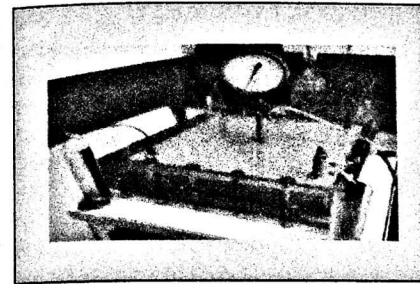


Рис. 2. 5-точечная модель участка продуктивного горизонта

Модель состоит из одной нагнетательной скважины и четырех добывающих скважин. Скважины модели пронумерованы. Рабочий агент вводится через нагнетательную скважину, расположенную в центре модели. Контроль за давлением закачки проводится с помощью специального манометра. Так как физическая модель выполнена из акрилового стекла, можно визуально наблюдать за продвижением окрашенной жидкости от нагнетательной скважины к добывающим. Из-за неоднородной проницаемости межскважинного пространства между нагнетательной и эксплуатационными скважинами, время достижения индикаторной жидкости каждой из эксплуатационной скважин отличается.

Модель пласта заполнена кварцевым песком, размер фракций которого меняется в диапазоне 0.01–0.25 мм. Масса песка, используемого в модели составила 22.5 кг, объем – 8458.6 см<sup>3</sup>, а объем пор – 4041.4 см<sup>3</sup>. Пористая среда, созданная в модели, насыщена смесью пластовой воды и нефти. Вытеснение пластового флюида проводилось морской водой до достижения установившегося расхода по добывающим скважинам. При этом скважины продуцировали разный объем жидкости, что указывало на неоднородное распределение проницаемости в модели. Остаточная нефтенасыщенность составила 50 %, водопроницаемость –  $3.64 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>. Были определены дебиты скважин при фиксированном объеме закачки воды без трассерных добавок. Плотности используемых жидкостей приведены ниже:

нефть  $\rho_n = 914$  кг/м<sup>3</sup>;  
пресная вода  $\rho_p = 1000.0$  кг/м<sup>3</sup>;  
пластовая вода  $\rho_{пл} = 1025.8$  кг/м<sup>3</sup>.

Основываясь на полученной информации, с помощью разработанного расчетного метода определены траектории, скорость и направление движения жидкости, закачиваемой в модель пласта, визуализированы характеристики распределения фильтрационного потока в 5-точечной модели пласта (рис. 3), рассчитано время, необходимое для достижения, нагнетаемой жидкостью добывающей скважины. Результаты расчетов показали, что средняя скорость фильтрационного потока в 5-точечной модели пласта  $v_{ср} = 5$  см/мин. Диапазон изменения скорости  $v_i$  в разных зонах модели, где  $i=1, \dots, 4$ , варьируется от 0 до 10 см/мин (рис. 3, ж), чтобы

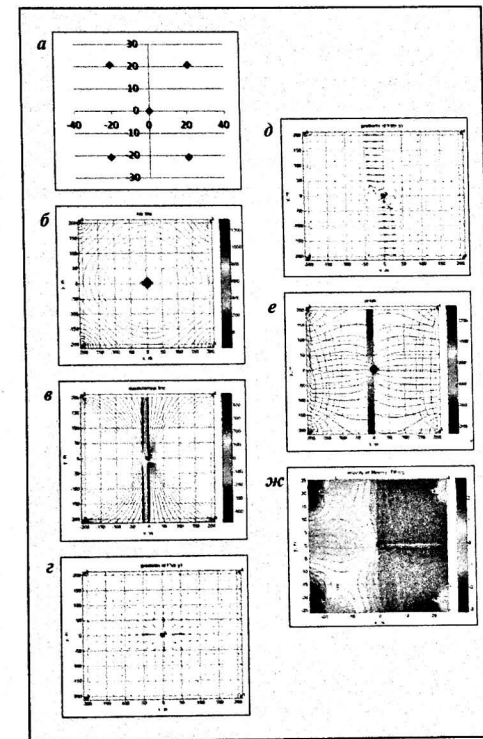


Рис. 3. Визуализация распределения фильтрационного потока в 5-точечной модели элемента продуктивного пласта:

а – схема модели в декартовой системе координат; б – линии тока; в – линии эквипотенциалей; г – градиента функции тока; д – градиента функции потенциала; е – функции комплексной потенциала; ж – скорости фильтрации

определить время, за которое жидкость преодолает расстояние между нагнетательной и добывающими скважинами, рассчитывается длина траектории потока для каждой отдельной скважины  $s_i$  (рис. 3, в). Время определяется как отношение  $t_i = s_i/v_i$ . Результаты расчетов меняются в диапазоне 3–10 мин. Минимальное расчетное время достижения закачиваемой жидкости добывающей скважины соответствует скв. 1. Из-за малого размера модели, время достижения жидкостью каждой из скважин отличается незначительно.

Эксперимент проводится после получения расчетных значений. Исходя из размеров модели (12500 см<sup>3</sup>) готовится необходимый объем 0.3 % трассерного раствора индикатора в морской воде и вводится в модель. Объем закачиваемого раствора составлял 10 % (404 см<sup>3</sup>) порового объема модели. Для вытеснения трассерного раствора, в сторону добывающих скважин, возобновляется закачка морской воды в модель. Фиксируется время, за которое закачанная оторочка из трассерного раствора, достигнет каждой из четырех добывающих скважин и расход скважин. Эксперимент продолжается до тех пор, пока концентрация индикатора в добываемой воде снизится до нуля. Для мониторинга изменения концентрации индикатора в модельной пластовой среде использовался каталог соответствия цвета и концентрации образцов трассера (см. рис. 1, б). При проведении эксперимента выявлено адсорбируется ли индикатор на поверхности породы, способен ли он полностью вымываться из порового пространства, какой объем последующей закачки воды необходим для полной промывки введенного индикатора. Для этого проводится сравнение объемов рабочего агента, полученного из добывающих скважин с объемом закачанного раствора. Лабораторные эксперименты проводились командно и сопровождалась одновременной съемкой визуального положения фильтрационного потока в модели (стеклянная модель). Для отработки схемы замеров на промысле, эксперименты проводились по единой схеме. Каждый раз, когда проводился эксперимент правила проведения эксперимента уточнялись, тем самым отработывалась методика проведения планируемого промышленного эксперимента. Результаты, полученные в ходе лабораторного эксперимента подтвердили достоверность результатов расчета.

Промысловые исследования проведенные с целью проверки расчетного и трассерного подхода

На основе результатов теоретических и лабораторно-экспериментальных исследований разработана технология проведения расчетных и трассерных исследований текущего состояния продуктивного пласта в промысловых условиях. Предложена технология определения оптимального расхода нового трассерного вещества для нагнетания в пласт и схема проведения исследования в промысловых условиях. Предложенная технология разработана с условием соблюдения следующих требований:

- смешивание индикатора с используемым типом воды не влияет на свойства индикатора;
- при смешивании индикатора с используемым типом воды не образуются отложения.

Для продолжения экспериментальной работы в промысловых условиях с использованием разработанной трассерной композиции проведены необходимые организационно-методические работы. Предполагалось, что индикаторный раствор с концентрацией 0.003 % составит до 10 % порового пространства продуктивного пласта на исследуемом участке месторождения. Это составляет 30 % суточной нормы закачки воды в пласт. Трассерный индикатор добавляется к рассчитанному количеству воды и закачивается в пласт через нагнетательную скважину. С течением времени трассер должен проявить себя в продукции добывающих скважин. С этой целью разработана методика ор-



Рис. 4. Карта разработки месторождения Нефт Дашлары (X горизонт)

ганизованного целенаправленного сбора проб продукции скважин на исследуемом участке для проведения необходимых анализов. Нагнетание рабочего агента предполагалось проводить с помощью стандартного оборудования (использовался агрегат ЦА-320М).

На выбранном участке месторождения Нефт Дашлары (X горизонт) проведен промысловый эксперимент, направленный на проверку достоверности расчетных значений гидродинамических параметров и направления потока воды, закачиваемой в нагнетательные скважины (рис. 4). Работа проводилась в соответствии с утвержденным планом и положениями разработанного стандарта предприятия МС 1669347-15-2010 (НИР 2018.Н.23.2018).

На выделенном для исследования участке работают три скважины: одна нагнетательная (скв. 2126) и две эксплуатационные (скв. 1943 и 2343) (см. рис. 4).

Перед началом испытания в промысловых условиях проведен предварительный анализ гидродинамического состояния продуктивного

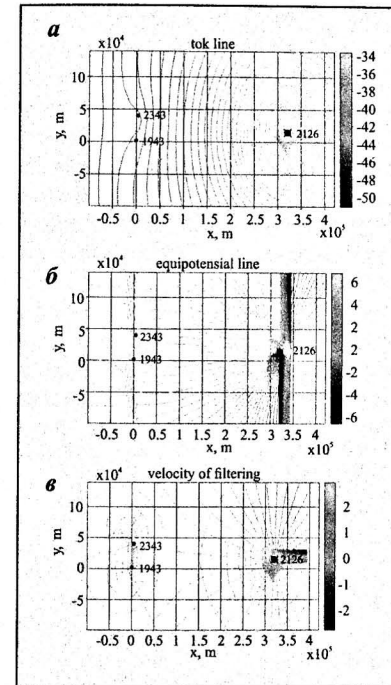


Рис. 5. Распределение значений фильтрационных характеристик закачиваемой воды на выделенном участке месторождения Нефт Дашлары (X горизонт):

а – линии тока; б – эквипотенциальных линий; в – модуля скорости фильтрации

пласта в выбранной зоне. Анализ гидродинамических параметров проводился на основе использования предложенной методики расчета, примененной к регулярно измеряемым показателям нефтедобычи:

– промысловые измерения дебитов работающих с X горизонта добывающих скважин на выделенном участке на дату 01.05.18;

– промысловые измерения объема воды, закачиваемой в X горизонт через нагнетательную скважину на выделенном участке на дату 01.05.18;

– условные координаты местоположения скважины, работающей с X горизонта, мощность фильтра скважин, работающих на выделенном участке (для определения условных координат карта исследуемого участка оцифрована);

– плотность нефти, пластовой и морской воды, трассерного раствора определялась в лаборатории по пробам, взятым на участке.

Согласно разработанному алгоритму, рассчитаны и визуализированы в виде карт следу-

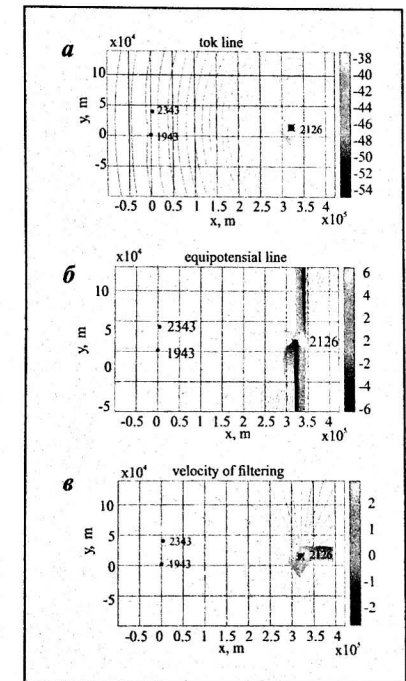


Рис. 6. Распределение значений фильтрационных характеристик пластовой жидкости на выделенном участке месторождения Нефт Дашлары (X горизонт):

а – линии тока; б – эквипотенциальных линий; в – модуля скорости фильтрации

ющие показатели, характеризующие распределение закачиваемой воды, добываемой нефти и воды в пласте на выделенном участке месторождения (рис. 5, 6, 7):

- текущее распределение функций тока;
- текущее распределение функций потенциала;
- распределение модуля функции скорости пластовой жидкости;
- распределение градиентных функций, характеризующих направление движения жидкости.

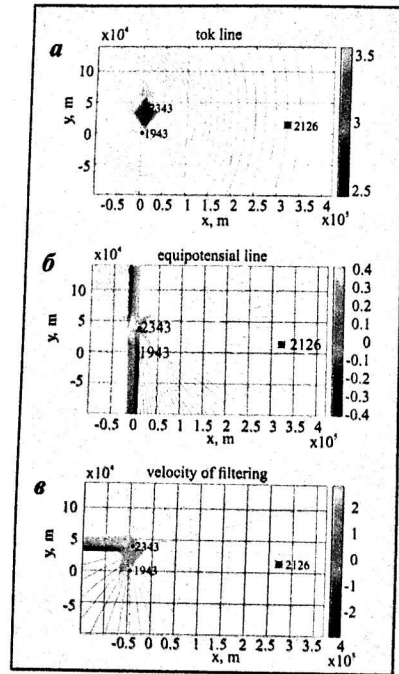


Рис. 7. Распределение значений фильтрационных характеристик пластовой нефти на выделенном участке месторождения Нефт Дашлары (X горизонт):

а – линии тока; б – эквипотенциальных линий; в – модуля скорости фильтрации

С учетом интерференции скважин и неоднородности пласта расчетным путем определена траектория движения закачиваемой жидкости от нагнетательной скважины к эксплуатационным. Для этого оценена длина эквипотенциальных, соединяющих нагнетательную и каждую из добывающих скважин. Для сравнения было определено расстояние между теми же скважинами по прямой. Согласно расчетам, расстояние по прямой и гидродинамический путь пла-

стового флюида не одинаковы. Зная численное значение гидродинамического пути жидкости, нагнетаемой в пласт и изменение фильтрационной скорости пластовой жидкости, было оценено время, за которое трассерный раствор преодолевает путь между нагнетательной скважиной до каждой из добывающих скважин.

Результаты расчетов приведены ниже.

1. Оценка траектории движения жидкости в межскважинной зоне пласта между добывающей скв. 2343 и нагнетательной скв. 2126 по линиям тока и линиям эквипотенциалей – 400 м, при оценке расстояния между скважинами по прямой линии – 320.7 м (см. рис. 5–7, а, б).

2. Оценка траектории движения жидкости в межскважинной зоне пласта между добывающей скв. 1943 и нагнетательной скв. 2126 по линиям тока и линиям эквипотенциалей – 390 м, при оценке расстояния между скважинами по прямой линии – 317.3 м (см. рис. 5–7, а, б).

3. Скорость движения воды, закачиваемой в пласт через нагнетательную скважину в неоднородных зонах выделенного участка, изменяется в пределах 0.5–2 м/сут. (рис. 7, в). В зоне добывающей скв. 2343 скорость продвижения жидкости превышает 1 м/сут., в зоне расположения добывающей скв. 1943 её скорость близка к 1 м/сут.

4. Время продвижения жидкости от нагнетательной скв. 2126 до скв. 2343 оценивается в диапазоне 3–4 месяцев. Таким образом, обнаружить индикатор в продукции скважины (нефть и вода) ожидается не раньше, чем через 3 месяца.

5. Поскольку траектория и скорость продвижения жидкости в межскважинном пространстве между скв. 1943 и 2126 несколько меньше, появление индикатора в продукции скв. 1943 может произойти быстрее. Поскольку скорость вытеснения нефти на выделенном участке пласта несколько ниже, чем вокруг соседней скважины, появление трассера в продукции скв. 1943 может наблюдаться позже (см. рис. 5–7, а, б). Вероятность раннего появления трассера в продукции скв. 1943 выше, чем в скв. 2343 из-за высоких значений скорости жидкости в этом направлении (см. рис. 5–7). Когда раствор трассера проходит через область, где расположены скважины, с высокой скоростью, время на выявление трассера в продукции также уменьшается.

6. В зонах, где скорость пластового флюида

выше и трассер мог бы появиться раньше, эксплуатационные скважины отсутствуют. Также, необходимо учесть, что на карте участка в этой области расположен тектонический разлом (красная линия на рис. 4), по которому закачиваемая жидкость может попасть в зону расположения скважин быстрее.

19.07.2018 5 кг индикатора было смешано с 5 м<sup>3</sup> морской воды и закачено в нагнетательную скв. 2126. Через 58–59 дней (17.09.18) трассер, проявил себя в продукции скв. 1943, а через 70–71 дней 15.11.18 появление трассера наблюдалось в продукции скв. 2343. Причем в продукции скв. 1943 трассер наблюдался только один день. Этот факт доказывает, что закачиваемая вода, окрашенная индикатором попала в скважину по пути движения по тектоническому разлому. Проследить дальнейший путь воды по этой траектории не представилось возможным, так как на последующем пути воды не было добывающих скважин. Результаты промышленного эксперимента подтверждены протоколом и актом приемочных испытаний.

Оценка экономической эффективности предложенного расчетного подхода к диагностике текущего фильтрационного состояния на выделенном участке продуктивного пласта

Сравнение расчетных результатов гидродинамического анализа с результатами промышленного трассерного испытания подтвердило достоверность результатов полученных путем расчета. Сравнительный анализ результатов гидродинамических расчетов с результатами полученными как в лабораторных, так и в промышленных условиях позволяет оценить экономическую эффективность от применения

разработанной методики расчета. При массовой диагностике продуктивных пластов месторождений с применением предложенного метода может быть достигнута более значительная экономия.

На основании удовлетворительных результатов, полученных в результате применения нового метода расчета гидродинамических параметров и использования трассерного индикатора на месторождении Нефт Дашлары (X горизонт), рекомендуется применять эти разработки на других месторождениях нефти и газа для массовой диагностики распределения пластовой жидкости на выделенном участке продуктивных пластов.

#### Выводы

1. Предложена методика расчета и визуализации распределения текущих значений гидродинамических параметров для определения направления текущего распределения потока воды, закачиваемой в нагнетательные скважины на выделенном участке пласта для контроля за разработкой нефтяного месторождения.

2. Предложен новый трассерный индикаторный материал. Согласно лабораторно-экспериментальным исследованиям, оптимальное количество добавления индикаторного вещества в закачиваемую воду составляет 0.003 % объема закачиваемой воды.

3. На выделенном участке месторождения Нефт Дашлары экономия от применения метода расчета составила 62.9 тыс. ман. Предложенные методы рекомендуются для массовой диагностики распределения пластовой жидкости на выделенном участке продуктивных пластов.

#### Список литературы

1. Тихонов А.Н., Гончарский А.В., Степанов В.В., Ягола А.Г. Численные методы решения некорректных задач. – М.: Наука, 1990.
2. Тихонов А.Н., Леонов А.С., Ягола А.Г. Нелинейные некорректные задачи. – М.: КУРС, 2017.
3. Ягола А.Г., Степанова И.Э., Титаренко В.Н., Ван Я. Обратные задачи и методы их решения. Приложения к геофизике. – М.: Бинном, 2014.
4. Леонов А.С. Решение некорректно поставленных обратных задач: Очерк теории, практические алгоритмы и демонстрации в МАТЛАБ. Изд. стереотип. URSS. 2016. 336 с. ISBN 978-5-397-03770-9.
5. Басниев К.С. и др. Подземная гидравлика. – М.: Недра, 1986, 303 с.
6. A.Datta-Gupta and Vasco, D.W. Field-scale Characterization of Permeability and Saturation Distribution Using Partitioning Tracer Tests: The Ranger Field, Texas // SPE 71320, 2001.
7. J Michael. King, Akhil-Datta Gupta Streamline simulation // A current perspective // Texas A&M University, 1998, p. 52.
8. Шарипов Р.А. Курс аналитической геометрии. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2010, 228 с.
9. Гусейнова Н.И. Гидродинамический экспресс-мониторинг зонального воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений с учетом интерференции скважин // Нефтегазовое дело. Разработка нефтяных и газовых месторождений, 2017, т. 15, № 3, с. 41–46.

10. *Ганиев Б.Г., Кубарев П.Н., Камышников А.Г., Шишкин К.В.* Планирование, проведение и использование результатов индикаторных исследований для контроля разработки нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство, 2017, № 6, с. 44-47.

11. *Конеv Д.А.* Исследование нефтяных пластов с помощью индикаторного метода // Современные наукоемкие технологии, № 7-2, с. 23-26.

12. *Пат. РФ № 2301409.* Способ определения количественного содержания индикаторов в пластовых водах / Л.А. Онучак, Ю.И. Арутюнов, С.Ю. Кудряшов, Г.М. Сизоненко, В.И. Астров / от 20.06.2007 г. по заявке СамГУ №2005124417 от 01.08.2005 г

13. *Касумов А.М.* Повышение нефтеотдачи залежей с трудноизвлекаемыми запасами. – Баку: Изд-во “Чашюглы”, 2000.

14. *Иванов М.К., Калмыков Г.А., Белохин В.С., Корост Д.В., Хамидуллин Р.А.* Петрофизические методы исследования ядерного материала: учеб. пособие в 2-х книгах, книга 2. – М.: МГУ им. М.В. Ломоносова, 2000, 113 с.

**References**

1. *Tikhonov A.N., Goncharkiy A.V., Stepanov V.V., Yagola A.G.* Chislennye metody resheniya nekorrektnykh zadach. – M.: Nauka, 1990.

2. *Tikhonov A.N., Leonov A.S., Yagola A.G.* Nelineynye nekorrektnye zadachi. – M.: KURS, 2017.

3. *Yagola A.G., Stepanova I.E., Titarenko V.N., Van Ya.* Obratnye zadachi i metody ikh resheniya. Prilozhenie k geofizike. – M.: Binom, 2014.

4. *Leonov A.S.* Reshenie nekorrektno postavlennyykh obratnykh zadach: Ocherk teorii, prakticheskie algoritmy i demonstratsii v MATLAB. Izd. Stereotip. URSS, 2016. 336 s. ISBN 978-5-397-03770-9.

5. *Basniev K.S. i dr.* Podzemnaya gidravlika. – M.: Nedra, 1986, 303 s.

6. *A.Datta-Gupta and Vasco, D.W.* Field-scale Characterization of Permeability and Saturation Distribution Using Partitioning Tracer Tests: The Ranger Field, Texas // SPE 71320, 2001.

7. *J.Michael. King, Akhil-Datta Gupta* Streamline simulation // A current perspective // Texas A&M University, 1998, p. 52.

8. *Sharipov R.A.* Kurs analiticheskoy geometrii. – Ufa, RITS BashGU, 2010, 228 s.

9. *Guseinova N.I.* Gidrodinamicheskoy express-monitoring zonal' nogo vozdeistviya na produktivnye plasty neftyanykh mestorozhdeniy s uchyotom interferentsii skvazhin // Neftgazovoe delo. Razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy, 2017, t. 15, No 3, s. 41-46.

10. *Ganiev B.G., Kubaryov P.N., Kamyshnikov A.G., Shishkin K.V.* Planirovanie, provedenie i ispol' zovanie rezul' tатов indikatornykh issledovaniy dlya kontrolya razrabotki neftyanogo mestorozhdeniya // Neftyanoe khozaistvo, 2017, No 6, s. 44-47.

11. *Konev D.A.* Issledovanie neftyanykh plastov s pomoshch' yu indikatornogo metoda // Sovremennyye naukoymnye tekhnologii, 2014, No 7-2, s. 23-26.

12. *Pat RF No 2301409.* Способ opredeleniya kolichestvennogo soderzhaniya indikatorov v plastovykh vodakh / L.A. Onuchak, Yu.I. Arutyunov, S.Yu. Kudryashov, G.M. Sizonenko, V.I. Astrov / ot 20.06.2007 g. po zayavke SamGU No 2005124417 ot 01.08.2005 g.

13. *Kasumov A.M.* Povyshenie nefteotdachi zalezhey s trudnoizvlekaemyimi zapasami. – Baku: Izd-vo Chashyoghlu, 2000.

14. *Ivanov M.K., Kalmykov G.A., Belokhin V.S., Korost D.V., Khamidullin R.A.* Petrofizicheskie metody issledovaniya kernovogo materiala: ucheb. posobie v 2-kh knigakh, kniga 2. – M.: MGU im. M.V. Lomonosova, 2000, 113 s.