SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

ВИЗУАЛИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ КАК СПОСОБ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Б. А. Сулейманов, Н. И. Гусейнова*

НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан

Visualization of reservoir fluid filtration characteristics distribution, as a method of oil field development management

B. A. Suleimanov, N. I. Huseynova*

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijann

A B S T R A C T

For monitoring of the zonal impact on the productive strata of oil fields in order to increase oil recovery, it is proposed to use a cartographic method for presenting the distribution of hydrodynamic indicators with the subsequent calculation of the corresponding information indicators. The cartographic method makes it possible to visualize the distribution of indicators characterizing the filtration of formation fluid in a productive formation at a certain time point. The algorithm for calculating information indicators used to conduct a comparative analysis of the hydrodynamic indicators distribution in the impact area for a certain time period allows diagnosing the evolution of the distribution of hydrodynamic indicators both at the all horizon of oilfield and for its individual zones before and after the planned impact. The proposed method, based on the relationship between the productivity of wells operated under interference, and the current geological and hydrodynamic of the reservoir state, can be recommended for assessing the effectiveness of the impact on the productive layers of oil fields. The implementation of the proposed method is shown on the example of the development data of the «Neft Dashları» and «Pirallahı» fields (Azerbaijan). The analysis of the obtained results showed that the impact on the formation, taking into account the assessment of the distribution of hydrodynamic and information indicators, contributes to the choice of a rational mode of stimulation on the prodactive strata.

Keywords: reservoir; enhanced oil recovery; zonal impact; well productivity; diagnostics; filtration; monitoring; streamlines.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

В эпоху цифровизации сложно представить нефтепромысловую науку без разработки и внедрения методов, основанных на цифровых технологиях[1-5]. Контроль над разработкой нефтяных залежей и повышение эффективности мероприятий по воздействию на пласт с целью повышения нефтеотдачи, является одной из актуальных задач нефтедобычи, решение которых основано на использовании цифровых технологий. Наличие регулярно обновляемой базы данных, оцифровка локализации объектов нефтедобычи, разрабатываемые информационные технологии обработки данных, делают возможным создание системы онлайн-мониторинга работы рассматриваемых объектов. Как только уровень используемой информационной техники станет позволять обновление потока данных о рассматриваемых объектах, будут востребованы такие методы анализа текущей информации, которые позволят совершенствовать применяемую в нефтедобыче технику и технологию. Анализ полученной информации с помощью таких алгоритмов позволит в режиме реального времени отслеживать всю информацию о текущем состоянии исследуемого объекта и проводимых мероприятиях, оценивать их эффективность, своевременность проведения и соответствие стандартам, находить резервы для улучшения работы. Один из важнейших элементов такой системы – своевременное информирование о необходимости проведения того или иного мероприятия. Система онлайн-мониторинга позволила бы проводить необходимый контроль над текущим состоянием пластовой системы, и путем своевременных обоснованных напоминаний о необходимости планового воздействия на пласт на всех уровнях руководства, осуществлять процесс регулирования нефтедобычи в соответствии с поставленными целями.

Предлагаемый в данной статье диагностический метод картографического мониторинга распределения фильтрационных потоков в межскважинном пространстве продуктивного горизонта, может стать основой создания подобной системы. Метод позволяет оперативно, по стандартно замеряемым текущим данным производительности скважин, рассчитать и визуализировать текущее распределение показателей, характеризующих фильтрацию пластовой жидкости по простиранию в продуктивном пласте на любой момент времени. Диагностика фильтрационного состояния пластовой системы и сравнитель-

***E-mail:** nahide.huseynova@socar.az

http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100821

ный анализ распределения гидродинамических показателей до и после воздействия на пласт с помощью предложенного метода, позволяет повысить достоверность информации о текущем состоянии пластовой системы в межскважинном пространстве и оценить эффективность проводимых мероприятий.

Методы диагностики фильтрационного состояния пластовой системы

В настоящее время методы диагностики текущего состояния пластовой системы разработаны недостаточно. Мероприятия по воздействию на пласт проводятся, только тогда, когда пластовая система, и соответственно, работа скважин находятся в критическом состоянии.

Известны различные способы диагностики состояния межскважинного пространства продуктивного пласта. Среди них: численное моделирование процесса вытеснения нефти [6], расчет остаточных нефтенасыщенных толщин в ближайшей окрестности скважин [7, 8], контроль разработки нефтяных месторождений по данным геофизических исследований скважин (ГИС) [9], трассерные исследования [10, 11]. Однако, возможности этих подходов на практике оказываются ограниченными по многим причинам. Некоторые из них перечислены ниже:

- Недостаточность, а чаще всего, отсутствие информации о текущих значениях многих важных параметров, входящих в расчетные формулы;
- Поддержание детерминированных постоянно-действующих моделей крупных нефтяных месторождений требует огромных затрат машинного времени, что приводит к потере оперативности контроля и управления процессами нефтедобычи;
- Проведение многочисленных геофизических исследований скважин (ГИС) связано с остановкой работы скважин, применением дорогостоящего оборудования и больших затрат средств и времени на обработку полученной информации;
- При трассерных исследованиях высокая стоимость трассерных материалов, неопределенность поведения трассерного материала в пластовых условиях, необходимость длительного контроля продукции путем взятия и анализа проб добываемой нефти и воды не гарантирует получение необходимой информации, так как направление и скорость движения жидкости, меченной трассером, зависит от многих неопределенных факторов. Также при проведении трассерных исследований, становится невозможной утилизация пластовой воды, путем закачки добываемой воды обратно в пласт и использование данного трассера повторно, так как трассерный материал может адсорбироваться на стенках пор, что при последующих исследованиях искажает результаты исследований.

В данной работе предлагается проводить мониторинг текущего гидродинамического состояния продуктивного пласта на рассматриваемом участке месторождения на основе анализа результатов расчета и картирования распределения линий тока, эквипотенциалей и модуля скорости движения пластовой жидкости (ЛТЭиМС) и их градиентов. Формирование карт ЛТЭиМС производится путем расчета матриц, составленных по значениям функции тока, потенциалов и модуля производной комплексного потенциала (ФТиП и МФКП) на исследуемый период времени с учетом интерференции скважин, работающих с одного продуктивного горизонта. В качестве исходной информации используются данные о текущей производительности скважин на исследуемый период времени. Предложенный способ позволяет восполнить недостаток информации о текущем гидродинамическом состоянии пластовой среды в межскважинном пространстве исследуемого участка.

Предлагаемый алгоритм исследования текущего фильтрационного состояния пластовой среды в межскважинном пространстве

На исследуемый участок продуктивного пласта накладывается воображаемая координатная сетка с прямоугольными ячейками, так, чтобы каждая скважина попадала в отдельную ячейку. Эта процедура позволяет обеспечить устойчивость полученных решений при использовании соотношений теории функций комплексного переменного (плоская задача теории фильтрации). Выбор масштаба ячейки позволяет регулировать уровень детализации визуализируемых объектов и при необходимости выявлять фрактальные характеристики рассматриваемых геометрических объектов [12]. На каждую скважину на рассматриваемом участке накладывается полярная система координат (r,φ), центр которой совпадает с координатами скважины в прямоугольной системе координат.

Значения ФТиП и МФКП рассчитываются для каждой j-той ячейки, находящейся на расстояния r_{ij} в окрестности каждой i-ой скважины по текущему объему продукции q_i данной скважины на погонный метр фильтра, как если бы она работала одна [13]:

$$F_1 = \frac{q_i}{2\cdot\pi}\cdot\ln r_{i,j} \tag{1}$$

$$F_2 = \frac{q_i}{2\cdot\pi}\cdot\varphi_{i,j} \tag{2}$$

$$W = \frac{q_i}{2\pi r_{i,j}} \tag{3}$$

Комплексный потенциал F определяется следующим образом:

$$F = F_1 + i\cdot F_2 \tag{4}$$

Градиент каждой из вышеперечисленных функций, (условно обозначим $F(x,y)$) определяется по формуле:

$$grad(F) = (\partial F(x,y)/\partial x)\cdot i_v + (\partial F(x,y)/\partial y)\cdot j_v \tag{5}$$

где: i - мнимая единица; i_v, j_v - единичные базисные вектора; q_i - расход на единицу длины фильтра скважины; r- радиус-вектор; φ- полярный угол.

Так как функции F_1 и F_2 удовлетворяют уравнению Лапласа [13], восстановление общего поля распределения ЛТЭ и МС для всех работающих с данного горизонта скважин, расположенных на исследуемом участке, производится на основе использования принципа суперпозиции [14-16]. Расчетные значения, полученные по формулам (1)-(4) на основе информации о текущих значениях расходов по всем добывающим и приемистости всех нагнетательных скважин на 1 м фильтра скважин, в каждой j-той ячейке продуктивного пласта суммируются

и определяются текущие значения объемов пластовой жидкости в межскважинном пространстве добывающих и нагнетательных скважин в среде продуктивного пласта. Вычисляют ФТиП в каждой произвольной *j*-той ячейке и восстанавливают поле ФТиП по итерационной схеме с учетом выполнения соотношений:

$$F_{j,1} = \sum_{i=1}^{k} \frac{q_i}{2\cdot\pi} \cdot \ln r_{i,j} \tag{6}$$

$$F_{j,2} = \sum_{i=1}^{k} \frac{q_i}{2\cdot\pi} \cdot \varphi_{i,j} \tag{7}$$

$$W_j = \left| \frac{d(F_1 + i\cdot F_2)}{dz} \right| = \sum_{i=1}^{k} \frac{q_i}{2\pi r_{i,j}} \tag{8}$$

$$grad(F_j) = (\partial F_j(x,y)/\partial x)\cdot i_v + (\partial F_j(x,y)/\partial y)\cdot j_v \tag{9}$$

где: $F_{j,1}$, $F_{j,2}$, W_j – соответственно суммарные значения функций тока, потенциалов и модуля производной функции комплексного потенциала (ФТиП и МПФКП) в каждой *j*-той ячейке воображаемой сетки, накладываемой на участок; q_i – текущий расход скважины на 1м фильтра скважины. *Для* нагнетательных скважин $q_i < 0$, *для* добывающих скважин $q_i > 0$.

В декартовой системе координат расстояние между *j*-той ячейкой сетки и скважиной с координатами (x_i,y_i) определяется по формуле:

$$r_{i,j} = \sqrt{(x_j - x_i)^2 - (y_j - y_i)^2} \tag{10}$$

Полярный угол определяется:

$$\varphi_{i,j} = \frac{(y_j - y_i)}{(x_j - x_i)} \tag{11}$$

Соответственно, комплексный потенциал *F* определяется следующим образом:

$$F_j = F_{j,1} + i \cdot F_{j,2} \tag{12}$$

где: *i* - мнимая единица.

Применяя этот подход, распределение вышеперечисленных гидродинамических параметров на рассматриваемом участке месторождения переопределяется как тензор размерности *n*×*m*, где *n*×*m* – количество ячеек сетки, *n* – количество узлов разбиения в сетке по оси *OX*, *m* - количество узлов разбиения по оси *OУ*, *j=1, …, n*×*m* - порядковый номер ячейки. Элементами каждого из тензоров являются суммарные по всем скважинам соответствующие значения ФТиП в каждой *j*-той ячейке сетки, зависящие от расхода каждой *i*-ой скважины, расстояния r_{ij} от *i*-ой скважины до произвольной точки залежи с координатами (x_j,y_j), где $i=1,\ldots к$ - количество действующих скважин на выделенном *для* исследования участке месторождения:

$$F_1 = \begin{bmatrix} (F_1)_{1,1} & \ldots & (F_1)_{1,n} \\ \ldots. & \ldots & \ldots \\ (F_1)_{m,1} & \ldots & (F_1)_{m,n} \end{bmatrix}; F_2 = \begin{bmatrix} (F_2)_{1,1} & \ldots & (F_2)_{1,n} \\ \ldots. & \ldots & \ldots \\ (F_2)_{m,1} & \ldots & (F_2)_{m,n} \end{bmatrix};$$

$$F = \begin{bmatrix} (F)_{1,1} & \ldots & (F)_{1,n} \\ \ldots. & \ldots & \ldots \\ (F)_{m,1} & \ldots & (F)_{m,n} \end{bmatrix}; W = \begin{bmatrix} (W)_{1,1} & \ldots & (W)_{1,n} \\ \ldots. & \ldots & \ldots \\ (W)_{m,1} & \ldots & (W)_{m,n} \end{bmatrix}; \tag{13}$$

$$grad(F) = \begin{bmatrix} (grad(F))_{1,1} & \ldots & (grad(F))_{1,n} \\ \ldots. & \ldots & \ldots \\ (grad(F))_{m,1} & \ldots & (grad(F))_{m,n} \end{bmatrix}.$$

В следующем пункте покажем, как используя приведенный алгоритм, строятся карты текущего распределения фильтрационных характеристик на выделенном *для* исследования участке месторождения на исследуемый период времени. *Для* автоматизации проведения расчетов и визуализации получаемых результатов на базе пакета системы инженерных и научных расчетов «Matlab» создан специальный программный модуль.

Реализация картографического метода визуализации фильтрационных потоков в продуктивном пласте

Реализация предложенного метода состоит из следующих этапов:

1. Проводится сбор данных *либо* осуществление замеров на скважинах, работающих с исследуемого продуктивного горизонта на текущую дату, а именно: расхода продукции добывающих скважин (объема добываемой из пласта продукции в единицу времени), приемистости нагнетательных скважин (объема закачки в пласт рабочего агента), значения длины фильтров, определяются условные координаты соответствующих скважин. Измеренные значения расхода добывающих скважин запоминают с положительным знаком, значения приемистости нагнетательных скважин запоминают с отрицательным знаком.

2. По скважинам определяется отношение значений дебита к соответствующим значениям мощности пласта, тем самым выявляется среднее распределение расхода добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин на погонный метр фильтра скважины. Каждому полученному значению ставится в соответствие условная координата расположения скважин в декартовой (прямоугольной) системе координат (ОХУ), определяемая *либо* по реальным географическим координатам скважин, *либо* по условным координатам на карте исследуемого месторождения с учетом масштаба. Данный подход может быть реализован в виде трехмерной модели фильтрации, если известен характер распределения расхода/приемистости вдоль фильтра *для* всех скважин участка. При отсутствии этой информации, используется предложенный выше усредненный двухмерный подход.

3. Накладываемая на карту исследуемого участка масштабная сетка с прямоугольными ячейками выбирается таким образом, чтобы каждая из скважин попала в отдельную ячейку, а в ячейках, ограничивающих рассматриваемый участок, скважин не было. Каждой ячейке ставится в соответствие координата в декартовой (прямоугольной) системе координат (ОХУ). *Далее* по формуле (8) определяется расстояние между каждой из скважин и всеми ячейками участка и *для* каждой из них по формулам (1)-(5) рассчитываются значения функции тока и потенциалов, как если бы каждая скважина работала независимо от других скважин. Так в процессе расчета *для* каждой из ячеек сетки получают *к-1* значений функции тока, функций потенциала и значений производной функции комплексного потенциала. *Далее*, по формулам (5)-(7), в соответствии с принципом суперпозиции, значения функции тока, потенциала и производной функции комплексного потенциала *для* каждой ячейки суммируются. Таким образом, относительное динамическое постоянство состояния пластовой среды в межскважинном пространстве и устойчивость основ-

ных гидродинамических показателей пластовой системы месторождения зонального участка описывается тремя функциональными системами, каждая из которых представлена двухмерными тензорами размерности *nxm*:

- Функция тока
- Функция потенциалов
- Функция модуля скорости фильтрации

Далее для каждого из тензоров по отдельности проводится следующая процедура: значения, входящие в тензор, сравниваются между собой и выделяются их максимальное и минимальное значения. Числовой диапазон изменения значений разделяется на равные интервалы, каждому из которых ставится в соответствие определенный цвет. Каждому цвету шкалы ставится в соответствие определенное фильтрационное состояние:

1. черный (отсутствие фильтрации (застой)),
2. синий (состояние слабой фильтрации),
3. зеленый (состояние средне-умеренной фильтрации)
4. желтый (состояние активной фильтрации)
5. красный (состояние высокоактивной фильтрации),

В соответствии с полученными результатами, строятся карты распределения линий тока, эквипотенциалей и скорости фильтрации по площади рассматриваемого участка, выполненных путем цифровой цветовой визуализации соответствующих расчетных суммарных значений ФТиП и МПФКП.

Состояние пластовой системы оценивают путем анализа цвета и взаимного расположения линий по отношению друг к другу. При этом, фильтрационное состояние считают удовлетворительным, когда значения функций тока, потенциалов и скорости на участке исследования находятся в пределах значений, соответствующих стадиям среднего и активного диапазона фильтрации (3 – зеленый и 4 - желтый), застойным - когда значения функций тока и потенциала и скорости находятся в пределах значений, соответствующих диапазону 1 (черный) и 2(синий), состояние высокоактивной фильтрации характеризуется значениями функций тока и потенциала и скорости в диапазоне максимальных значений (красный). Результатом является информация о распределении потока пластовой жидкости на рассматриваемом участке на момент времени, соответствующий времени замера дебитов. В соответствии с распределением фильтрационного поля выбирается соответствующий метод воздействия на пласт и оцениваются результаты, полученные от воздействия.

Градиенты вышеперечисленных функций картируются с помощью векторов, длина которых отражает их значение. Проводимое картирование позволяет оценить локализацию, направление и скорость фильтрационных потоков в любой точке исследуемого участка продуктивного пласта.

Разработанная расчетная методика позволяет визуализировать распределение фильтрационных потоков в продуктивном пласте по данным нормальной эксплуатации скважин об объеме жидкости, закачиваемой в пласт через нагнетательные скважины и отборе продукции через добывающие скважины на исследуемый период времени. Цветовая шкала выбирается в соответствии с полученными при расчете данными и позволяет провести визуализацию распределения фильтрационного потока в цвете в виде карты. По результатам расчетов выявляется распределение скорости фильтрации в зонах активной и пассивной фильтрации, как в продуктивном горизонте в целом, так и на выделенном участке пласта. В соответствии с масштабом карты, оценивается длина линий тока, представляющих собой траекторию движения потока. По полученным данным можно оценить время, затраченное потоком на прохождение этой траектории при установившемся характере фильтрации. При сравнительном анализе фильтрационного состояния участка пласта на различные даты, цветовая шкала каждого из состояний приводится к единой для всех.

Данный метод неоднократно апробирован в лабораторных и промысловых условиях, при проведении исследований, связанных с мероприятиями по воздействию на пласт с целью повышения нефтеотдачи. Картирование распределения линий тока и эквипотенциалей пластовой жидкости проводилось для контроля над разработкой нефтяных залежей на месторождениях суши и моря [17, 18]. Достоверность результатов, полученных с помощью предложенного метода, была подтверждена путем сравнения предварительных расчетов с результатами, полученными при трассерных исследованиях фильтрационных потоков в продуктивных пластах месторождения «Нефт Дашлары» (Азербайджан) [19]. На рис. 1-3 приведены карты распределения значений ФТиП и МПФКП, построенные по данным нормальной эксплуатации скважин на участке этого месторождения, выделенного для проведения трассерных исследований. Результаты предварительных расчетов были полностью подтверждены результатами трассерных исследований.

Предлагаемый алгоритм расчета информационных показателей, используемых для мониторинга зонального воздействия на продуктивные пласты

Мониторинг показателей, характеризующих распределение пластовой жидкости, подразумевает как систематическое, так фрагментное наблюдение за их изменением. В данной статье предлагается обобщенный подход к проведению сравнительного анализа картографического материала, полученного на различные периоды времени. Однако при уже намеченном проведении мероприятии по воздействию на пласт с целью повышения нефтеотдачи, наиболее актуально проведение сравнительного анализа распределения гидродинамических показателей на выделенном для воздействия участке до и после воздействия на пласт. В этом случае метод может быть использован для оценки эффективности проведенных мероприятий.

Об эффективности проводимого геолого-технического мероприятия можно судить по степени выравнивания распределения гидродинамических показателей по площади простирания.

Чаще всего, на построенных по расчетным данным картах визуально легко выделяются зоны наиболее вероятного расположения слабодренируемых и застойных областей пласта, как и зоны, имеющие низкие значения уровня взаимодействия. Однако, визуально определяемые изменения, имея субъективных характер, могут быть как очевидными, так и малозаметными. Поэтому, для объективной сравнительной оценки, предлагается использовать энтропийный подход, т.е. применяя энтро-

пию в качестве меры неоднородности картографического изображения, для каждой из карт оценить меру неоднородности (однородности) распределения линий тока по площади. Это позволяет освободиться от субъективного подхода и способствует снижению затрат времени на проведение анализа. [12, 20].

В качестве примера проведем сравнительный анализ изменения распределения функции тока F_1 (рис. 7 а и б.). Пусть на выбранном участке продуктивного пласта до и после воздействия для оценки воздействия расчетным путем получены тензоры $F_1^{t_1}$ (до воздействия) и $F_1^{t_2}$ (после воздействия):

$$F_1^{t_1} = \begin{bmatrix} (F_1^{t_1})_{1,1} & \dots & (F_1^{t_1})_{1,n} \\ \dots & \dots & \dots \\ (F_1^{t_1})_{m,1} & \dots & (F_1^{t_1})_{m,n} \end{bmatrix}$$

и (14)

$$F_1^{t_2} = \begin{bmatrix} (F_1^{t_2})_{1,1} & \dots & (F_1^{t_2})_{1,n} \\ \dots & \dots & \dots \\ (F_1^{t_2})_{m,1} & \dots & (F_1^{t_2})_{m,n} \end{bmatrix}.$$

По этим данным построены карты распределения гидродинамических показателей.

В качестве инструмента предлагается использовать информацию преобразования (ИП) - базовую математическую количественную меру информации [21].

Прежде чем приступить к решению поставленной задачи, для облегчения восприятия вида формул, перепишем тензоры $F_1^{t_1}$ и $F_1^{t_2}$ в виде рядов с количеством элементов *nxm*, упорядоченных в соответствии с нумерацией ячеек на карте. Отметим, что одним их условий возможности проведении сравнения, является одинаковое масштабирование сравниваемых карт (рис.):

$$F_1^{t_1} = \{F_1^{t_1}{}_1, \dots, F_1^{t_1}{}_{nxm}\} = \{x_1, \dots, x_{nxm}\} = X$$

и (15)

$$F_1^{t_2} = \{F_1^{t_2}{}_1, \dots, F_1^{t_2}{}_{nxm}\} = \{y_1, \dots, y_{nxm}\} = Y$$

Ниже на примере одного ряда F_1^{t1}=*X* показана процедура расчета и визуализации мер. Для выполнения поставленной задачи эта процедура проводится для каждого исследуемого ряда *X* и *Y*. Полученные результаты сравниваются. Если полученные значения энтропии практически одинаковы, следовательно, проведенное воздействие на пласт малоэффективно. Если значение энтропии уменьшилось, следовательно, распределение гидродинамической характеристикина выделенном участке пласта выравнялось, и охват воздействием слабодренируемых и застойных областей пласта повысился.

.

Алгоритм расчета информационной меры методом Хаффмана

Энтропия - основа методов Хаффмана, используемых для кодирования цифровых изображений. Имея любое распределение значений данных, в том числе распределение гидродинамических показателей на выделенном участке продуктивного пласта, можно всегда применить к ней энтропийный метод кодирования методом Хаффмана [22]. Этот метод исследует распределение значений данных и присваивает низкий битрейт (скорость потока) - часто встречающимся значениям и высокий битрейд - редко встречающимся значениям. Пусть *P*(*X*)-вероятность некоторого распределения гидродинамического показателя *X*. Тогда информация, сопоставленная *X*, определяется как:

$$i(X) = -\log P(X). \quad (16)$$

Заметим, что если $P(X) = 1$, $i(X)=0$, т. е., маловероятные события несут много информации, в то время как достоверные события несут мало информации. Распределение показателя $X=\{x_1,\dots, x_{nxm}\}$ обусловлено множеством его независимых значений x_k, появляющихся с вероятностями $P(x_k)$. Энтропия этой системы определяется как:

$$H_X = -\sum P(x_i)\cdot\log P(x_i). \quad (17)$$

При этом:

$$\sum P(x_k) = 1,$$

где: $k = 1...nxm$

Практическая реализации картографического метода с использованием информационной оценки

Ниже, на данных о продуктивности скважин опытного участка месторождения Пираллахи показан пример проведения процедуры предварительной оценки эффективности планируемого технологического воздействия на пласт.

Прежде всего, дадим краткую характеристику исследуемого участка. Разработка и эксплуатация месторождения Пираллахи была начата еще в начале прошлого века. Нефтеносными являются нижние отделы продуктивной толщи месторождения, а именно кирмакинская и подкирмакинская свиты [23]. Площадь опытного участка на месторождении Пираллахи составляет 25 га. На момент исследования на участке эксплуатировались 32 скважины, из них одна - нагнетательная. Добывающие скважины разрабатывают верхние отделы кирмакинской свиты ($КС_в$). До планирования воздействия, квартальная добыча нефти снизилась на 30% по сравнению с предыдущим кварталом, коэффициент нефтеотдачи на выбранном участке к текущему времени составлял 0.39.

Для проведения расчетов с целью оценки гидродинамического состояния пластовой системы на выделенном участке, промысловые данные, используемые в качестве исходной информации, были подготовлены соответствующим образом (табл.1). Основываясь на карте разработки опытного участка месторождения, были определены условные координаты всех работающих скважин. Начало координат привязано к точке размещения нагнетательной скважины. Использовались данные о среднемесячном дебите нефти и воды q добывающих скважин и среднемесячной закачке биореогента в нагнетательную скважину соответственно дате, предшествующей началу воздействия на пласт. Как указывалось выше, нагнетательная скважина была принята за источник ($q<0$), а за стоки ($q>0$) – все добывающие скважины. Исходные данные по всем скважинам, необходимые для расчета приведены в таблице 1. Полученный в результате автоматизированных расчетов графический материал, характеризующий состояние пласта на июль 2009 года, приведен на рисунках 4-6.

Предварительный анализ промысловых данных показал, что, пластовые условия на участке соответствуют критериям применимости метода биологического воз-

действия. В этих условиях было принято решение о необходимости проведения мероприятий по повышению нефтеотдачи, путем применения одной из модификаций микробиологического воздействия на продуктивный пласт. До начала проведения воздействия на пласт, вновь была собрана промысловая информация о текущей продуктивности скважин и их техническом состоянии и проведены соответствующие расчеты и их визуализация. Закачка биореагента была начата в январе 2010 года и продолжалась около двух месяцев. В качестве биореагента использовалась молочная сыворотка (МС). После адаптации микроорганизмов к пластовой среде (этот период индивидуален для каждого месторождения), как и ожидалось, появились первые признаки реакции добывающих скважин на биовоздействие, причем они были неоднозначными. В соответствии с изменением дебита все добывающие скважины разделились на несколько групп. На скважинах из первой группы дебит повысился, во второй группе скважин дебит стабилизовался, в третьей группе, самой малочисленной, дебит скважин продолжал падать. Среди скважин были и такие, дебит которых, то повышался, то понижался, т. е. как бы пульсировал. В связи с тем, что процесс ожидания стабильных результатов повышения нефтеотдачи немного затянулся во времени, возникла необходимость в анализе эффективности проведенного биовоздействия. Используя методику расчета и визуализации функций потенциала, тока, скорости фильтрации и их градиентов с учетом интерференции скважин, была произведена оценка микробиологического воздействия на пласт на опытном участке месторождения Пираллахи. Для исследуемого участка были построены карты распределения гидродинамических показателей и выявлены зоны неоднородности, имеющие активный и пассивный характер поведения, наличие которых обуславливало нестабильный характер производительных скважин, расположенных в этих зонах. Также были рассчитано количество информации и энтропия для каждого из распределений, визуализированных в виде карты (рис. 7 а и б). Для карты, изображенной на рисунке 7а, энтропия составила H_X =0.75, для карты, изображенной на рисунке 7б энтропия составила H_Y = 0.64. Уменьшение значения энтропии свидетельствует о том, что после проведенного воздействия, уровень меры неоднородности картографического изображения снизился, что является показателем повышения эффективности охвата воздействием на выделенном участке продуктивного пласта.

Разработанный метод можно применять для предварительной и последующей оценки эффективности любого технологического воздействия на месторождениях.

Таблица 1

Исходные данные для определения фильтрации жидкости в пластах $КС_в$ опытного участка месторождения Пираллахи на июль 2009 г.

№ скважины	Координаты скважины		Толщина фильтра, м	Дебит, т		
	X	Y		нефти	воды	жидкости
96	0.5	-5.8	40	11	4	15
178	3	-4.8	32	15	156	171
436	4.9	-2.6	66	4	35	39
437	4.8	-5	92	24	89	113
465	3.65	-0.2	53	6	108	114
498	2.75	2.7	75	14	98	112
905	-4.6	3.2	108	47	19	66
907	1.5	0.3	94	12	103	115
908	2.75	1.75	30	24	122	146
910	-0.45	-2.9	106	53	32	85
911	2.85	-0.2	85	36	276	312
912	1.4	1.5	42	14	128	142
915	-3.9	0	61	8	6	14
917	-3.35	3	37	11	22	33
931	-2.6	3.3	182	22	6	28
934	-0.6	2.4	55	17	9	26
935	0.55	1.0	98	28	0	28
936	1.7	2.3	89	8	101	109
937	-0.5	1.2	112	30	11	41
938	-1.3	1.3	57	18	6	24
939	0.7	1.9	66	18	39	57
941	2	-0.2	50	42	45	87
942	-0.4	-0.9	88	36	19	55
944	-1.25	0.35	50	20	6	26
945	-1.35	-0.65	90	41	24	65
946	-2.2	-1.5	112	53	32	85
948	-2.2	-0.6	119	17	9	26
958	-5.2	-1.45	35	25	0	25
960	-3.8	-3.2	65	39	17	56
964	-4.5	-1.9	46	28	13	41
991	-1.8	-5.4	68	28	74	102

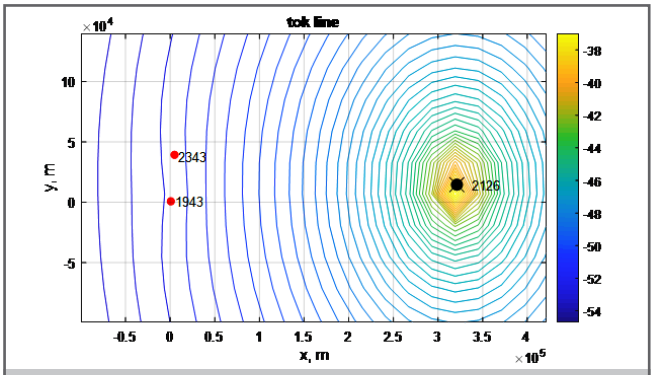

Рис. 1. Распределения линий тока при фильтрации пластовой жидкости в каждой точке залежи с координатами (x_j, y_j) с учетом интерференции скважин между собой

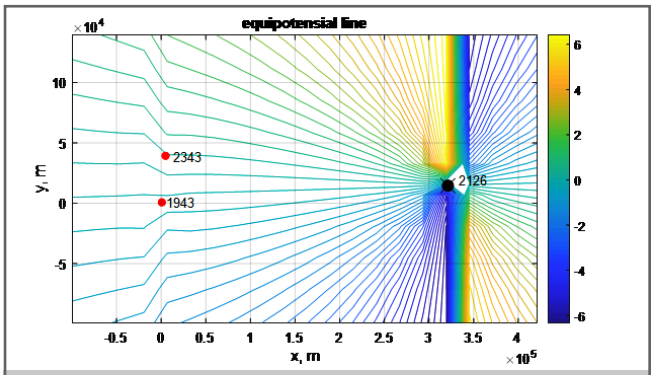

Рис. 2 Распределения эквипотенциалей при фильтрации пластовой жидкости в каждой точке залежи с координатами (x_j, y_j) с учетом интерференции скважин между собой

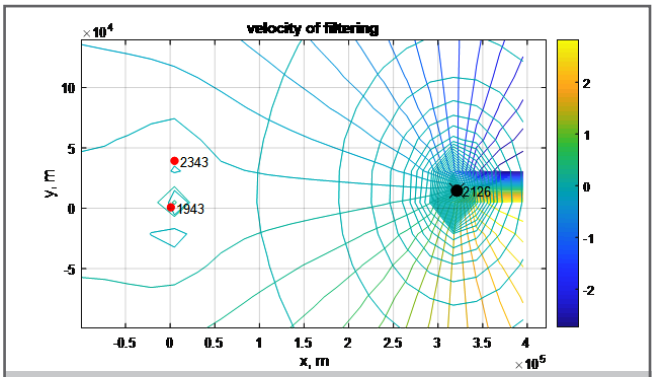

Рис. 3 Распределения модуля скорости на текущий момент фильтрации пластовой жидкости в каждой точке залежи с координатами (x_j, y_j) с учетом интерференции скважин между собой

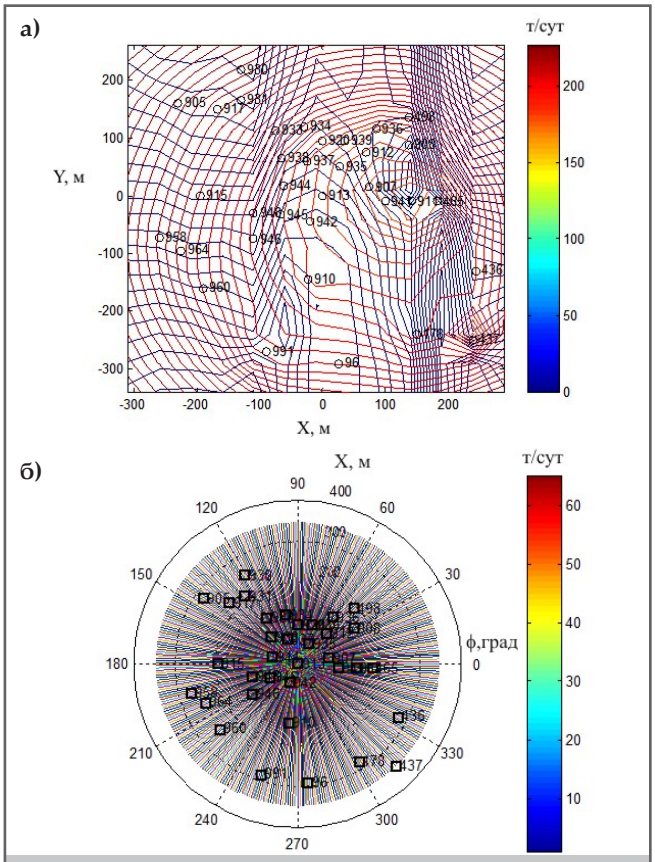

Рис. 5. Карта распределения линий функции комплексного потенциала на опытном участке месторождения Пираллахи (горизонт КС$_в$) июль 2009 г.
а) линии эквипотенциалей; б) линии тока;
в) модуль скорости фильтрации

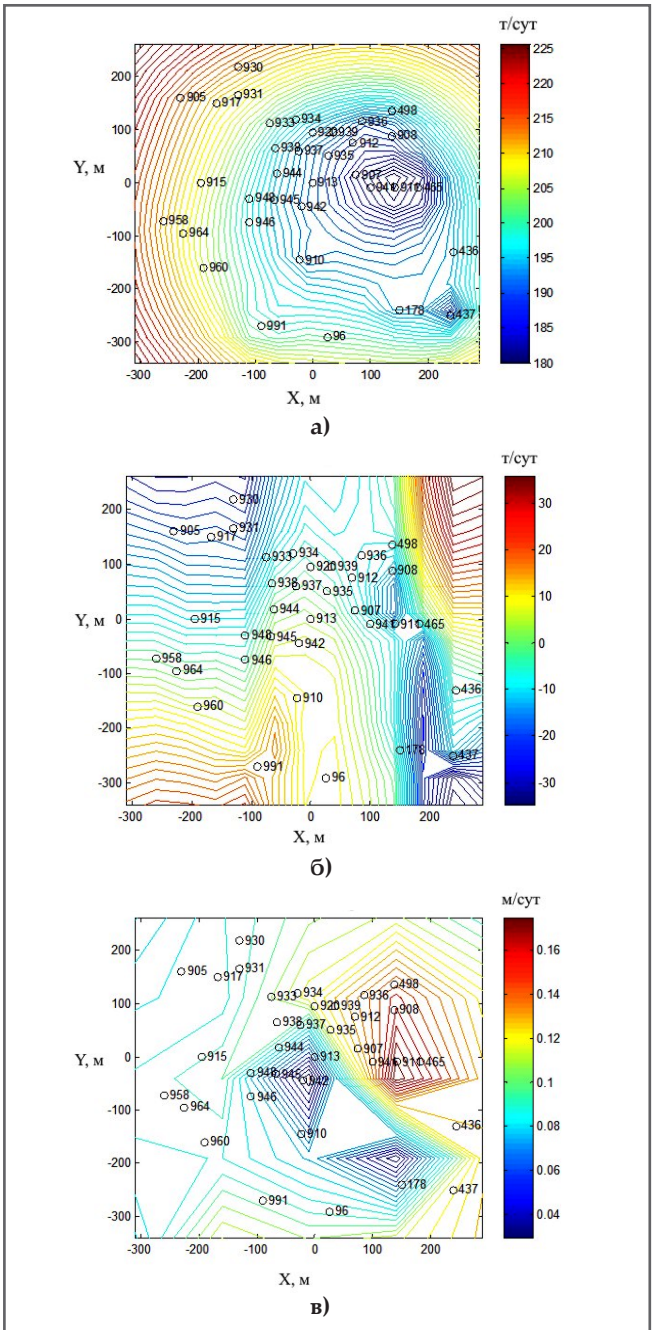

Рис. 4. Карта распределения функций потенциалов, тока и модуля скорости фильтрации на опытном участке месторождения Пираллахи (горизонт КС$_в$) на июль 2009 г.
а) линии эквипотенциалей; б) линии тока;
в) модуль скорости фильтрации

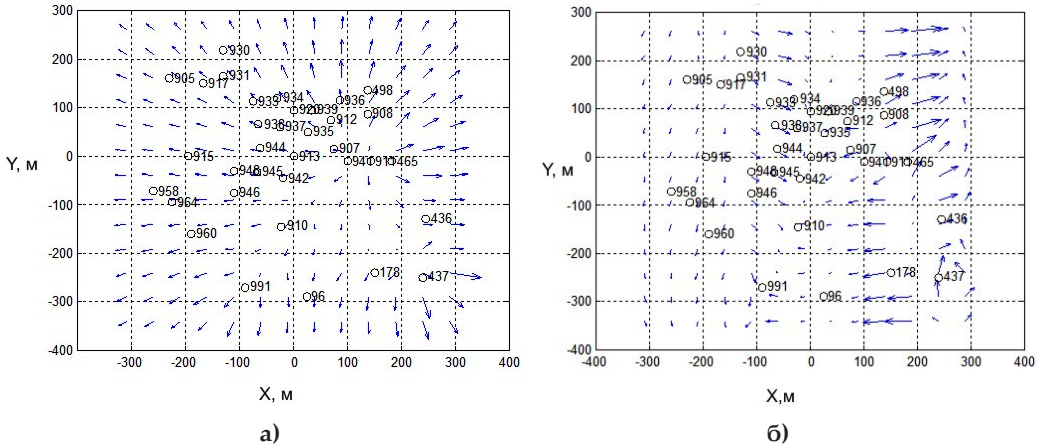

Рис. 6. Карта распределения градиентов функций потенциалов и функции тока на опытном участке месторождения Пираллахи (горизонт $КС_в$) на июль 2009 г.
а) вектора градиентов функции потенциалов; б) вектора градиентов функции тока

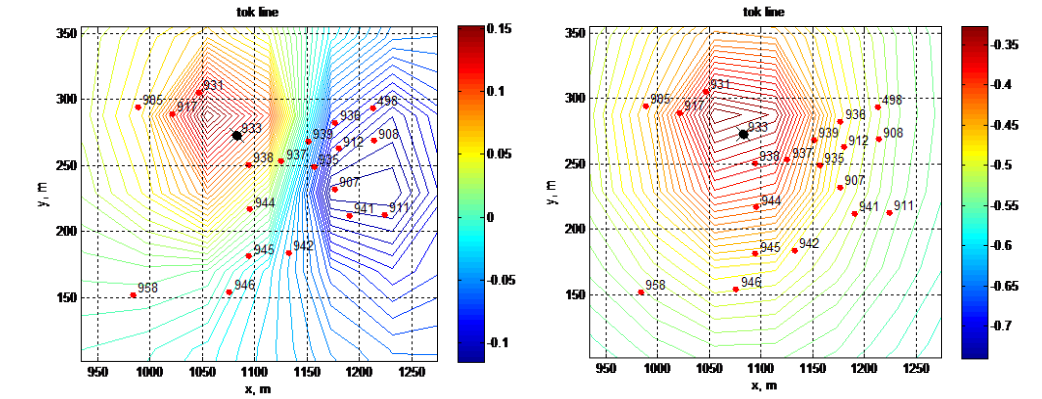

Рис. 7. Распределение линий тока на участке воздействия на месторождении Пираллахи
а) до проведения воздействия (январь 2010); б) после проведения воздействия (март 2010)

Выводы

1. Предложен метод экспресс-диагностики состояния продуктивного пласта по значениям гидродинамических, информационных показателей и данным нормальной эксплуатации;

2. Метод позволяет проводить мониторинг текущего гидродинамического состояния продуктивного пласта на рассматриваемом участке, а также оценить эффективность воздействия на пласт;

3. В качестве меры для оценки неоднородности картографического изображения предлагается использовать энтропийный подход, на основе расчета информационной меры методом Хаффмана;

4. Метод апробирован на месторождениях «Нефт Дашлары» и «Пираллахи» для оценки эффективности воздействия на пласт.

Литература

1. Сулейманов, Б. А., Лятифов, Я. А., Ибрагимов, Х. М., Гусейнова, Н. И. (2017). О результатах промысловых испытаний технологии повышения нефтеотдачи пласта на основе применения термоактивной полимерной композиции. *SOCAR Proceedings*, 3, 17-31.

2. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE-187784-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.*

3. Сулейманов, Б. А., Гусейнова, Н. И. (2019). Анализ состояния разработки месторождения на основе информационных показателей Фишера и Шеннона. *Автоматика и телемеханика,* 5, 118–135.

4. Сулейманов, Б. А., Исмайлов, Ф. С., Дышин, О. А., Гусейнова, Н. И. (2011). Анализ состояния разработки нефтяного месторождения на основе мультифрактального подхода. *Нефтяное хозяйство,* 2, 92-96.

5. Сулейманов, Б. А., Исмайлов, Ф. С., Дышин, О. А., Гусейнова, Н. И. (2012). Мультифрактальный анализ состояния разработки нефтяного месторождения. *SOCAR Proceedings,* 2, 20-28.

6. Ван, Ц., Флеминг, Г. К., Лу, Ц. (2012). Способ добычи нефти или газа с применением компьютерного моделирования нефтяного или газового месторождения и эксплуатационного оборудования. Патент РФ 2594405.

7. Колганов, В. И., Шашель, А. Г. (1997). Контроль за разработкой нефтяных залежей с помощью карт остаточных нефтенасыщенных толщин. *Нефтяное хозяйство*, 1, 40-42.

8. Хатмуллин, И. Ф., Хасанов, М. М., Хамитов, И. Г., Галеев, Р. М. (1998). Способ контроля за разработкой нефтяных залежей с помощью карт остаточных нефтенасыщенных толщин. *Патент РФ 2122107*.

9. Булыпин, Д. В., Булыпин, В. Я., Закиров, Р. Х. и др. (1996). Способ разработки нефтяной залежи. *Патент РФ 2055981.*

10. Хасанов, М. М., Хатмуллин, И. Ф., Хамитов, И. Г., Абабков, К. В. (1999). Способ контроля за разработкой нефтяных залежей. *Патент РФ 2135766*.

11. Ибрагимов, Х. М., Гусейнова, Н. И., Гаджиев, А. А. (2021). Разработка новых методов контроля над воздействием на продуктивные пласты на примере месторождения «Нефт Дашлары». *Scientific Petroleum*, 1, 37-42.

12. Берлинт, А. М. (1986). Образ пространства: карта и информация. *Москва: Мысль*.

13. Басниев, К. С., Власов, А. М., Кочина, И. Н., Максимов, В. М. (1986). Подземная гидравлика. *Москва: Недра.*

14. Datta-Gupta, A., King, M. J. (2007). Streamline simulation: theory and practice. *USA, TX: Society of Petroleum Engineers.*

15. King, M. J., Datta-Gupta, A. (1998). Streamline simulation. A current perspective. USA: Texas A&M University.

16. Huseynova, N. I. (2017). Hydrodynamic express monitoring of zonal impact on productive formations of oil fields, taking into account well interference. *Oil and Gas Business*, 15(3), 41-46.

17. Ibrahimov, K. M., Huseynova, N. I., Abdullaveva, F. Y. (2017). Experience of microbial enhanced oil recovery methods at Azerbaijan fields. *Petroleum Science and Technology*, 35(18), 1822-183.

18. Сулейманов, Б. А., Гусейнова, Н. И., Рзаева, С. Д., Тулешева, Г. Д. (2018). Промысловая реализация технологии очаговой кислотной обработки нагнетательных скважин на месторождении «Жетыбай» (Казахстан). *SOCAR Proceedings*, 1, 59-65.

19. Ibrahimov, K. M., Huseynova, N. I., Hajiev, A. A. (2020). Diagnostics of the productive horizons current filtration state in the selected area at the «Neft Dashlary» field (Azerbaijan). In: *COIA-2020 Proceedings of the 7th International Conference on Control and Optimization with Industrial Applications. Vol.2.*

20. Сулейманов, Б. А. (2022). Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. Серия: Современные нефтегазовые технологии. *Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований.*

21. Бекман, И. Н. (2009). Курс лекций по информатике. http://profbeckman.narod.ru/InformLekc.htm

22. Уэлстид, С. (2003). Фракталы и вейвлеты для сжатия изображений в действии. *Москва: «Триумф».*

23. Исмаилов, Н. М., Рзаева, Ф. М. (1998). Биотехнология нефтедобычи. Принципы и применение. *Баку: «Элм».*

References

1. Suleimanov, B. A., Lyatifov, Y. A., Ibrahimov, Kh. M., Guseynova, N. I. (2017). Field testing results of enhanced oil recovery technologies using thermoactive polymer compositions. *SOCAR Proceedings,* 3, 17-31.

2. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE-187784-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.*

3. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I. (2019). Analyzing the state of oil field development based on the Fisher and Shannon information measures. *Avtomatika i Telemekhanika,* 5, 118–135.

4. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Guseynova, N. I. (2011). Analysis of oil deposit exploration state on the base of multifractal approach. *Oil Industry,* 2, 92-96.

5. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Guseynova, N. I. (2012). Analysis of oil deposit exploration state on the base of multifractal approach. *SOCAR Proceedings,* 2, 20-28.

6. Van, T., Fleming, G. K., Lu, T. (2012). Method to extract oil or gas using computer simulation of oil or gas deposit and operating equipment. *RU Patent 2594405*.

7. Kolganov, V. I. (1997). Residual oil maps for field development monitoring. *Oil Industry*, 1, 40-42.

8. Khatmullin, I. F., Khasanov, M. M., Khamitov, I. G., Galeev, R. M. (1998). Method for control of development of oil pools with тне help of maps of residual oil-saturated strata. RU *Patent 2122107*.

9. Bulygin, V. Ja, Zakirov, R. Kh., Pastukh, P. I., Melnikov, A. I. (1996). Method for development of oil pool. *RU Patent 2055981*.

10. Khasanov, M. M., Khatmullin, I. F., Khamitov, I. G., Ababkov, K. V. (1999). Process monitoring exploitation of oil fields. *RU Patent 2135766*.

11. Ibrahimov, Kh. M., Huseynova, N. I., Hajiyev, A. A. (2021). Development of new controlling methods for the impact on the productive formation for «Neft Dashlary» oilfield. *Scientific Petroleum*, 1, 37-42.

12. Berlyant, A. M. (1986). Image of space: map and information. *Moscow: Mysl.*

13. Basniev, K. S., Vlasov, A. M., Kochina, I. N., Maksimov, V. M. (1986). Underground hydromechanics. *Moscow: Nedra*.

14. Datta-Gupta, A., King, M. J. (2007). Streamline simulation: theory and practice. *USA, TX: Society of Petroleum Engineers.*

15. King, M. J., Datta-Gupta, A. (1998). Streamline simulation. A current perspective. USA: Texas A&M University.

16. Huseynova, N. I. (2017). Hydrodynamic express monitoring of zonal impact on productive formations of oil fields, taking into account well interference. *Oil and Gas Business*, 15(3), 41-46.

17. Ibrahimov, K. M., Huseynova, N. I., Abdullaveva, F. Y. (2017). Experience of microbial enhanced oil recovery methods at Azerbaijan fields. Petroleum Science and Technology, 35(18), 1822-183.

18. Suleimanov, B. A., Huseynova, N. I., Rzayeva, S. C., Tulesheva, G. D. (2018). Experience of acidizing injection wells for enhanced oil recovery at the Zhetybai field (Kazakhstan). *SOCAR Proceedings*, 1, 59-65.

19. Ibrahimov, K. M., Huseynova, N. I., Hajiev, A. A. (2020). Diagnostics of the productive horizons current filtration state in the selected area at the «Neft Dashlary» field (Azerbaijan). In: *COIA-2020 Proceedings of the 7th International Conference on Control and Optimization with Industrial Applications. Vol.2.*

20. Suleimanov, B. A. (2022). Theory and practice of enhanced oil recovery. *Moscow-Izhevsk: ICS*

21. Beckman, I. N. (2009). Course of lectures on computer science. http://profbeckman.narod.ru/InformLekc.htm

22. Welstead, S. (2002). Fractal and wavelet image compression techniques. *Washington: SPIE Optical Engineering Press, Cop.*

23. Ismailov, N. M., Rzayeva, F. M. (1998). Biotechnology of oil production. Principles and application. *Baku: Elm.*

Визуализация распределения фильтрационных характеристик пластовой жидкости как способ контроля разработки нефтяных залежей

Б. А. Сулейманов, Н. И. Гусейнова
НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

Для мониторинга зонального воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений с целью повышения нефтеотдачи предлагается использовать картографический метод представления распределения гидродинамических показателей с последующим расчетом соответствующих им информационных показателей. Картографический метод позволяет визуализировать распределение показателей, характеризующих фильтрацию пластовой жидкости по простиранию в продуктивном пласте на определенный момент времени. Алгоритм расчета информационных показателей, используемых *для* проведения сравнительного анализа распределения гидродинамических показателей на участке воздействия на определенный период времени, позволяет произвести диагностирование эволюции распределения гидродинамических показателей как на месторождении в целом, так и *для* его отдельных зон, оценить фильтрационное состояние продуктивного пласта до и после планируемого воздействия. Предложенный метод, основанный на взаимосвязи между продуктивностью скважин, эксплуатируемых в условиях интерференции, и текущим геолого-гидродинамическим состоянием пластовой системы, можно рекомендовать *для* оценки результативности воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений. Реализация предложенного метода показана на примере данных разработки месторождения «Нефт Дашлары» и «Пираллахи» (Азербайджан). Анализ полученных результатов показал, что воздействие на пласт с учетом оценки распределения гидродинамических и информационных показателей способствует выбору рационального режима воздействия на пласт.

Ключевые слова: пласт; повышение нефтеотдачи; зональное воздействие; продуктивность скважин; диагностика; фильтрация; мониторинг; *линии* тока.

Lay mayesinin hidrodinamik göstəricilərin paylanmasının vizuallaşdırılması əsasında neft yataqlarının işlənməsinə nəzarət üsulu

B. A. Süleymanov, N. I. Hüseynova
«Neftqazelmitədqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Neftvermənin artırılması məqsədilə neftli məhsuldar qatlara zonal təsirin monitorinqi üçün hidrodinamik göstəricilərin paylanmasının hesablanması və vizuallaşdırılması metodı təklif olunur. Zamanla dəyişən kartoqrafik materialları biri biri ilə müqaisə etmək müvafiq məlumat göstəricilərinin hesablanması imkan verir. Müəyyən müddət ərzində təsir altında olan ərazidə bir sira zaman nüqtələrində hidrodinamik göstəricilərin paylanmasının müqayisəli təhlilini üçün istifadə olunan məlumat göstəricilərinin hesablanma alqoritmi həm lay üzrə, həm də onun ayrı-ayrı zonaları üzrə aparıla bilər. Laya planlaşdırılmış təsirdən əvvəl və təsirdən sonra məhsuldar qatlarda hidrodinamik göstəricilərin paylanmasının müqaisəli təhlili əsasında layda baş verən hidrodinamik proseslərdə vəziyyətinin qiymətləndirilməsi məqsədi ilə diaqnostikasının aparılması və laylarına təsirin effektivliyini qiymətləndirmək üçün tövsiyə oluna bilər. Təklif olunan metodun həyata keçirilməsi «Neft Daşları» və «Pirallahı» yataqlarının (Azərbaycan) işlənmə məlumatlarının nümunəsində göstərilir. Alınmış nəticələrin təhlili göstərdi ki, hidrodinamik və informasiya göstəricilərinin paylanmasının qiymətləndirilməsi nəzərə alınmaqla laya təsir lay üzrə rasional laya təsir rejiminin seçilməsinə kömək edə bilər.

Açar sözlər: məhsuldar lay; neftvermənin artırılması; zonal təsir; quyu məhsuldarlığı; diaqnostika; filtrasiya; monitorinq; axın xətləri.