SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

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

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ ПРИ ВОДОЭМУЛЬСИОННОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ

Н. И. Гусейнова[1], Н. М. Сафаров*[1], Г. Н. Сафарова[2]

[1]НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан;

[2]Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Hydrodynamic simulation of the current state of liquid filtration under water emulsion impact on oil layer

N. I. Huseynova[1], N. M. Safarov*[1], G. N. Safarova[2]

[1]«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan;

[2]Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

A B S T R A C T

The article, in order to increase the efficiency of field development, it is proposed to apply water-oil emulsion to the formation along with dewatering. In order to evaluate the results of the complex impact on the oil layer, the method based on the mathematical modeling of fluid percolation in the layer by fixing the flow lines was used. By calculating and visualizing the distribution of hydrodynamic indicators of fluid filtration flows in the formation environment, the fast-acting mathematical model allows for a fairly accurate assessment of the current state of the impact process on productive formations. The proposed method for assessing the current state of liquid percolation during the impact of water-oil emulsion on the oil layer with local detailed solution , in the case of uncertainty - when solving the diagnostic problems that arise due to the lack of geophysical and hydrodynamic (physical, mechanical, lithological and other) data of the current indicators characterizing the reservoir system can prevent many difficulties.

Keywords: oil layer flooding; water emulsion inpact; stream lines; displacement front; viscosity of water-oil emulsion; diagnostic; filtration.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Известно, что одной из основных проблем нефтяной промышленности является повышение уровня нефтеизвлечения на месторождениях, вступивших в позднюю и завершающую стадию разработки, характеризующуюся значительным снижением добычи нефти, при резком росте обводненности скважинной продукции, обусловленной изменением свойств пластовой жидкости и пластовой среды [1-4]. В этой связи, при выборе эффективных методов воздействия на продуктивный пласт, с целью повышения эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти·, наряду с применением новых технологий воздействия на пластовую систему, необходима разработка и использование новых методов оценки текущего состояния пластовой системы, позволяющих учитывать особенности структуры существующих запасов нефти и текущее состояние разработки и доразработки месторождений. Современные возможности математического и численного моделирования процессов фильтрации с локальной детализацией решения, опирающиеся на мощную фундаментальную теоретическую базу численного решения соответствующих задач, позволяют разрабатывать новые методы проведения диагностического анализа текущих изменений параметров, характеризующих распределение потока жидкости в нефтяном пласте, с целью принятия решений в условиях недостаточной информации [5-15]. В свою очередь, на основе полученной информации осуществляется надежный контроль над процессом воздействия на пласт.

Постановка задачи

Водоэмульсионное воздействие (ВВ), проводимое в комплексе с проведением заводнения, применяется с целью повышения уровня нефтедобычи в пластах, характеризуемых неоднородным распределением проницаемости. При проведении мероприятий по заводнению продуктивных пластов со слоистой структурой, закачиваемая в пласт вода, продвигаясь по пропласткам с высокой проницаемостью, способна к прорыву в дренажную зону добывающих скважин, что способствует повышению процента обводненности их продукции. При этом, воздействие,оказываемое на слои, характеризующиеся низкой проницаемостью, в сложившихся условиях - значительно хуже. Однако, если проводить заводнение в комплексе с водоэмульсионным воздействием, эффективная вязкость флюида, продвигающегося по пропласткам, находящихся под воздействием, повышается. За счет этого в пласте создаются условия, способствующие повышению охвата пласта воздействием и выравниванию линии фронта

***E-mail:** natik_safarov@mail.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100834

вытеснения. В результате воздействия на слоистый насыщенный нефтью пласт с низкой проницаемостью, происходит подключение низкопроницаемых слоев к разработке. Соответственно уровень нефтедобычи повышается, а обводненность продукции скважин снижается [16,17].

Для моделирования воздействия на пласт определим функцию $c(w)$ как зависимость, отражающую концентрацию нефти в воде, необходимую для образования эмульсии. Значения функции $c(w)$, обеспечивающие максимальный прирост дебита нефти на добывающих скважинах, работающих с пласта в зоне воздействия, при минимальных значениях расхода воды $Q_в$ и нефти $Q_н$, соответствуют условию оптимальности. Для задания вязкости водоэмульсионного раствора предлагается использовать функцию зависимости между концентрацией составляющих в растворе и их скоростью сдвига.

Возможности, предоставляемые современным геолого-гидродинамическим моделированием, позволяющие решать задачи оптимизации, основаны на проведении параметрических расчетов с учетом их многовариантности. Для максимально возможного учета литологических особенностей исследуемой зоны пласта, необходима достаточная минимизация масштаба выбираемой расчетной сетки, наложенный на участок воздействия. Необходимость проведения заводнения в комплексе с водоэмульсионным воздействием определяется «тонкими» процессами формирования, продвижения и распада вязкой эмульсионной оторочки закачиваемого раствора.В этих условиях, средства моделирования фильтрации флюидов многокомпонентного состава в неоднородном коллекторе, использующие сетки с шагом высокого порядка, малопригодны. По этой причине, для решения поставленной задачи предлагается применение модели с фиксацией линий тока жидкости [18]. Затраты машинного времени при применении подобных моделей намного ниже, в сравнении со стандартно применяемым методом конечных разностей.

Производительность каждой из эксплуатируемых скважин характеризуется значением дебита - продукции скважины в единицу времени (день, месяц и т.д.). Характер распределения производительности скважины вдоль фильтра скважины обычно является предметом геофизических и гидродинамических исследований скважин. При этом градиент давления, а следовательно, и направление скорости фильтрации во вскрытом вертикальными скважинами продуктивном пласте со слоистой структурой, определяется локализацией скважин по простиранию пласта. Исходя из этого, поставленная задача может решаться в плоскостной постановке, без учета изменения вертикальной координаты скважины. При однородном распределении продукции вдоль фильтра, для характеристики распределения фильтрационных процессов по площади можно использовать усредненное значение дебита скважины на единицу длины ее фильтра. В этом случае, проекционное отображение векторов скорости на плоскость OXY, в самом общем виде можно принять как семейство линий тока при постоянном значении вертикальной координаты. Если характер распределения скважинной продукции вдоль фильтра известен, то для каждой выделенной плоскости расчеты проводятся индивидуально.

Выбор методики расчета

На основе вышеизложенного, для оперативного расчета распределения закачиваемой жидкости в комплексе с водоэмульсионным воздействием на выделенном участке нефтяного пласта, разработана методика, основанная на применении модели с фиксацией линий тока жидкости. Эта методика состоит из следующих этапов:

1. На участок воздействия накладывается прямоугольная сетка XY, так, чтобы каждая из скважин, работающих с продуктивного горизонта, на который оказывается воздействие, попала в отдельную ячейку. На каждую скважину с номером $i = 1, ..., n$, действующую на участке, накладывается полярная система координат (r,φ), центр которой совпадает с координатой скважины в декартовой системе координат.

2. Определяются значения функции тока, характеризующие линии тока, начинающиеся в ячейке, в которую попала нагнетательная скважина, и заканчивающиеся в каждой из остальных ячеек. Полученное для каждой из ячеек значение характеризует получаемую от данной скважины долю закачиваемой в пласт жидкости, в зависимости от объема закачки в пласт с данной нагнетательной скважины, ее локализации на участке и расстояния между скважиной и рассчитываемой ячейкой. Если на участке работает несколько нагнетательных скважин, то процедура расчета проводится, так, как если бы каждая из нагнетательных скважин работала одна. Для нагнетательных скважин расход на единицу длины фильтра скважины принимается с отрицательным знаком ($q_i < 0$).

3. Для каждой ячейки сетки, в которой локализована эксплуатационная скважина, проводится аналогичный расчет значений функций тока, характеризующих линии тока, начинающиеся в каждой из остальных ячеек и заканчивающиеся в ячейке, в которой расположена данная скважина. Полученное для каждой из ячеек значение характеризует долю жидкости добываемой скважиной из пласта, получаемую от каждой из ячеек сетки, в зависимости от дебита данной эксплуатационной скважины, ее локализации на участке и расстояния между скважиной и рассчитываемой ячейкой. Обычно на участке работает несколько добывающих скважин. Для каждой из них процедура расчета проводится, так, как если бы каждая из добывающих скважин на участке работала одна. Для добывающих скважин расход на единицу длины фильтра скважины принимается с положительным знаком ($q_i > 0$).

4. Полученные для каждой ячейки сетки значения функции тока суммируются. В результате каждой ячейке сетки соответствует одно значение функции тока, сложившееся под влиянием работы всех скважин на рассматриваемом участке. Ячейки с равными суммарными значениями функции тока соединяются друг с другом изолиниями, причем каждому уровню значений функции тока по возрастанию ставится в соответствие определенный цвет, отражаемый на цветовой шкале. Необходимо отметить, что полученное распределение линий тока на выделенном на участке, их конфигурация, взаимное расположение линий тока относительно друг друга соответствует текущему моменту времени замера расхода скважин на единицу длины фильтра. Для получения распределения линий тока на выделенном участке в другой момент времени, описанная процедура расчета повторяется с использованием новых исходных данных о

расходе скважин. Так, в рассмотренном в данной работе случае, процедура расчета проводится для нескольких условных моментов времени t = 0, 1, 2, 3. Характеристика состояния пластовой системы на каждый из условных моментов времени будет дана ниже.

Выберем одну из построенных изолиний l, соединяющей ячейки с равными суммарными значениями функции тока, а также ближайшие соседние изолинии другого цвета l_1 и l_2, соединяющие ячейки с равными суммарными значениями функции тока, соответственно, более высокого и более низкого уровня значений с обеих сторон от выбранной изолинии l. Тогда фронт вытеснения жидкости, продвигающийся в пласте, можно представить как область, ограниченную с боков вертикальными поверхностями, проходящими через линии l_1 и l_2. Снизу эта область ограничивается подошвой, сверху - кровлей пласта. Ширину соответствующей полосы продвижения жидкости $W(l)$ можно измерить в каждой точке изолинии l. Так как распределение всех линий l различной конфигурации соответствуют одному рассматриваемому моменту времени, ширина $W(l)$ и направление продвижения жидкости в пласте, зависящие от объема добычи и закачки на всех скважинах на участке на момент их одновременного замера характеризуются градиентом функции тока. При отсутствии кардинальных изменений в процессе разработки пласта (ввод в эксплуатацию новых скважин на участке, проведение воздействия на пласт, смена рабочего агента, закачиваемого при воздействии на пласт, изменение дебита скважин и т.д.) геометрическая конфигурация изолиний с течением времени меняется незначительно. В противном случае, для определения локализации линий тока и фронта вытеснения на выбранном участке залежи с использованием усредненной по мощности пласта стационарной фильтрационной математической модели ($XY(r,\phi)$ - модель) необходимо провести новые замеры дебита и построить новую карту распределения фильтрационных потоков.

Технология проведения водного воздействия на нефтяной пласт, комплексированного водоэмульсионным воздействием, основана на смене вязкости водной фазы $\mu_в$, на вязкость водонефяной эмульсии $\mu_{в.э}$ в зависимости от концентрации эмульсионной составляющей - нефти с вязкостью $\mu_н$. Отметим, что вязкость водонефтяной эмульсии не обладает свойством аддитивности. Следовательно, путем простого суммирования вязкостей воды и нефти, значение этого показателя получить невозможно. В пластовых условиях изменение значения этого показателя происходит под влиянием давления, температуры, вязкости нефти, входящей в состав эмульсии, скорости движения раствора, обводненности нефти, дисперсности и размера капель воды [19], то есть на изменение значения вязкости $\mu_{в.э}$ влияют многие факторы.

Существуют различные формулы расчета вязкости водонефтяной эмульсий. Одной из универсальных формул расчета вязкости водонефтяной эмульсии является формула Монсона, основанная на полиномиальной зависимости [20]:

$$\mu_{в.э} = \mu_н \cdot (1 + 2.5B + 2.19B^2 + 27.45B^3) \quad (1)$$

где, $\mu_н$ – вязкость нефти при соответствующих давлении и температуре дисперсионной среды, мПа·с; B – $m_в / m_{н.э}$, %; $m_в$ – масса воды, кг; $m_{н.э}$ – масса нефтяной эмульсии, кг.

Отметим, что в формуле (1) не проводится учет размера капель воды и влияния этого фактора на величину вязкости эмульсии. Зависимость вязкости $\mu_{в.э}$ от минерализации воды (содержание солей), механической деструкции, скорости изменения деформации сдвига e при движении водоэмульсионного раствора в поровом пространстве коллектора примем в факторизованной форме:

$$\mu_{в.э} = \mu^* \alpha_c(c)\alpha_e(e) \quad (2)$$

где, μ^* - вязкость водоэмульсионного раствора при $c = c^* = 1$ кг/м^3 и $e = e^* = 1c^{-1}$ при средних значениях деструкции минерализации и температуры.

Функции $\alpha_c(c) = \mu_{в.э}(c, e^*)/\mu^*$ и $\alpha_e(e)$ не имеют размерности, их значения могут быть получены в результате лабораторных испытаний. При этом должно соблюдаться условие нормирования:

$$\alpha_c(c^*) = \alpha_e(e) = 1.$$

Отметим, что зависимость $\alpha_c(c)$ возрастающая, а $\alpha_e(e)$ - убывающая, что отражает неньютоновские свойства водоэмульсионного раствора. При этом, для любых значений концентрации c значение вязкости водоэмульсионного раствора $\mu_{в.э}(c,e^*)$ ограничивается вязкостью воды $\mu_в^0$ = 1сПз = 1мПа·с снизу. Соблюдение необходимых условий, в том числе условия нормировки,обеспечивается ниже приведенным выражением:

$$\alpha_e(e) = 1 - \frac{\mu - \mu_в(c^*,e)}{\mu^* - \mu_в^0}\left(1 - \frac{\mu_в^0}{\mu_в(c,e^*)}\right) \quad (3)$$

При использовании предлагаемой модели для оценки значения вязкости водоэмульсионного раствора, задаются базовые значения вязкости μ^*, скорости сдвига e^*,концентрации c^*, а также вязкость воды $\mu_в^0$ в пластовых условиях, зависимости вязкости от скорости деформации $\mu_{в.э}(c, e)$ при фиксированном значении $c = c^*$, и вязкости от концентрации $\mu_{в.э}(c^*, e)$ при фиксированном значении $e = e^*$. Подчеркнем, что значения давления и вязкости в призабойной зоне нагнетательной скважины, в которой отмечены максимальные значения скорости сдвиговых деформаций и концентрации эмульсии, практически не изменяются из-за дилатансии водоэмульсионного раствора.

Для моделирования заводнения используется система уравнений двухфазной (нефть-вода) трехкомпонентной (нефть-вода-эмульсия) фильтрации [21], записанных для криволинейной линии тока l, локализованной в вертикальном разрезе пласта между нагнетательной скважиной и эксплуатационной. По вертикальной оси Z расчетная область в нижней части пласта ограничивается подошвой $B(l)$,кровлей $T(l)$ - в верхней части пласта. Фронт вытеснения шириной $W(l)$, положение которого фиксируется во времени, позволяет учесть трехмерный характер течения. Такая система уравнений называется WLZ-моделью [20]. Она содержит дифференциальные уравнения для давления p, водонасыщенности s и концентрации нефти в воде c, необходимой для образования эмульсии. Формулы (1), (2) используются для определения вязкости $\mu_{в.э}$ водоэмульсионного раствора. Формула (4) позволяет использовать значение скорость фильтрации u водной фазы для определения значения величины e:

$$e = \frac{D(s)|\mathbf{u}|/m}{\sqrt{kk_в(s)sm}};\ \mathbf{u} = (u,v),\ u = -\sigma\frac{\partial p}{\partial l},\ v = -\sigma\frac{\partial p}{\partial z} \quad (4)$$

где, m и k - соответственно, пористость и абсолютная про-

ницаемость коллектора; $k_в = s^3$ - относительная фазовая проницаемость для воды.

Для определения гидропроводности σ и доли воды, содержащейся в потоке D используются приведенные ниже соотношения:

$$\begin{aligned} D(s) &= k_в / \varphi, \\ \sigma(s) &= k\varphi / \mu_в, \\ \varphi &= k_в + K_\mu k_н \end{aligned} \tag{5}$$

где, $\mu_н$, $\mu_в$, $\mu_{в.э}$ - соответственно вязкость нефти, воды и водоэмульсионного раствора, определенная в (1) и (2); $\kappa_н(s)=(1-s)^3$ - относительная фазовая проницаемость для нефти; $K_\mu = \mu_н / \mu_в$.

Запишем математическую *WLZ*-модель проведения заводнения с фиксированным фронтом продвижения жидкости с помощью безразмерных переменных:

1. Уравнение для водонасыщенности:

$$m\frac{\partial s}{\partial t} + \frac{1}{W}\frac{\partial (WuD(s))}{\partial l} + \frac{\partial (\nu D(s))}{\partial z} = 0 \tag{6}$$

2. Уравнение для давления:

$$\frac{1}{W}\frac{\partial}{\partial l}(W\sigma\frac{\partial p}{\partial l}) + \frac{\partial}{\partial z}(\sigma\frac{\partial p}{\partial z}) = 0 \tag{7}$$

Уравнение для концентрации эмульсии:

$$\frac{\partial ((ms + \Gamma)c)}{\partial t} + \frac{1}{W}\frac{\partial (WuD(s)c)}{\partial l} + \frac{\partial (\nu D(s)c)}{\partial z} = 0 \tag{8}$$

где, при условии $B < z < T$; $r_c < l < 1 - r_c$, r_c - радиус скважины, м; Γ – константа сорбции Генри.

Приняв условия $t = t_0$: $s = s_0(l, r_c)$ для уравнения (6) в качестве начальных условий, можно описать распределение запасов нефти в изучаемом вертикальном разрезе пласта на момент начала проведения ПЗ, где t - условный момент времени. Для определения функции $s_0(l,z)$ используется вышеприведенная фильтрационная модель. Это позволяет получить решение поставленной задачи с наименьшими затратами ресурсов машинного времени.

Граничные условия для уравнений (6) - (8) ставятся следующим образом:

В зоне фильтра нагнетательной скважины при $l = r_c$ в момент $t = t_1$ задаются давление $p = p_1$, насыщенность $s = 1$ и функция, выражающая изменение концентрации $c = c_в(t)$. В момент $t = t_2$ эта функция определяет режим закачки эмульсии в пласт. Затраты на водоэмульсионное воздействие при проведении заводнения определяются интегралом этой функции. Также при $l=1-r_c$ задается давление $p = p_0$ на участках фильтра добывающих скважин. Условие гидроизоляции $u_n = -\sigma\partial p/\partial n = 0$ задается на остальных участках границы расчетной области.

Математическая модель (1) - (8) позволяет провести сравнительные расчеты водного воздействия и водоэмульсионного воздействия, оценивая эффективность проводимого мероприятия на рассматриваемом участке воздействия на продуктивный пласт, и определять оптимальные параметры разработки.

Приведем некоторые результаты экспериментального и численного моделирования заводнения однородного пласта. Для анализа и оценки результатов, полученных при экспериментальных исследованиях, методика расчета и визуализации распределения гидродинамических показателей фильтрационных потоков жидкости была применена для рассмотрения фильтрации в пористой среде пятиточечной модели пласта, где все скважины вертикальны и совершенны по вскрытию (рис. 1).

Моделируется процесс последовательного вытеснения нефти водой и водоэмульсионным раствором. Предложенная методика позволяет визуализировать положение застойных и слабодренированных зон до и после проведения воздействия [8]. Распределение функций потенциала и скорости фильтрации при течении флюидов определяется расчетным путем, с использованием исходных данных, полученных на следующих этапах моделирования воздействия:

а) в момент $t = 0$ пласт насыщен нефтью $s_0(l, z) = 0$.

б) в момент $t = 1$ проводится обычное заводнение без эмульсии, когда $c_в = 1$ (расчеты проводятся до и после первичного вытеснения нефти водой);

с) в момент $t = 2$ расчеты проводятся до и после вытеснения нефти водонефтяной эмульсией;

д) в момент $t = 3$ расчеты проводятся до и после вторичного вытеснения нефти водой, т.е. после создания «водяного вала».

Успешность этого подхода подтверждается проведенными экспериментальными исследованиями, в ходе которых выявлено, что закачка в пласт оптимально выбранной водонефтяной эмульсии, созданной на основе добытой продукции скважин (50% нефть + 50% вода) приводит к увеличению значения коэффициента нефтевытеснения и подтверждает эффективность примененной технологии [16].

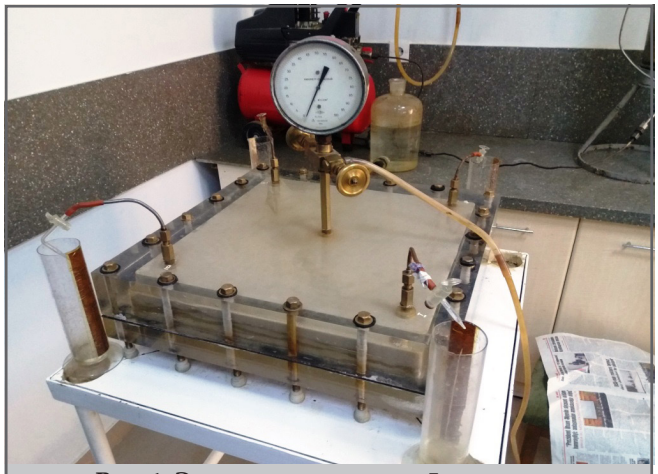


Рис. 1. Экспериментальная 5-точечная модель пласта

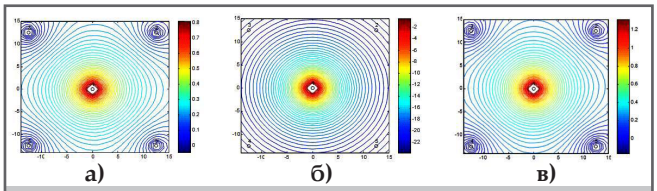


Рис. 2. Распределение линий тока по закачиваемой в модель жидкости на различных этапах проведения эксперимента

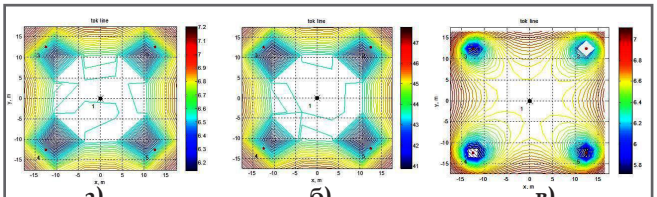
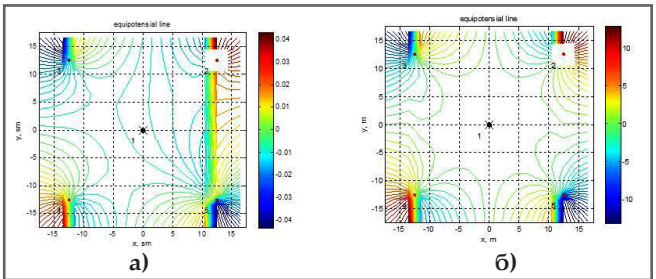
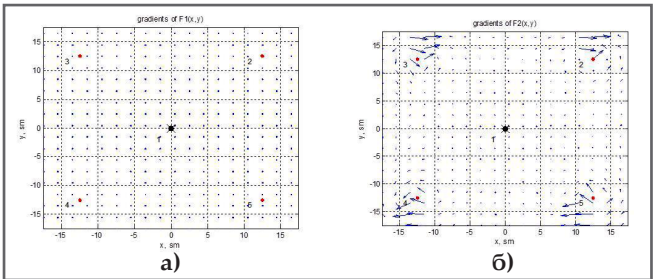


Рис. 3. Распределение линий тока по вытесненной нефти на различных этапах проведения эксперимента



а) б)

Рис. 4. Карты распределения линий эквипотенциалей по нефти до (а) и после (б) применения эмульсии в пятиточечной модели пласта



а) б)

Рис. 5. Карты распределения градиентов функций тока (а) и потенциалов (б) по жидкости после применения эмульсии в модели пласта

Картирование полученных распределений позволяет визуализировать фильтрационное состояние пласта в межскважинном пространстве модели. Цветовая шкала (*Colorbar*), отраженная в построенных картах выражает диапазон изменения численных значений функции потенциала, характеризующих распределение фильтрационного потока по простиранию. Линии красного цвета визуализируют зоны суперактивной, линии желтого цвета - среднеактивной, линии зеленого цвета – активной, синего цвета - пассивной фильтрации пластовых флюидов и т.д. Сравнивая между собой результаты, полученные на каждом из этапов, можно заметить разный количественный и качественный характер распределения расчетных гидродинамических показателей по закачиваемой в модель жидкости и вытесняемой нефти, что свидетельствует о происходящих изменениях в процессе фильтрации. На рисунках 2 и 3, в качестве примера представлены карты распределения линий тока, в соответствии с которыми можно заметить, что при вытеснении нефти водонефтяной эмульсией, фронт движения флюидов выравнивается, при этом охват модели пласта воздействием увеличивается.

При анализе экспериментальных данных подобное картирование проводилось для распределения линий эквипотенциалей, модуля скорости движения и их градиентов на каждый текущий момент одновременного замера объема вытесняемой нефти на скважинах модели (рис. 4 и 5).

а) при первичном вытеснении нефти водой;

б) при вытеснении остаточной нефти новой технологией – водонефтяной эмульсией, созданной на основе добытой нефти;

в) при вторичном вытеснении нефти водой (после создания «водяного» вала).

Анализ результатов экспериментальных исследований

Водонефтяная эмульсия «вбирает» в себя часть воды, и доходит до насыщения. Вязкость эмульсии становится выше по сравнению с нефтью. Поскольку внешнюю фазу водонефтяных эмульсий составляет углеводород, то эмульсия легко солюбилизирует остаточную нефть, создавая на фронте вытеснения зону повышенного содержания нефти. Эмульсия действует как «жидкий поршень», выдавливая остаточную нефть из порового пространства, тем самым увеличивая охват воздействием и нефтедобычу. Происходящая при этом, частичная закупорка наиболее проницаемых участков способствует перераспределению потока нагнетаемой воды в низкопроницаемые зоны, вовлекая или повышая долю их участия в разработке. Некоторые компоненты эмульсионного состава, адсорбируясь на поверхности породы, гидрофобизируют ее, что снижает фазовую проницаемость по воде в обводненных зонах коллектора, способствуя перераспределению нагнетаемого потока воды и соответственно ограничивая ее приток в добывающие скважины, создавая условия для селективной изоляции в пласте [22]. Результаты обработки экспериментальных данных подтвердили эффективность применения водонефтяной эмульсии для увеличения нефтеотдачи пласта.

Проведенные исследования показали, что применение технологии комплексирования воздействия на пласт с водоэмульсионным воздействием с целью повышения эффективности заводнения залежей высоковязкой нефти, позволяет регулировать и оптимизировать процесс разработки и доразработки, увеличивая охват пласта и коэффициент нефтевытеснения. Созданная на основе добытой нефти (т.е. «родная» для пласта нефть) 50%-ная водонефтяная эмульсия легко вытесняет воду и остаточную нефть из пор модели, размеры которых превосходят размер частиц эмульсии [22].

Использование быстродействующей методики численного моделирования процесса комплексированного водоэмульсионного заводнения нефтяного пласта, основанная на расчетной схеме разложения трехмерной задачи на серию двумерных, позволяет применять расчетные сетки с высоким разрешением, используя их возможности для более точного описания процесса продвижения водоэмульсионной оторочки в неоднородной пористой среде пятиточечной модели пласта. Предложенный в данной работе подход может быть использован для оценки эффективности различных видов заводнения участка и выбора наиболее рациональных режимов закачки рабочего агента в продуктивный пласт.

Выводы

1. Для повышения эффективности разработки месторождений предлагается проводить воздействие на пласт в комплексе с водоэмульсионным воздействием. Применение технологии комплексирования воздействия на пласт с водоэмульсией с целью повышения эффективности заводнения залежей высоковязкой нефти, позволяет регулировать и оптимизировать процесс разработки и доразработки нефтяных месторождений, увеличивая охват пласта и коэффициент нефтевытеснения.

2. Предлагаемая методика численного моделирования процесса водоэмульсионного заводнения нефтяного пласта основывается на математической модели с фиксацией линий тока. Исходная трехмерная задача разлагается на серию двумерных задач. За счет этого, увеличивается показатель быстродействия расчетной схемы. В то же время, предлагаемый подход позволяет использовать расчетные схемы с использованием сеток более высокого разрешения и исследовать текущее состояние сложных процессов продвижения закачиваемой в пласт вязкой водоэмульсионной оторочки в неоднородном пласте более детально. Предложенный подход рекомендуется использовать для оценки эффективности различных видов заводнения участка и при выборе рациональных режимов закачки рабочего агента с учетом интерференции скважин.

3. Детальное численное моделирование воздействия на продуктивный пласт при различных режимах последовательной закачки воды и водоэмульсионного раствора, реализовано в экспериментах на 5-точечной модели пласта. В качестве критерия оценки технологической эффективности проводимого воздействия выбран производственный показатель – накопленная добыча нефти.

4. Применяемый на различных этапах экспериментальных исследований по воздействию на пласт метод картирования гидродинамических показателей, позволяет оценивать реакцию моделируемой среды на различные воздействия, подбирать мероприятия по воздействию на пласт в соответствии с его индивидуальными особенностями и текущим состоянием.

5. Сравнительный анализ распределения линий тока и их градиентных векторов,полученные расчетным путем, по данным текущих объемов закачиваемой и вытесняемой из пористой среды жидкости до и после воздействия на пласт, позволяет визуализировать зоны изменения фильтрационного состояния на исследуемом участке по простиранию.

6. Оценка экономической эффективности комплексного режима воздействия на продуктивный пласт показала, что комплексный метод заводнения пласта является наиболее экономичным по затратам на рабочий агент, а постоянный режим – наиболее затратным. Однако расчетно-экспериментальные исследования не включают всех вероятных сценариев проведения водоэмульсионного воздействия на пласт в комплексе с водным воздействием в промысловых условиях, поэтому каждый отдельный случай необходимо проектировать индивидуально в соответствии с геолого-промысловыми условиями месторождения.

Авторы хотели бы выразить свою признательность доктору технических наук, профессору, члену–корреспонденту НАН Азербайджана Г. И. Джалалову за помощь, оказанную при постановке задачи, ценные советы при проведении данного исследования и написании настоящей статьи.

Литература

1. Мирзаджанзаде, А. Х., Хасанов, М. М., Бахтизин, Р. Н. (2005). Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. *Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований*.

2. Абасов, М. Т., Джалалов, Г. И., Джалилов, К. Н. и др. (1988). Гидрогазодинамика трещиноватых коллекторов. *Баку: Эльм.*

3. Джалалов, Г. И., Ханбабаева, М. Г., Дунямалыев, М. А. (2016). Гидрогазодинамика процессов фильтрации флюидов в напряженно деформированных пластах. *Германия, Саарбрюккен: Palmirium Academic Publishinq.*

4. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.

5. Сулейманов, Б. А. (2022). Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. Серия: Современные нефтегазовые технологии. *Москва-Ижевск: ИКИ.*

6. Манырин, В. Н., Швецов, И. А. (2002). Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. *Самара: «Самарский Дом печати»*.

7. Чекалин, А. Н., Конюхов, В. М., Костерин, А. В. (2009). Двухфазная многокомпонентная фильтрация в нефтяных пластах сложной структуры. *Казань: КГУ*.

8. Сулейманов, Б. А., Гусейнова, Н. И. (2023). Визуализация распределения фильтрационных характеристик пластовой жидкости как способ контроля разработки нефтяных залежей. *SOCAR Proceedings,* SI1, 27-37.

9. 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.

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

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

12. 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.

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

14. Лятифов, Я. А. (2021). Нестационарное воздействие термоактивной полимерной композицией для глубинного выравнивания профиля фильтрации. *Scientific Petroleum*, 1, 25-30.

15. Рзаева, С. Дж. (2021). Использование биологически активных рагентов в методах интенсификации добычи нефти. *Scientific Petroleum*, 1, 31-36.

16. Исмайылов, Г. Г., Гасымлы, А. М., Сафаров. Н. М. (2012). О возможности внутрипластового образования аномальных водонефтяных эмульсий и их применения для повышения эффективности процесса разработки. *Известия НАН Азербайджана. Серия наук о Земле,* 2, 62-65.

17. Сулейманов, Б. А., Велиев, Э. Ф., Алиев, А. А. (2021). Влияние структуры наночастиц на эффективность применения эмульсий Пикеринга для увеличения нефтеотдачи. *ANAS Transactions,* 1, 82-92.

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

19. Сафаров, Н. М. (2012). Метод комплексирования с водоэмульсионным воздействием для повышения нефтеотдачи пласта. Международная премия «OFS Awards-2012» за лучшее инженерное решение / технология года в номинации «Повышение нефтеотдачи пластов». *Москва: Oilfield Services Group.*

20. Мазо, А. Б., Поташев, К. А. (2020). Суперэлементы. Моделирование разработки нефтяных месторождений. Монография. *Москва: Инфра-М*.

21. Шестаков, Р. А., Дульченко, А. А. (2022). Анализ реологических свойств водонефтяных эмульсий. *Neftegaz. Ru*, 12(132), 64-69.

22. Сафаров, Н. М. (2013). О целесообразности применения технологии комплексирования с водоэмульсионным воздействием для повышения нефтеотдачи пласта. *Материалы международной научно-практической конференции «Инновационное развитие нефтегазового комплекса Казахстана», Актау.*

References

1. Mirzajanzade, A. Kh., Khasanov, M. M., Baxtizin, R. N. (2005). Modeling of oil and gas production processes. Non-linearity, non-equilibrium, uncertainty. *Moscow-Izhevsk: ICS*.

2. Abasov, M. T., Dzhalalov, G. I., Dzhalilov, K. N., et al. (1988). Hydrogas dynamics of fractured reservoirs. *Baku: Elm*.

3. Dzhalalov, G. I., Xanbabayeva, M. Q., Dunyamaliyev, M. A. (2016). Hydrogas dynamics of fluid filtration processes in stressed-deformed reservoirs. *Germany, Saarbrukken: Palmirium Academic Publishinq.*

4. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.

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

6. Manyrin, V. N., Shvetsov, I. A. (2002). Physico-chemical methods for increasing oil recovery during water flooding. *Samara: Samara Printing House*.

7. Chekalin, A. N., Konyukhov, V. M., Kosterin, A. V. (2009). Two-phase multicomponent filtration in oil reservoirs of complex structure. *Kazan: KSU*.

8. Suleimanov, B. A., Huseynova, N. I. (2023). Visualization of reservoir fluid filtration characteristics distribution, as a method of oil field development management. *SOCAR Proceedings,* SI1, 27-37.

9. 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.

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

11. 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.

12. 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.

13. 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.

14. Latifov, Y. A. (2021). Non-stationary effect of thermoactive polymer composition for deep leveling of filtration profile. *Scientific Petroleum*, 1, 25-30.

15. Rzaeva, S. J. (2021). The use of biologically active agents in the methods of intensification of oil production. *Scientific Petroleum*, 1, 31-36.

16. Ismayilov, G. G., Gasimly, A. M., Safarov, N. M. (2012). On the possibility of in-situ formation of anomalous water-oil emulsions and their application to improve the efficiency of the development process. *Izvestia of ANAS. Series of Earth Sciences,* 2, 62-65.

17. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Aliyev, A. A. (2021). Impact of nanoparticle structure on the effectiveness of Pickering emulsions for EOR applications. *ANAS Transactions,* 1, 82-92.

18. 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.

19. Safarov, N. M. (2012). The method of complexing with water emulsion action for enhanced oil recovery. International award «OFS Awards-2012» for the best engineering solution / technology of the year in the nomination «Enhanced oil recovery». *Moscow: Oilfield Services Group*.

20. Mazo, A. B., Potashev, K. A. (2020). Superelements. Modelling the development of oilfields. *Moscow: Infra-M*.

21. Shestakov, R. A., Dulchenko, A. A. (2022). Analysis of the rheological properties of water-oil emulsions. *Neftegaz. Ru*, 12(132), 64-69.

22. Safarov, N. M. (2013). On the feasibility of using the technology of complexing with water-emulsion impact to enhance oil recovery. In: *International Scientific and Practical Conference «Innovative development of the oil and gas complex of Kazakhstan», Aktau.*

Гидродинамическое моделирование текущего состояния фильтрации жидкости при водоэмульсионном воздействии на нефтяной пласт

Н. И. Гусейнова[1], Н. М. Сафаров[1], Г. Н. Сафарова[2]
[1]НИПИ « Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан;
[2]Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Реферат

В статье, с целью повышения эффективности разработки месторождений, предлагается проводить водоэмульсионное воздействие на пласт в комплексе с заводнением. Для оценки результатов комплексного воздействия на нефтяную залежь предлагается использовать метод, базирующийся на математической модели фильтрации жидкости в пласте с фиксацией линий тока. Быстродействующая математическая модель позволяет достаточно точно оценивать текущее состояние процесса воздействия на продуктивный пласт, путем расчета и визуализации распределения гидродинамических показателей фильтрационных потоков жидкости в пластовой среде. Предлагаемый метод оценки текущего состояния фильтрации жидкости при водоэмульсионном воздействии на нефтяной пласт с локальной детализацией решения позволяет избежать многих трудностей, возникающих при решении диагностических задач в условиях неопределенности, связанной с недостаточностью геофизической и гидродинамической информации о текущем распределении (физико-механических, литологических и других) показателей, характеризующих пластовую систему.

Ключевые слова: заводнение нефтяного пласта; водоэмульсионное воздействие; линии тока; фронт вытеснения; вязкость водоэмульсионной жидкости; диагностика; фильтрация.

Neft layına su emulsiyası ilə təsir zamanı maye süzülməsinin cari vəziyyətinin hidrodinamiki modelləşdirilməsi

N. İ. Hüseynova[1], N. M. Səfərov[1], Q. N. Səfərova[2]
[1]«Neftqazelmitədqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan;
[2]Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə yataqların işlənməsinin səmərəliliyinin artırılması üçün, sulaşdırma ilə birlikdə laya su-neft emulsiyası ilə təsirin həyata keçirilməsi təklif olunur. Neft layına göstərilən kompleks təsirin nəticələrinin qiymətləndirilməsi məqsədilə, axın xətlərinin fiksasiyası yolu ilə layda mayenin süzülməsinin riyazi modelləşməsinə əsaslanan metoddan istifadə olunmuşdur. Sürətli fəaliyyət göstərən riyazi model lay mühitində mayenin filtrasiya axınlarının hidrodinamiki göstəricilərinin paylanmasını hesablama və vizuallaşdırmaqla, məhsuldar laylara təsir prosesinin cari vəziyyətini kifayət qədər dəqiq qiymətləndirməyə imkan verir. Neft layına su-neft emulsiyası ilə təsir zamanı mayenin süzülməsinin mövcud vəziyyətinin lokal zonada həllin tətbiqi ilə daha təfərrüatlı nəticələr ilə qiymətləndirilməsi üçün təklif olunan metod, qeyri-müəyyənlik şəraitində - lay sistemini səciyyələndirən cari göstəricilərin geofiziki və hidrodinamiki (fiziki, mexaniki, litoloji və digər) məlumatların olmaması ilə meydana çıxan diaqnostik problemlərin həlli zamanı yaranan bir çox çətinliklərin qarşısını ala bilər.

Açar sözlər: neft layının sulaşdırılması; su emusiyası ilə təsir; cərəyan xətləri; sıxışdırma cəbhəsi; su-neft emulsiyasının özlülüyü; diaqnostika; süzülmə.