

Гидродинамическая оценка эффективности потокоотклоняющих технологий в условиях образования техногенных каналов фильтрации

Д.В. Булыгин^{1*}, А.Н. Николаев¹, А.В. Елесин²

¹ООО «Актуальные технологии», Казань, Россия

²Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН, Казань, Россия

Рассматривается вопрос об особенностях проявления механизма действия водоизоляционных составов на поздней стадии разработки в различных по геологической неоднородности зонах пласта. Показано, что на процесс фильтрации нагнетаемой воды влияют техногенные каналы, которые изменяют структуру потоков и распределение подвижных запасов нефти. Предложен метод расчётов, позволяющий учесть образование каналов и определить их влияние на эффективность потокоотклоняющих технологий. Для расчета давления в каждой точке залежи используется поле гидропроводности, которое определяется из решения обратной коэффициентной задачи.

Ключевые слова: техногенные каналы обводнения, ячейки заводнения, фиксированный метод трубок тока, краткосрочный прогноз, водоизолирующий состав, фильтрационные потоки, дополнительная добыча нефти, идентификация гидропроводности

Для цитирования: Булыгин Д.В., Николаев А.Н., Елесин А.В. (2018). Гидродинамическая оценка эффективности потокоотклоняющих технологий в условиях образования техногенных каналов фильтрации. *Георесурсы*, 20(3), Ч.1, с. 172-177. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.172-177>

Несмотря на широкое внедрение потокоотклоняющих технологий (ПТ) в практику нефтедобычи вопрос о механизме действия их в промысловых условиях остаётся не до конца изученным. Во многом это обусловлено отсутствием методики выявления и анализа наиболее значимых факторов, влияющих на получение дополнительной добычи нефти. В статье, предлагается технологический процесс, основанный на использовании готовых 3D геологической и фильтрационной моделей. Использовались также данные по геологии, разработке, геолого-техническим мероприятиям и ГДИС (гидродинамическим исследованиям скважин), сохранённые в виде базы данных (Насибулин и др., 2017). Было предложено дополнительно строить модель текущего энергетического состояния с идентификацией гидропроводности пласта и модель трубок тока (Шелепов и др., 2017; Баушин и др., 2017), в которые была введена возможность работы с техногенными каналами и их закупорки водоизолирующими составами.

Анализ эффективности закачки водоизолирующих материалов в нагнетательную скважину, расположенную в центре элемента заводнения позволяет получить неравномерное распределение дополнительной добычи нефти по добывающим скважинам. Распределение дополнительной добычи, как правило, выглядят следующим образом. Примерно половина скважин показывают увеличение добычи нефти. Оставшиеся скважины дают незначительный отрицательный результат. При этом всегда есть скважины, не давшие реакцию на применение технологии. Эффект наблюдается уже на следующий месяц после проведения

мероприятия и длится в пределах 4-6 месяцев. Налицо действие принципа Коха 80/20, согласно которому лишь 20% скважин дают экономический эффект и позволяют покрыть убытки на соседних скважинах. Такой характер проявления эффекта может быть объяснён влиянием техногенных процессов, связанных с нагнетанием большого количества вод различного гидрохимического состава. В результате в пласте происходит вымывание минеральных компонентов продуктивного пласта и механический вынос слабосцементированных твёрдых частиц. Например, в верхнеюрских полимиктовых коллекторах, взятого для анализа месторождения содержание карбонатного материала в среднем колебалась в пределах 10-15%. Разрушение карбонатного цемента под действием нагнетания воды при высоких перепадах давления приводит к образованию трубчатых каналов с высокой проводимостью. Наличие в разрезе суперколлекторов с проницаемостью до 10 Д, ещё в большей степени способствует увеличению геологической неоднородности. В процессе разработки между нагнетательными и добывающими скважинами образуются новые каналы, совпадающие с направлением трубок тока, имеющих минимальные размеры и максимальную скорость фильтрации. На рис. 1 приведён пример изменения накопленного водонефтяного фактора (ВНФ) по одному из участков заводнения, включающего пять реагирующих скважин. По одной из скважин наблюдается резкое увеличение ВНФ до 24, в то время как по соседним скважинам это отношение не превышает 3-6. Аналогичный характер обводнения скважин прослеживается и по другим участкам, что указывает на наличие широкой сети техногенных каналов фильтрации между нагнетательными и добывающими скважинами.

Наличие каналов фильтрации воды отмечается и по отдельным нагнетательным скважинам. Так, по данным

* Ответственный автор: Дмитрий Владимирович Булыгин
E-mail: buligindv1952@mail.ru

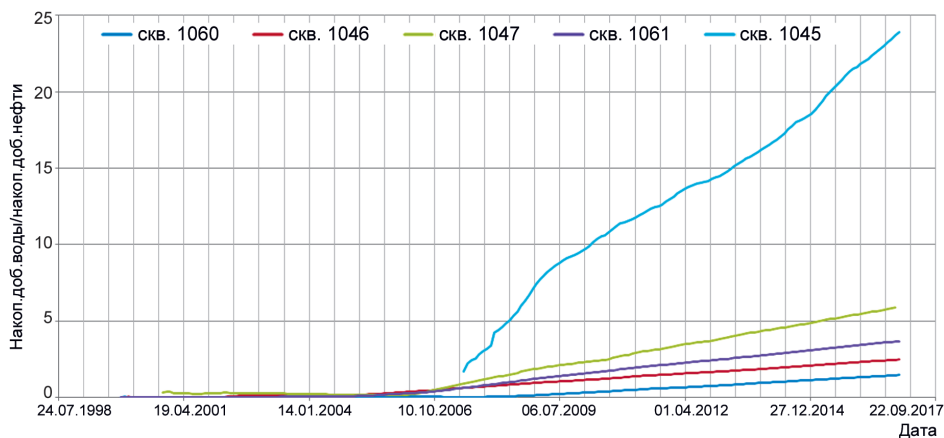


Рис. 1. График накопленного водонефтяного фактора, показывающий скважину с наличием техногенного канала фильтрации

ГДИС, более 50% скважин месторождений, приуроченных к полимиктовым коллекторам, характеризуются радиальной фильтрацией с присутствием трещины. На наличие канала фильтрации указывает также факт увеличения в несколько раз текущей приёмности относительно первоначальной.

Использование полномасштабных 3D моделей для оценки эффективности потокоотклоняющих технологий представляет интерес только с математической точки зрения. В них используются значения проницаемости по геофизическим данным, имеющие низкую достоверность. Кроме того, из-за особенностей методов расчёта проявляется радиальный характер движения воды от нагнетательных к добывающим скважинам. Расчётное снижение обводнённости от закачки водоизоляционных материалов, как правило, наблюдается лишь спустя 2-2.5 года, что противоречит практическим результатам. Полномасштабные модели не учитывают факта наличия техногенных каналов фильтрации и не содержат сведений об их положении в разрезе, вскрытом скважиной. 3D модели не содержат аппарата, позволяющего блокирование промытых заводнением каналов с помощью закачки водоизоляционных материалов. Поэтому на поздней стадии разработки требуется новый метод расчётов, ориентированный на текущие параметры пластов, которые претерпели значительные изменения первоначальных свойств, вследствие громадных объёмов закачиваемой воды.

Расчёты показывают, что при переходе с 3D полномасштабной модели на укрупнённую сетку для различных вариантов апскейлинга величина геологических и подвижных запасов нефти сохраняется, а осреднения погрешность геологических запасов находится в пределах 2%. При переходе на укрупнённую сетку сохраняется также динамика показателей разработки. Согласно принятому порядку приёма и экспертизы моделей, трёхмерная модель используется как геологическая основа для гидродинамического моделирования. При этом, требуется, чтобы она соответствовала подсчёту запасов, выполненному согласно действующей инструкции ГКЗ по двумерным моделям. По этой причине для многих залежей необходимость в применении мелких 3D сеток отпадает.

Энергетический режим залежи зависит от природных условий и созданной системы заводнения и является «двигателем», определяющим весь процесс разработки. Применительно к отдельным участкам, являющимся

потенциальными объектами для применения методов повышения нефтеотдачи, энергетический режим определяет преобладающее направление потоков, перетоки через границы участков, активность законтурной области и подошвенных вод и характер взаимодействия скважин. При изменении давления изменяется направление движения жидкости. Кроме этого, энергетический режим определяет также характер взаимодействия зоны отбора с газовой шапкой. Поэтому по участкам большое внимание нужно уделять выявлению взаимосвязи между отбором, пластовым давлением, характером обводнения отдельных скважин и наличие уходов воды за контур нефтеносности. Если повышается давление, то изменяются потоки, изменяется нефтенасыщенность. При анализе энергетического состояния пласта увязывается между собой прежде всего дебиты, давления и техническое состояние скважин.

Расчёт поля давления осуществлялся по уравнению однофазной двумерной стационарной фильтрации жидкости, которое можно записать в следующем виде:

$$\nabla(\varepsilon \nabla p) = q$$

где $\varepsilon = kh/\mu$ – коэффициент гидропроводности, k – проницаемость, h – толщина пласта, μ – вязкость жидкости, p – давление, q – интенсивность источников и стоков. Граничные значения во внешней области задавались в пределах внешнего контура нефтеносности, а также с учётом, что граница залежи может быть ограниченной линиями тектонических нарушений, внутренним контуром газовой шапки, линии замещения или выклинивания коллекторов.

Если рассматривать нефтяную залежь в целом, то энергетический режим участка является не только одной из основных характеристик процесса разработки, но и определяющим фактором эффективности потокоотклоняющих технологий. В этой связи, для согласования промысловых параметров на заданную дату расчёта в работе (Булыгин др., 2001) предложено применять схему расчётов с идентификацией поля гидропроводности пласта.

Идентификация поля гидропроводности. Для восстановления давления в каждой точке залежи необходимо знать поле гидропроводности. Одним из способов определения поля гидропроводности является решение обратной коэффициентной задачи (задачи идентификации).

Различные методы решения задачи идентификации параметров пласта можно разделить на явные методы и

невные методы. В дальнейшем рассматривается задача идентификации невязным методом (Елесин и др., 2018), когда оценка неизвестных параметров итерационно улучшается так, чтобы значения давления, полученные при решении прямой задачи, совпадали с известными замерами давления. В этом случае требуется многократное решение прямой задачи с различными значениями идентифицируемых параметров.

Суть метода заключается в минимизации функции невязки J , являющейся суммой квадратов разностей между измеренными значениями давления $p^* = \{p_j^*\}_{j=1}^M$, характеризующими состояние пласта, и значениями давления $p = \{p_j(K)\}_{j=1}^M$, вычисленными с использованием математической модели:

$$J = J(K) = \frac{1}{2} r^T r,$$

где $K = \{\ln k_i\}_{i=1}^N$ – логарифмы идентифицируемых значений параметров, $r = (p_1 - p_1^*, \dots, p_M - p_M^*)^T$ – вектор невязки, M – число замеров давления, N – число идентифицируемых параметров.

Минимизация функции невязки проводится итерационными методами, в основе которых лежит построение последовательных приближений неизвестных параметров

$$K^{n+1} = K^n + \Delta K^n, \quad n = 1, 2, \dots$$

таких, что $J(K^{n+1}) < J(K^n)$, где n – номер итерации, ΔK^n – приращения параметров. Для остановки итерационного процесса используются два критерия:

1) Достижение заданной точности ε по замерам давления

$$\Delta p^m = \max_{j=1, M} |p_j(K^n) - p_j^*| < \varepsilon.$$

2) Медленная скорость сходимости итерационного процесса

$$J(K^n) - J(K^{n+1}) < 0.01 J(K^n)$$

в течение 10 итераций.

Различные алгоритмы определения приращений параметров ΔK^n приводят к различным методам минимизации. Эти алгоритмы можно разбить на три группы: методы прямого поиска, градиентные методы, различные модификации метода Гаусса-Ньютона.

В алгоритмах прямого поиска процесс минимизации строится только по значениям функции, полученным при различных значениях идентифицируемых параметров. Как правило, методы прямого поиска обладают низкой скоростью сходимости и редко используются в задачах идентификации.

При построении градиентных методов на каждой итерации необходимо вычислять производные функции по отношению к искомым параметрам. Широко используются в задачах идентификации являются методы наискорейшего спуска и сопряженных градиентов. В методе наискорейшего спуска для построения последовательных приближений неизвестных параметров K^n используется

градиент функции невязки:

$$g = \text{grad} J(K) = \left\{ \frac{\partial J}{\partial K_i} \right\}_{i=1}^N$$

(вектор чувствительности функции невязки относительно параметров). На каждой итерации новые значения параметров вычисляются по формуле:

$$K^{n+1} = K^n - \rho^n g^n,$$

где ρ^n – величина шага, определяемая из условия минимума функции:

$$J_\rho(\rho^n) = J(K^n - \rho^n g^n).$$

Для нахождения минимума функции J_ρ могут быть использованы различные методы одномерной минимизации.

В основе различных модификаций метода Гаусса-Ньютона лежит аппроксимация $H = AA^T$ матрицы Гессе функции невязки, где A – матрица чувствительности:

$$A = \begin{pmatrix} \frac{\partial p_1}{\partial K_1} & \dots & \frac{\partial p_M}{\partial K_1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial p_1}{\partial K_N} & \dots & \frac{\partial p_M}{\partial K_N} \end{pmatrix}.$$

Одной из модификаций метода Гаусса-Ньютона, широко используемой в задачах идентификации, является метод Левенберга-Марквардта. Вектор отклонений в методе Левенберга-Марквардта приближается либо к направлению вектора градиента функции невязки, либо к вектору отклонений Гаусса-Ньютона. Алгоритм метода Левенберга-Марквардта записывается в виде:

$$K^{n+1} = K^n - (H + \mu^n E)^{-1} g, \quad \mu^{n+1} = \mu^n / 2,$$

где μ^n – параметр Марквардта, E – единичная матрица. На каждой итерации при нарушении условия:

$$J(K^n - (H + \mu^n E)^{-1} g) < J(K^n)$$

коэффициент μ^n увеличивается в два раза до тех пор, пока данное условие не выполнится. Начальное значение параметра μ^0 берется на порядок больше максимального сингулярного числа матрицы H .

Считается что решение задачи идентификации получено, если достигнута заданная точность по замерам давления.

В условиях численной реализации по геолого-промысловым данным реальных объектов алгоритм идентификации должен учитывать и сохранять неоднородность поля гидропроводности, обусловленную наличием тектонических нарушений, линий выклинивания и замещения коллекторов.

Анализ результатов гидродинамических расчётов в сочетании с изучением характера обводнения скважин и состояния энергетического режима участков залежи показал наличие каналов между нагнетательной и добывающей скважинами. На незамкнутых ячейках девятиточечной системы, заводнения расположенных на границе с внешним контуром нефтеносности, могут образовываться каналы, контролирующие отток воды за пределы залежи (Рис. 2).

На участках, приуроченных к водонефтяной зоне,

имеющих контакт с подошвенными и контурными водами, характер движения жидкости может быть существенно иным, чем в центральной части залежи.

Часть ячеек заводнения, примыкающих к контуру нефтеносности, при низких значениях компенсации отборов закачкой характеризуется притоком пластовой минерализованной воды из-за внешнего контура нефтеносности. В этих условиях образования каналов фильтрации не происходит. Другая часть ячеек заводнения характеризуется оттоком нагнетаемой воды за контур нефтеносности. На значительную роль каналов фильтрации в процессе вытеснения нефти указывает устойчивый рост проводимости и проницаемости, которая не сопровождается повышением текущего пластового давления.

Проведение краткосрочных прогнозов на основе трубок тока с фиксированными границами. Отдельные трубки тока, разделённые линиями наименьших скоростей фильтрации, исходящими от нагнетательной скважины образуют секторы дренирования (т.н. лепестки). Каждый сектор характеризуется постоянством закона сохранения. Это означает неизменность параметров пласта и характеристик потока жидкости по каждому сегменту на время, равное 1-2 года, то есть от начала базы сравнения и спустя несколько месяцев после окончания эффекта. Этого временного периода вполне хватает для расчёта базового варианта и варианта с применением потокоотклоняющих технологий. Секторная модель по трубкам тока, полученная из 3D полномасштабной модели, путём перевода

её в 2D модель текущего состояния и модель трубок тока может использоваться для расчёта дизайна постановки гелиевого экрана. Начальные значения нефтенасыщенности в трубках тока определяются по решению полномасштабной задачи на текущую дату. Далее решается задача двухфазной фильтрации в трубках тока с расчётом преимущественного движения воды по трубкам тока с высокой проводимостью. Расчёты проводятся с учётом примерно 500 трубок тока. Распределение текущей нефтенасыщенности при моделировании фронтов вытеснения и каналов высокой проницаемости показано на рис. 3.

В качестве каналов, разной ширины толщины, промытых в результате закачки воды в нагнетательную скважину, для каждой области дренирования принимались трубки тока минимальной длины (Рис. 3а). Предлагаемая модель фильтрации позволяет отобразить сложное течение жидкости в виде сочетания фронтов вытеснения и прорыва воды по каналам фильтрации (Рис. 3б). На наличие каналов обводнения указывает резкое увеличение текущей приёмистости нагнетательных скважин относительно первоначальной, а также наличие добывающих скважин с высокими отборами воды. Трубки дифференцированы по длине и ширине. Можно моделировать разные объёмы закачки водоизолирующей системы, которая будет продвигаться преимущественно по широким каналам (Рис. 4).

По узким каналам с низкой проницаемостью гелиевая система вообще не пойдёт. В расчётах следует учесть, что

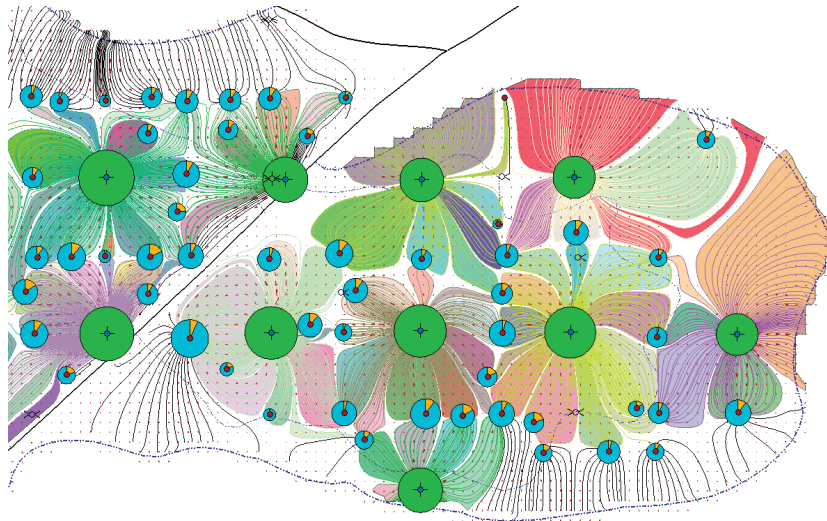


Рис. 2. Девятиточечные ячейки заводнения с выделенными секторами дренирования

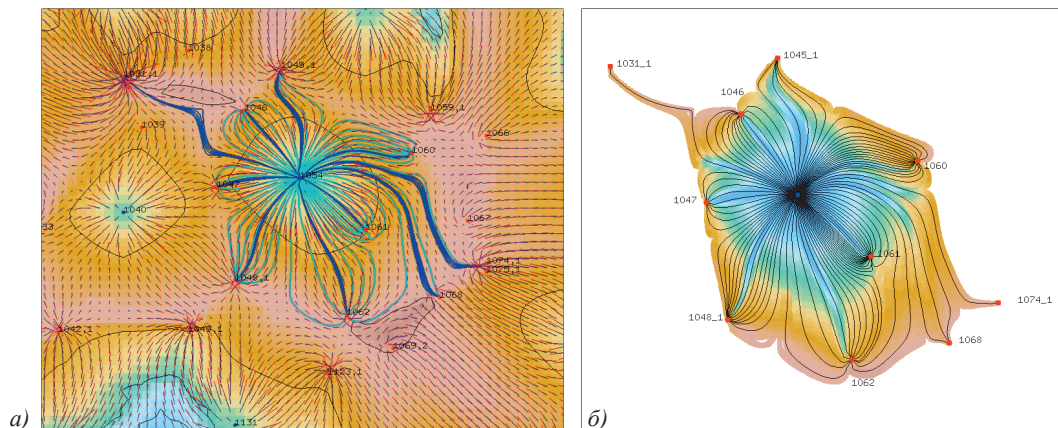


Рис. 3. Конфигурация каналов (а) и распределение насыщенности (б) с учётом каналов

не все, а только часть секторов дренирования будет характеризоваться наличием прорывных каналов фильтрации. На рис. 5 показан характерный прирост дополнительной добычи нефти для сектора дренирования там, где каналы были изолированы с помощью закачки потокоотклоняющих материалов (Рис. 5) в качестве которых использовались шитые полимерные системы (СПС).

В условиях поздней стадии разработки реального месторождения, где по скважинам отобраны десятки и сотни тонн нефти, отклонение от фактической кривой добычи нефти, рассчитанное по предлагаемому методу, эффекты будут менее значимыми (Рис. 6).

При этом, в окружающих скважинах, где отсутствуют техногенные каналы фильтрации реакции на закачку водоизолирующей системы не будет.

Вопрос об особенностях проявления механизма действия водоизоляционных составов в различных по неоднородности и выработанности заводнением зонах пласта является неизученным. Его решение чрезвычайно важно для определения структурно-механических свойств и объёмов закачки водоизоляционных композиций, определяющих устойчивость к размыву гелиевых экранов. Не следует забывать также о сильном влиянии на образование каналов геологических особенностей строения пласта, которое в данной работе подробно не рассматривалось.

Выводы

1. Карты проницаемости, гидропроводности, изобар, скоростей фильтрации, полученные по данным гидродинамических расчётов, в сочетании с изучением характера

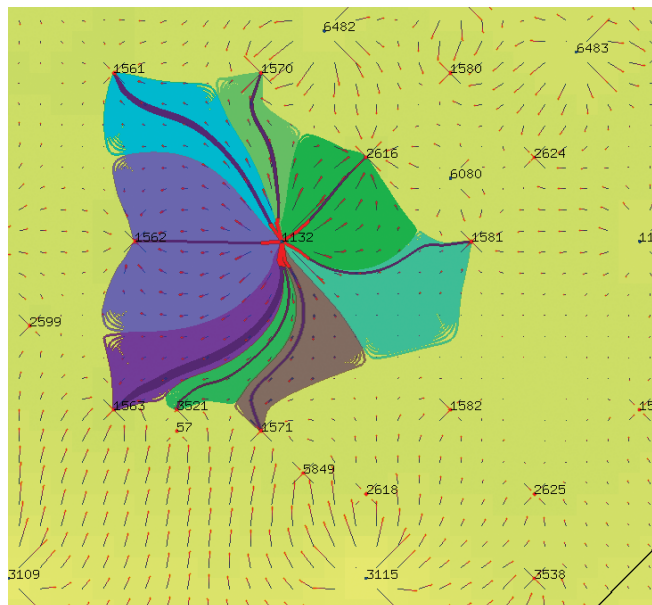


Рис. 4. Каналы разной толщины, промытые по трубкам тока минимальной длины и закачка водоизоляционного состава

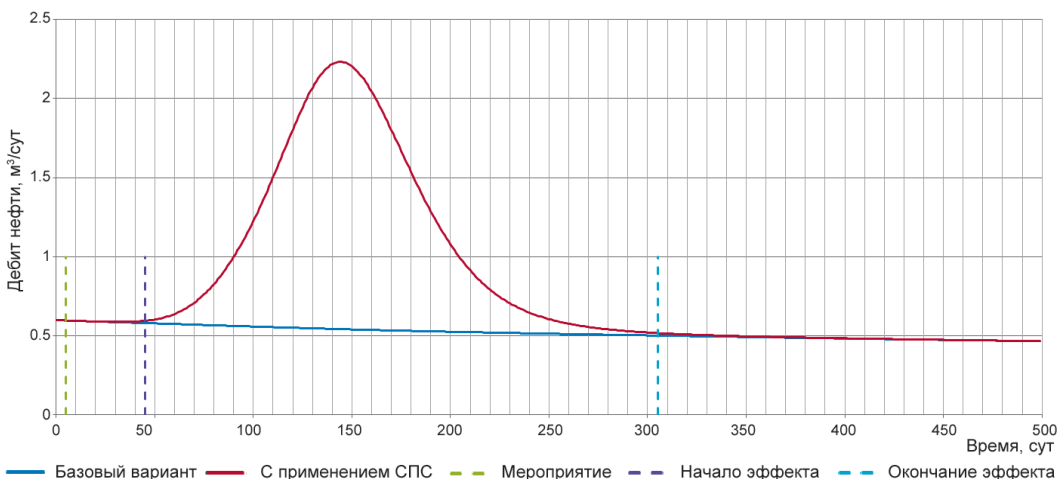


Рис. 5. Прогноз дебита нефти, полученный от блокирования канала фильтрации. Синей линией на рис. 5 показан базовый вариант. Увеличение дебита нефти от закачки СПС в нагнетательную скважину показан красной линией. Штриховыми линиями отмечены время проведения мероприятия (зеленая), время начала (фиолетовая) и время завершения (голубая) получаемого эффекта.

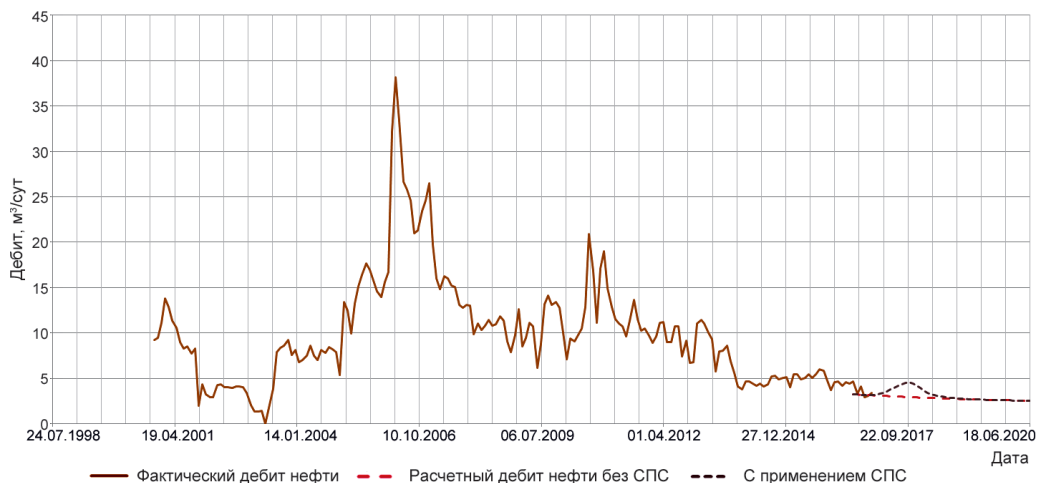


Рис. 6. Динамика добычи нефти при моделировании закачки изолирующей системы

обводнения скважин и энергетического состояния участков залежи могут использоваться для диагностики наличия каналов фильтрации.

2. Техногенные каналы существенным образом изменяют структуру фильтрационных потоков и распределение подвижных запасов нефти в пределах отдельных участков залежей, что сказывается на эффективности потокоотклоняющих технологий.

3. Предложен метод расчётов, позволяющий избежать распространённых ошибок, связанных с ограничением продолжительности эффекта во времени и локализацией эффекта в районе нагнетательной и первого ряда окружающих её добывающих скважинах.

Литература

Баушин В.В., Булыгин Д.В., Николаев А.Н. (2017). Модель текущего состояния залежи – основа интеллектуального месторождения. *Нефть. Газ. Новации*, 9, с. 44-47.

Булыгин Д.В., Медведев Н.Я., Кипоть В.Л. (2001). Моделирование геологического строения и разработки залежей нефти Сургутского свода. Казань: Изд-во «ДАС», 191 с.

Елесин А.В., Кадырова А.Ш., Никифоров А.И. (2018). Определение поля проницаемости пласта по замерам давления на скважинах с использованием сплайн-функции. *Георесурсы*, 20(2), с. 102-107.

Насибулин В.Г., Булыгин Д.В., Комарова О.В., Баушин В.В., Шелепов В.В., Рамазанов Р.Г. Свидетельство о гос. регистрации программы ЭВМ № 2017610455 от 11.01.2017 г. ArtGeoBase, версия 1.0. Загрузка и ведение

базы данных геологических и гидродинамических моделей.

Шелепов В.В., Булыгин Д.В., Рамазанов Р.Г., Баушин В.В. (2017). Компьютерные модели для анализа эффективности методов воздействия на пласт. Москва: «КДУ», «Университетская книга», 232 с.

Сведения об авторах

Дмитрий Владимирович Булыгин – доктор геол.-мин. наук, руководитель группы моделирования потокоотклоняющих технологий

ООО «Актуальные технологии»

Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, 10в

e-mail: buligindv1952@mail.ru

Айрат Нуриахметович Николаев – канд. физ.-мат. наук, моделист-тестировщик

ООО «Актуальные технологии»

Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, 10в

Андрей Викторович Елесин – канд. физ.-мат. наук, старший научный сотрудник лаборатории математического моделирования гидрогеологических процессов

Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН

Россия, 422111, Казань, ул. Лобачевского, 2/31

Статья поступила в редакцию 19.07.2018;

Принята к публикации 02.08.2018; Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

Hydrodynamic evaluation of the efficiency of flow deflecting technologies in conditions of formation of man-made filtration channels

D. V. Bulygin^{1}, A. N. Nikolaev¹, A. V. Elesin²*

¹Actual technologies LLC, Kazan, Russian Federation

²Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Dmitry V. Bulygin, e-mail: buligindv1952@mail.ru

Abstract. The question is considered of the mechanism of waterproofing compounds at a late stage of development in zones of the formation that are different in geological heterogeneity. It is shown that man-made channels, which change the flow structure and distribution of mobile oil reserves, influence the process of filtration of injected water. The method of calculations is proposed, which allows to take into account the formation of channels and to determine their impact on the efficiency of flow deflecting technologies. To calculate the pressure, a hydroconductivity field is used at each point of the deposit, which is determined from the solution of the inverse coefficient problem.

Keywords: technogenic flood channels, water flooding cells, fixed flow tube method, short-term forecast, waterproofing composition, filtration flows, additional oil production, identification of hydraulic conductivity

Recommended citation: Bulygin D.V., Nikolaev A.N., Elesin A.V. (2018). Hydrodynamic evaluation of the efficiency of flow deflecting technologies in conditions of formation of man-made filtration channels. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 172-177. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.172-177>

References

Baushin V.V., Bulygin D.V., Nikolaev A.N. (2017). Present State Reservoir Model – Basis of Smart Field. *Neft'.Gaz.Novatsii = Oil.Gas. Innovations*, 9, pp. 44-47. (In Russ.)

Bulygin D.V., Medvedev N.Ya., Kipot' V.L. (2001). Modeling of the geological structure and development of oil deposits in the Surgut arch.

Kazan: «DAS» Publ., 191 p. (In Russ.)

Elesin A.V., Kadyrova A.Sh., Nikiforov A.I. (2018). Definition of the reservoir permeability field according to pressure measurements on wells with the use of spline function. *Georesursy = Georesources*, 20(2), pp. 102-107. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.102-107>

Nasibulin V.G., Bulygin D.V., Komarova O.V., Baushin V.V., Shelepov V.V., Ramazanov R.G. Certificate of computer program registration No. 2017610455. 11/01/2017. ArtGeoBase, version 1.0. Loading and maintaining a database of geological and hydrodynamic models.

Shelepov V.V., Bulygin D.V., Ramazanov R.G., Baushin V.V. (2017). Computer models for the analysis of stimulation methods effectiveness. Moscow: «KDU», «Universitetskaya kniga», 232 p. (In Russ.)

About the Authors

Dmitry V. Bulygin – DSc (Geology and Mineralogy), Head of the Flow-Deflection Modeling Group

Actual technologies LLC

Lobachevsky st., 10b, Kazan, 420111, Russian Federation

Ayrat N. Nikolaev – PhD (Physics and Mathematics), modeler-tester

Actual technologies LLC

Lobachevsky st., 10b, Kazan, 420111, Russian Federation

Andrey V. Elesin – PhD (Physics and Mathematics), Senior researcher of the Laboratory of mathematical modeling of hydrogeological processes

Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences

2/31, Lobachevsky St., Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 19 July 2018;

Accepted 02 August 2018; Published 30 August 2018