

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **041510**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2022.10.31

(21) Номер заявки
202100104

(22) Дата подачи заявки
2021.04.06

(51) Int. Cl. *E21B 43/20* (2006.01)
E21B 47/10 (2012.01)
G06F 30/20 (2020.01)

(54) СПОСОБ УПРАВЛЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЕМ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОТОВООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

(43) **2022.08.11**

(96) **2021000040 (RU) 2021.04.06**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**БУЛЫГИН ДМИТРИЙ
ВЛАДИМИРОВИЧ (RU)**

(72) Изобретатель:
**Булыгин Дмитрий Владимирович,
Губайдуллин Фарид Альфредович,
Рамазанов Роберт Галимьянович,
Николаев Айрат Нуриахметович (RU)**

(56) RU-C1-2614338

RU-C1-2692369

КОСТЮЧЕНКО

С.В.

Методика

количественного анализа эффективности реализуемых систем заводнения на основе моделей линий тока. Труды IV Международного технологического симпозиума "Новые технологии разработки и повышения нефтеотдачи". М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2005, с. 236-244

EA-A1-200500657

WO-2010049465

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к управлению заводнением нефтяной залежи методами перераспределения фильтрационных потоков с закачкой блокирующих систем. Способ управления заводнением нефтяной залежи с применением потокоотклоняющих технологий включает заводнение, подбор участков и закачку в пласт блокирующей системы, при этом создают единый технологический цикл управления, включающий формирование информационной базы данных для проектирования и анализа эффективности потокоотклоняющих технологий по месторождению, построение малоразмерных гидродинамических моделей, определение параметров и количества участков с невыработанными запасами нефти из-за образования техногенных каналов фильтрации, ранжирование участков по ожидаемой величине дополнительной добычи нефти с учетом параметров каналов фильтрации и степени выработки текущих запасов нефти, определение состава и свойств блокирующей системы для закачки в выбранные участки и анализ эффективности выполненных работ с использованием регрессионных эмпирических моделей с последующей корректировкой малоразмерных гидродинамических моделей. Технический результат заключается в повышении добычи нефти при сокращении затрат на нагнетание и отбор воды, движущейся по каналам, и оптимизации расстояния установки блокирующей системы от нагнетательной скважины зоны пласта путем комплексного подбора участков и состава блокирующей системы.

B1**041510****041510****B1**

Область техники

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к управлению заводнением нефтяной залежи методами перераспределения фильтрационных потоков с закачкой блокирующих систем.

В настоящее время нефть является одним из основных источников энергии и главным сырьем для химической промышленности.

Поскольку основным методом разработки нефтяных месторождений является заводнение пластов пресной или подтоварной минерализованной водой, то эффективность использования закачиваемой воды в процессе нефтевытеснения в значительной степени определяет технико-экономические показатели их эксплуатации.

На сегодняшний день большинство месторождений нефти в России и Республике Казахстан эксплуатируются с использованием заводнения, обеспечивающего поддержание пластового давления и высокий темп извлечения нефти. Существенными недостатками данной технологии является неуклонно растущая обводненность скважинной продукции и неравномерная выработка запасов в неоднородных, сложно построенных коллекторах.

Предшествующий уровень техники

Известен способ оперативного управления заводнением пластов (патент РФ № 2715593, МПК E21B 47/10, E21B 43/20, G06F 30/20, опубликован 2.03.2020). Способ включает отбор нефти через добывающие скважины и закачку рабочего агента через нагнетательные скважины, при этом для определения оптимальных значений приемистостей нагнетательных скважин и дебита жидкости добывающих скважин используют математическую модель месторождения, в которой в качестве первоначальных данных для каждой добывающей скважины и потенциально влияющих на нее нагнетательных скважин принимают показатели в виде даты замера, значения приемистости, дебита жидкости и доли нефти в добываемой продукции, давления на забое нагнетательной и добывающей скважины, динамического уровня жидкости в затрубном пространстве добывающей скважины. В качестве математической модели используют объединенный с искусственной нейронной сетью объемно-резистивный метод CRM (Capacitance-Resistive Models).

Недостатками описанного способа являются его неприменимость для определения взаимосвязи добычи нефти и обводненности добывающих скважин и отсутствие параметров, необходимых для подбора объема и свойств потокоотклоняющих композиций на поздней стадии разработки, характеризующейся развитой сетью техногенных каналов фильтрации.

Известен способ определения геометрических размеров и азимутального расположения нефтенасыщенных зон в заводненных пластах (патент РФ № 2413065, МПК E21B 43/00, опубликован 27.02.2011). Способ включает выбор участка заводненного нефтяного пласта с добывающими и нагнетательными скважинами, на котором с помощью гидродинамических исследований добывающих обводненных скважин определяют характер распределения нефтенасыщенных зон в дренируемых областях пласта и их геометрические размеры. С помощью индикаторных исследований устанавливают наличие гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами. Определяют направление и скорости перемещения фильтрационных потоков. Согласно изобретению с помощью гидродинамических исследований добывающих скважин, расположенных на выбранном участке заводненного нефтяного пласта, выявляют скважины, у которых имеются пространственно-протяженные нефтенасыщенные зоны в дренируемой скважиной области пласта.

Недостатками описанного способа являются его неприменимость для определения пространственно-протяженных нефтенасыщенных зон на выбранных участках заводненного нефтяного пласта по причине низкой информативности индикаторных исследований, недостаточный охват исследованиями ячеек заводнения в пределах залежи и несовершенства математического аппарата, не описывающего положение техногенных каналов по площади и разрезу пласта.

Известен способ повышения нефтеотдачи с помощью заводнения в рыхлых песках и моделирования, позволяющего избежать или снизить риск прорыва воды (патент США № US10685086, МПК E21B43/20, опубликован 16.06.2020). В изобретении раскрывается количественный способ определения оптимальных давлений и/или дебитов нагнетания/добычи для предотвращения преждевременного прорыва воды при заводнении в коллекторах со слабыми породами. В целом метод можно описать как метод моделирования, который использует объединенную геомеханику и модель многофазного потока для моделирования реакции коллектора в диапазоне давлений нагнетания и добычи, а также скоростей потока между нагнетательными и добывающими скважинами.

Результаты моделирования используются для поиска оптимального давления нагнетания и добычи, которое затем может быть использовано на месторождении для минимизации разрушения породы и прорыва воды. Ключевые компоненты объединенной модели состоят из 1) симулятора коллектора для количественной оценки операции закачки воды/добычи нефти; 2) симулятора геомеханики для количественной оценки деформации горной породы и разрушения породы, вызванного заводнением; 3) конститутивной модели для моделирования механизмов разрушения породы и 4) модели проницаемости, которая может количественно оценить изменение проницаемости, вызванное факторами разрушения горных пород.

Недостатками описанного способа являются его неприменимость для подбора участков в пределах заводнённого нефтяного пласта для применения потокоотклоняющих технологий и невозможность обоснования объёма, состава и расстояния установки от нагнетательной скважины в зависимости от положения и параметров техногенных каналов по площади и разрезу пласта.

Известен способ исследования пластов (патент РФ № 2398962, МПК E21B 47/10, E21B 43/20, опубликован 10.09.2010), включающий закачку воды через нагнетательные скважины, отбор продукции через добывающие скважины, первичные трассерные исследования для выявления фильтрационных каналов, соединяющих нагнетательные скважины с добывающими, с последующей их закупоркой изолирующим материалом, и продолжение закачки воды в нагнетательные скважины. При этом дополнительно в потокоотклоняющие композиции и растворы химических реагентов, образующих изолирующий материал, вводят совместимый с ними трассирующий агент, отличный от используемого для первичных трассерных исследований. По результатам контроля за составом добываемой продукции из добывающих скважин и содержанием в ней трассирующих агентов определяют направление поступления потокоотклоняющих композиций и растворов химических реагентов, эффективность воздействия на пласт и стабильность изолирующего материала во времени.

Недостатками описанного способа являются его неприменимость для выполнения пилотного проекта, насчитывающего в пределах заводнённого нефтяного пласта несколько десятков нагнетательных и сотни реагирующих на применение потокоотклоняющих технологий добывающих скважин участков, а также невозможность обоснования объёма, состава и расстояния установки от нагнетательной скважины до закачки трассирующих индикаторов.

Известен способ разработки месторождения углеводородов (патент РФ № 2292453, МПК E21B 43/30, E21B 43/16, опубликован 27.01.2007), который включает установление на площади углеводородного пласта местоположения систем разрывных нарушений, размещение добывающих скважин вблизи них, а нагнетательных скважин за пределами или в пределах зон, ограниченных этими разрывными нарушениями, добычу углеводородов через добывающие скважины. Согласно изобретению определяют гидравлическую связь разрывных нарушений со скважинами и/или другими разрывными нарушениями и состав добываемых из них флюидов-углеводородов и воды, управляют фильтрационными сопротивлениями между скважинами и разрывными нарушениями и, при притоке воды из-за контура нефтеносности или от нагнетательных скважин, увеличивают фильтрационные сопротивления между скважинами и разрывными нарушениями путем закачки водоизоляционных составов через добывающие или нагнетательные скважины или через скважины, которые для этого бурят, на контуре нефтеносности вблизи разрывных нарушений на линии тока воды, при этом переводят скважины из одной категории в другую.

Недостатками описанного способа являются отсутствие взаимосвязи с конкретными потокоотклоняющими технологиями и невозможность выбора оптимального объёма блокирующего состава и расстояния установки от нагнетательной скважины.

Известен способ разработки нефтяной залежи (патент РФ № 2502864, МПК E21B 43/22, опубликован 20.04.2009), включающий закачивание оторочки биологического поверхностно-активного вещества биоПАВ КШАС-М и углеводородного растворителя, предварительно закачивают алюмосиликатную композицию на основе 11%-ного раствора соляной кислоты, оторочка дополнительно содержит нефть и пластовую воду, а в качестве растворителя - изооктан, причем оторочка содержит, %: пластовая вода 54-88, биоПАВ КШАС-М 1-2, изооктан 1-4, нефть 10-40.

Недостатком описанного способа является невозможность его эффективного применения для снижения проницаемости техногенных каналов фильтрации, поскольку раствор алюмосиликата в соляной кислоте представляет собой однородный раствор блокирующей композиции. Закачка технологического раствора алюмосиликата в пласт и последующая остановка фильтрации на 24 ч приведут к блокаде всех проницаемых каналов заводнённого нефтяного пласта между нагнетательными и добывающими скважинами.

Известен способ разработки нефтяной залежи (патент РФ № 2352772, МПК E21B 43/22, C09K 8/582, опубликован 27.12.2013), включающий заводнение, закачку в скважину водного раствора минерального реагента, состоящего из активированных измельчением тонкодисперсных природных материалов и тонкодисперсных частиц. Согласно изобретению в условиях обводнившихся неоднородных терригенно-карбонатных пластов залежи минеральные реагенты применяют в количестве 0,0001-0,01 об.% высокопроницаемой части залежи со средним размером частиц более 0,1 осредненного диаметра пор пластов и из условия размещения минеральных реагентов лишь в высокопроницаемых и трещиновато-кавернозных зонах, не создавая при этом дополнительных зон неоднородности. При этом закачку водных растворов минерального реагента, при различной обводненности добывающих скважин, ведут при выключенных добывающих скважинах с обводненностью ниже средней. После закачки водного раствора минерального реагента закачивают продавочную жидкость и осуществляют технологическую выдержку в течение 12-72 ч.

Недостатком описанного способа является отсутствие взаимосвязи состава и свойств блокирующей композиции с геолого-промысловыми условиями применения, такими как степень выработанности те-

кущих подвижных запасов нефти, наличие техногенных каналов фильтрации с различной проводимостью, которые могут быть установлены только с помощью моделирования.

В качестве ближайшего аналога выбран способ повышения нефтеотдачи с учетом геолого-промысловых условий пластов ("Инженерное проектирование малообъемных химических методов увеличения нефтеотдачи с учетом геолого-промысловых условий пластов", Ю.В. Земцов, Э.В. Емельянов, В.В. Мазаев, А.А. Чусовитин, Научно-технический журнал "Нефть. Газ. Новации", № 7, 2019). Способ включает в себя обоснование и выбор участков, а также технологий воздействия с использованием различных типов реагентов в геолого-физических условиях этих участков. Способ также включает ранжирование участков по значимости и первостепенности обработок. Выбор реагента и механизма воздействия на пласт определяется на основе таких геолого-физических критериев, как пластовая температура, приемистость намеченных к обработкам нагнетательных скважин, обводненность продукции скважин участка, степень выработки и проницаемость объекта воздействия на участке.

Недостатком способа является подбор участков по схеме безусловного перехода "принять-исключить" по 20 критериям применимости без использования результатов гидродинамического моделирования. В результате при подготовке пилотного проекта даже по крупному месторождению потенциальных объектов для применения потокоотклоняющих технологий практически не остаётся. При этом важнейший параметр - наличие каналов и его влияние на непроизводительную закачку не учитывается.

Раскрытие изобретения

Задачей предлагаемого изобретения является повышение эффективности заводнения за счёт блокирования наиболее проницаемых техногенных каналов фильтрации при снижении затрат на непроизводительную закачку и отбор воды, движущейся по каналам и не производящий полезной работы по нефтевытеснению.

Технический результат - повышение добычи нефти при сокращении затрат на нагнетание и отбор воды, движущейся по каналам, и оптимизации расстояния установки блокирующей системы от нагнетательной скважины зоны пласта путем комплексного подбора участков и состава блокирующей системы.

Технический результат достигается тем, что способ управления заводнением нефтяной залежи с применением потокоотклоняющих технологий включает заводнение, подбор участков и закачку в пласт блокирующей системы, при этом создают единый технологический цикл управления, включающий формирование информационной базы данных для проектирования и анализа эффективности потокоотклоняющих технологий по месторождению, построение малоразмерных гидродинамических моделей, определение параметров и количества участков с невыработанными запасами нефти из-за образования техногенных каналов фильтрации, ранжирование участков по ожидаемой величине дополнительной добычи нефти с учетом параметров каналов фильтрации и степени выработки текущих запасов нефти, определение состава и свойств блокирующей системы для закачки в выбранные участки и анализ эффективности выполненных работ с использованием регрессионных эмпирических моделей с последующей корректировкой малоразмерных гидродинамических моделей.

Краткое описание чертежей

Далее изобретение поясняется следующими чертежами.

Фиг. 1. Движение трассера по каналам разной проницаемости (а) в плане, (б) разрезе и (в) вынос трассера во времени в одной из скважин.

Фиг. 2. Зависимость выработанности запасов нефти от обводнённости продукции скважин.

Фиг. 3. Распределение скорости фильтрации вдоль фильтрационного канала.

Фиг. 4. Характерное распределение нефтенасыщенности в матрице вдоль трубки тока в направлении от нагнетательной к добывающей скважине.

Фиг. 5. Зависимость непроизводительной закачки от проницаемости канала фильтрации.

Фиг. 6. Карты разработки участков с нанесением скоростей фильтрации, линий тока и положения каналов по участкам: а) участок № 2, б) участок № 4, в) участок № 6.

Фиг. 7. Ранжирование участков по величине ожидаемого комплексного экономического эффекта.

Фиг. 8. Динамика изменения вязкости 1,5 мас.% раствора природного цеолита в пресной воде (1) и сточной воде (2).

Фиг. 9. Динамика изменения вязкости 4,5 мас.% раствора природного цеолита в пресной воде (1) и сточной воде (2).

Фиг. 10. Изменение динамики (а) среднесуточной добычи нефти, (б) отбора воды, приёмистости нагнетательной скважины, (в) отбора жидкости и воды и жидкости и (г) отбора нефти и жидкости по всем участкам воздействия месторождения до/после блокирования канала фильтрации.

Осуществление изобретения

В областях палеорусел по причине высоких скоростей фильтрации образуются техногенные каналы фильтрации, приводящие к кинжальным прорывам и опережающему обводнению скважин. Вода продвигается преимущественно по техногенным высокопроницаемым каналам, не производя полезной работы по нефтевытеснению.

Способ повышения нефтеотдачи, согласно заявляемому изобретению, проводится на эксплуатируемом нефтяном месторождении, содержащем обводненные скважины. К моменту применения способа

каналы полностью насыщены нагнетаемой водой.

Этапы способа.

1. Создание информационной базы данных по месторождению, построение малоразмерной гидродинамической и регрессионной эмпирической модели

Способ включает в себя создание проблемно-ориентированной на применение и анализ потокоотклоняющих технологий информационной базы данных, которая принадлежит к месторождению в целом и включает набор сведений, необходимых для проектирования и анализа эффективности потокоотклоняющих технологий, в части геологии, историческую информацию по добыче нефти и воды, гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС), исторические сведения по датам, видам и технологической эффективности потокоотклоняющих технологий за последние 5-7 лет, данные лабораторных испытаний для конкретных потокоотклоняющих технологий, сведения о датах, видах и количестве закачанных индикаторов и результатах анализа содержания трассирующих индикаторов в пробах попутно добываемой воды, сведения о химическом составе пластовых и закачиваемых вод.

Создание информационной базы данных осуществляется с помощью специализированного программного обеспечения, например, ArtGeoBase (Свидетельство о государственной регистрации программы ЭВМ № 2017610455 от 11.01.2017 ArtGeoBase, версия 1.0. Загрузка и ведение базы данных геологических и гидродинамических моделей / Насибулин В.Г., Булыгин Д.В., Комарова О.В., Баушин В.В., Шелепов В.В., Рамазанов Р.Г).

Далее осуществляется построение регрессионных эмпирических моделей по месторождению в целом, пластам и ячейкам заводнения, на которых применялась базовая потокоотклоняющая технология. В качестве базовой технологии принимается, например, технология закачки сшивающихся полимерных систем.

В информационную базу данных осуществляется также загрузка актуальной трёхмерной геолого-фильтрационной модели, построенной по каждому продуктивному горизонту в одном из принятых пакетов полномасштабного геолого-гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений.

На основании трёхмерной геолого-фильтрационной модели и базы данных месторождения осуществляется построение малоразмерной гидродинамической модели, представляющей собой комбинацию плановых и профильных двумерных моделей трубок тока по вертикальным сечениям пласта.

При построении малоразмерной гидродинамической модели используются текущие показатели разработки и замеры забойных давлений. Параметры (толщина и проницаемость) пласта берутся из трёхмерной геолого-фильтрационной модели. Для гидродинамических расчётов дополнительно выделяются различные типы разломов: проницаемые, проницаемые связанные с нижележащим водоносным горизонтом, полупроницаемые и непроницаемые. На тектонических нарушениях, контурах нефтеносности и газоносности, а также на линиях замещения коллекторов учитываются граничные условия.

На поздней стадии разработки результаты гидродинамических расчетов не совпадают с фактическими (замеренными) значениями забойного или пластового давления. Это происходит из-за данных по абсолютной проницаемости вследствие образования в процессе разработки нагнетательными и добывающими скважинами техногенных каналов фильтрации. Для определения текущего состояния проницаемости пласта на дату применения потокоотклоняющих технологий проводится идентификация гидропроводности пласта путём решения обратной коэффициентной задачи, при которой значение поля гидропроводности меняется так, чтобы полученные значения давления при решении прямой задачи совпадали с заданными замеренными значениями давления.

Многочисленное решение прямой задачи позволяет приблизить давления в скважинах к заданным значениям или минимизировать функцию невязки между расчетными и фактическими значениями.

Построение малоразмерных гидродинамических моделей заключается в проведении гидродинамических расчетов площадных моделей трубок тока с восстановлением полей распределения давлений, идентифицированной гидропроводности пласта и скоростей фильтрации на заданную дату в целом для нефтегазовой залежи.

С помощью малоразмерных гидродинамических моделей на дату анализа рассчитываются карты изобар (пластовых давлений), карты скоростей фильтрации и линий тока, карты текущих проницаемости и гидропроводности пласта, карты скоростей фильтрации, трубки тока, зоны влияния закачки и сектора дренирования. По этой информации определяется список реагирующих скважин, положение, объём и проницаемость техногенных каналов фильтрации между нагнетательными и добывающими скважинами.

Выявление факторов, влияющих на эффективность применения потокоотклоняющих технологий и параметров каналов, осуществляется путём вариантных расчётов с использованием специализированного программного обеспечения, например, TubeGeo [Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016611381 от 01.02.2016, TubeGeo, версия 1.0. Моделирование геолого-технических мероприятий методом трубок тока / В.В. Шелепов, Д.В. Булыгин, А.Б. Мазо, К.А. Поташев, Р.Г. Рамазанов].

2. Выявление техногенных каналов фильтрации и определение их параметров Проницаемость и объём техногенных каналов фильтрации между нагнетательными и реагирующими добывающими сква-

жинами определяют путём моделирования конвективного переноса частиц вдоль линий тока, для чего используют первичные данные отбора проб трассирующих индикаторов.

При применении трассирующих индикаторов для уточнения параметров техногенных каналов фильтрации их закачивают в нагнетательные скважины, а затем осуществляют отбор проб воды в добывающих скважинах. Данные о выходе трассирующих индикаторов используют для определения количества каналов. На основании плановых и профильных двумерных моделей трубок тока по вертикальным сечениям пласта определяют скорости фильтрации, объём и проницаемость каналов. Тем самым, уточняются текущие параметры пласта при расчётах модели трубок тока, первоначально полученные из полномасштабной трехмерной геолого-фильтрационной модели.

По данным моделирования можно выделить два этапа движения индикатора в пористой среде:

1) поступление индикатора через канал, связывающий между собой нагнетательную и добывающую скважину (составляет от нескольких суток до нескольких месяцев);

2) подход индикатора с фронтом нагнетаемой воды (составляет период более одного года).

Время выхода индикаторов в продукции добывающих скважин хорошо коррелируется со временем начала реагирования скважин на применение потокоотклоняющих технологий. Причем максимальная величина эффекта наблюдается в добывающей скважине, связанной с нагнетательной посредством высокопроницаемого канала. При этом на закачку могут реагировать и соседние участки.

Скорость фильтрации вдоль трубки тока переменная. Распределение скорости вдоль трубки тока рассчитывают с тем условием, чтобы время прохождения трассера между скважинами по двумерной модели трубок тока и по данным закачки трассирующих индикаторов совпали. При этом используют модели по вертикальным сечениям пласта (фиг. 1).

На конфигурацию трубки тока и скорости фильтрации вдоль трубок тока влияет расположение всех скважин, расположенных в пределах залежи. Конфигурация трубок тока будет различной в зависимости от того, как они расположены в системе скважин. Участки сгущения линий трубок тока характеризуются максимальными скоростями потока, которые могут быть связаны с образованием техногенных каналов фильтрации.

Привлечение данных трассерных методов исследования значительно повышает достоверность выявления техногенных каналов и определения их фильтрационно-емкостных свойств. Однако применение трассирующих индикаторов является дорогостоящей операцией, и вместо них может применяться расчетный метод подбора участков по значениям проницаемости пласта.

В этом случае учитываются сведения по начальной проницаемости пласта, полученной по исходной геолого-фильтрационной модели, и текущей проницаемости пласта (Компьютерные модели для анализа эффективности методов воздействия на пласт: Монография / В.В. Шелепов, Д.В. Булыгин, Р.Г. Рамазанов, В.В. Баушин. - М.: "КДУ", "Университетская книга", 2017. - 232 с), полученной путём идентификации по данным дебитов и давлений в процессе разработки и на дату анализа.

Значения проницаемости скважин анализируют и по ее кратности (отношению текущей проницаемости пласта к начальной), подбирают скважины для дальнейшего применения потокоотклоняющей технологии. При этом, чем выше значение кратности, тем больше размер канала. Для последующего применения потокоотклоняющей технологии выбирают скважины с кратностью выше 1,6.

3. Подбор и ранжирование участков.

Далее на основе результатов гидродинамических расчётов модели текущего состояния подбирают перспективные для дальнейшей обработки участки.

Для каждого конкретного участка с установленными значениями величины и степени выработанности подвижных запасов нефти, распределения скоростей фильтрации по площади и разрезу, параметров каналов, объёма непроизводительной закачки, соотношения проницаемости матрицы проводится расчёт величины дополнительной добычи нефти с использованием моделей трубок тока при заданных фиксированных объёмах закачки базовой потокоотклоняющей технологии, применяющейся на месторождении.

Поскольку даже в пределах одной залежи на одну дату различные участки при близкой текущей обводнённости характеризуются различной степенью выработки подвижных запасов нефти (фиг. 2), то фактически все они находятся на разных стадиях разработки. Высокая обводненность скважин и наличие достаточного количества невыработанных запасов нефти говорят о наличии техногенных каналов фильтрации. Из-за образования техногенных каналов при близкой обводнённости, в среднем равной $90 \pm 3\%$, выработанность участков колеблется в широких пределах (от 0,63 до 0,9 дол. ед.), что обусловлено образованием сети техногенных каналов с различной проницаемостью, направленных от нагнетательных к добывающим скважинам.

Таким образом, для дальнейшей работы отбирают участки по значениям выработанности запасов нефти, обводненности скважин, а также по экономической эффективности.

Далее по результатам гидродинамических расчётов проводят ранжирование всех элементов заводнения в пределах нефтяной залежи с определением рейтинга каждого участка по величине ожидаемой дополнительной добычи нефти.

Из числа перспективных исключаются участки, которые характеризуются минимальным или незначительным влиянием каналов фильтрации, по которым фиксируется незначительное увеличение добычи

нефти, не позволяющее окупить затраты на закачку реагентов. По этим участкам значительного перемещения объемов нагнетаемой воды по каналам не наблюдается, и поэтому отсутствует необходимость проведения мероприятий по блокированию проводимости каналов.

Затем, из числа перспективных исключают участки с нагнетательными скважинами, не пригодными по техническим причинам: с негерметичностью эксплуатационной колонны, приемистостью менее 120-200 м³/сут и совместной эксплуатацией двух или трёх продуктивных горизонтов, а также малым количеством стабильно работающих добывающих скважин окружения (менее двух).

Ранжирование позволяет в первую очередь задействовать те участки, в которых ожидается наибольший прирост добычи нефти.

4. Определение состава и места установки блокирующей системы.

После подбора перспективных участков для закачки потокоотклоняющей технологии проводят выбор конкретной потокоотклоняющей технологии с подбором состава и объема закачки.

Для эффективного воздействия необходимо подобрать такие параметры блокирующей системы, как скорость сдвига и эффективная вязкость, которые позволили бы доставить блокирующую систему в удаленную часть пласта и уже там создать блокирующий водонепроницаемый барьер.

В пласт со слабо измененной проницаемостью при ВНФ менее 3,0 закачивают блокирующую систему, представляющую собой сшивающуюся полимерную систему, содержащую полимер с молекулярной массой не менее 10000000, воду и сшиватель (например, дихромат калия). А в каналы с высокой проницаемостью вводят блокирующую систему, включающую в себя сшивающуюся полимерную систему и механоактивированный алюмоцеолитный микс, модифицированный низкомолекулярным олигомером с молекулярной массой 40000-80000.

При закачке в каналы с высокой проницаемостью возможны три варианта введения блокирующей системы:

1. В пласт закачивается предварительно подготовленная суспензия механоактивированного алюмоцеолитного микса. При попадании в пористый канал вода в суспензии уходит вперед, дисперсная фаза механоактивированного алюмоцеолитного микса постепенно концентрируется. Далее вносят сшивающуюся полимерную систему, после чего осуществляется сшивка механоактивированного алюмоцеолитного микса с полимером, входящим в состав сшивающейся полимерной системы, что снижает скорость фильтрации и уменьшает проницаемость техногенных каналов.

2. В пласт закачивается предварительно подготовленная суспензия механоактивированного алюмоцеолитного микса. Затем в канал закачивают сшивающуюся полимерную систему, смешанную с механоактивированным алюмоцеолитным миксом.

3. В пласт закачивают сшивающуюся полимерную систему. Затем вносят предварительно подготовленную суспензию механоактивированного алюмоцеолитного микса для предотвращения размыва сшивающейся полимерной системы в непосредственной близости к нагнетательной скважине.

Сразу после приготвления блокирующая система обладает низкой вязкостью. После выдержки в течение 24-48 ч для отверждающихся составов система становится неподвижной, а для эмульгирующихся систем вязкость увеличивается. Последнее свойство позволяет применять такие композиции на скважинах с приемистостью 100 м³/сут и менее. После расчетного времени при взаимодействии блокирующей системы с водой при заданной концентрации компонентов образуется блокирующий экран, который изолирует обводненную часть коллектора и при этом не взаимодействует с нефтью.

Исследования структурно-механических и реологических свойств блокирующих систем проводятся при заданной пластовой температуре для определения отсутствия роста подвижности и снижения прочности в пластовых условиях. Также исследуется влияние блокирующей системы на проницаемость водонасыщенных образцов керн. Зависимости между параметрами, полученные на основе лабораторных данных, вносятся в базу данных и используются для гидродинамических расчетов по моделям трубок тока.

По результатам моделирования, проведенного с учетом лабораторных исследований, определяется оптимальный состав и объем композиции, обеспечивающий установку блокирующей системы на оптимальной глубине канала.

Блокирование каналов имеет комплексный механизм воздействия и связан в основном с выравниванием фронта вытеснения. Блокирование каналов в удаленной зоне пласта при массовом внедрении технологий является методом повышения нефтеотдачи пласта. Снижение проницаемости в радиусе прискважинной области пласта может приводить к поступлению нефти из смежных участков. Прирост нефтеотдачи происходит в области пласта, расположенной за границами участка воздействия.

Путём внесения 1,5-4,5 мас.% механоактивированного алюмоцеолитного микса можно регулировать свойства блокирующей системы в широком диапазоне. Эффективность действия блокирующей системы резко снижается в промытой зоне пласта. Для того чтобы увеличить эффективность применения блокирующей систем, нужно устанавливать их в глубине пласта, на расстоянии от нагнетательной скважины. При этом оптимальной считается установка блокирующей системы в месте резкого изменения скорости фильтрации (фиг. 3), которая совпадает с границей зоны запасов, не выработанных заводнением (фиг. 4).

На фиг. 4 приведено характерное распределение нефтенасыщенности вдоль фильтрационного канала в направлении от нагнетательной к добывающей скважине. Установка блокирующей системы в удалённом от нагнетательной скважины участке фильтрационного канала позволяет получить больше дополнительной добычи нефти в расчёте на одну скважино-обработку, чем установка её в прискважинной зоне пласта.

Гидродинамические расчеты показали:

1) в случае неподвижной блокирующей системы в процесс фильтрации вовлекаются области, хотя и содержащие запасы нефти, но значительно промытые фронтом нагнетаемой воды, поскольку расположены в зоне прямого воздействия нагнетательной скважины:

2) при закачке блокирующей системы с вязкостью, близкой к вязкости воды, и образовании структурированной высоковязкой системы в глубине пласта в зоне падения скоростей фильтрации в процесс фильтрации вовлекаются удаленные области пласта, менее промытые заводнением и расположенные в непосредственной близости к области отбора - добывающим скважинам.

После установки блокирующей системы фильтрационный поток постепенно обтекает её и вновь продолжает движение по высокопроницаемому каналу. На фиг. 5 приведена зависимость непроизводительной закачки от проницаемости канала фильтрации. С увеличением проницаемости канала относительно среднего значения проницаемости пористой среды (матрицы) происходит увеличение непроизводительной закачки. Снижение приёмистости нагнетательной скважины при наличии канала однозначно указывает на селективное блокирование воды, движущейся с высокой скоростью по каналу фильтрации, что равносильно ограничению непроизводительной закачки. Установка блокирующей системы в канале позволяет уменьшить объёмы непроизводительной закачки, перераспределить фильтрационные потоки в нефтенасыщенные области и повысить дополнительную добычу нефти.

Одновременно, происходит увеличение макроохвата пласта заводнением, что приводит к реагированию добывающих скважин, расположенных также и в зоне отсутствия канала в плане.

5. Анализ эффективности работ по применению блокирующей системы.

До начала и после завершения работ по применению блокирующей системы изучается фактический материал по динамике показателей разработки до и после закачки потокоотклоняющих технологий. Уменьшение приёмистости нагнетательных скважин, а также снижение отборов воды, жидкости при постоянном или увеличивающемся уровне добычи нефти свидетельствуют о блокировании сети техногенных каналов и снижении степени их отрицательного влияния на процесс вытеснения нефти водой. Как правило, изменение сложившихся трендов по участкам наблюдается сразу после закачки блокирующей системы.

Взаимодействие нагнетательной и окружающих скважин, реагирующих на закачку, прослеживается до и после блокирования каналов путём построения графиков добычи и закачки во времени. Регрессионные эмпирические модели позволяют обобщить опыт применения потокоотклоняющих технологий на месторождении за последние 5-7 лет с тем, чтобы полученную информацию о времени начала эффекта, продолжительности эффекта и величине дополнительной добычи нефти использовать для уточнения гидродинамических моделей, полученных на конкретных участках.

В качестве целевых параметров рассматриваются приёмистость нагнетательной скважины участка, дебиты нефти, воды, жидкости и обводненность - как по отдельным реагирующим скважинам, так и в целом по участку, зоне пласта, залежи и месторождению в целом.

На участках, выбранных для применения потокоотклоняющих технологий, вычисляются статистические параметры, характеризующие поведение случайных процессов, соответствующих изменениям целевых параметров в течение изучаемого двухлетнего периода. По регрессионным эмпирическим моделям изучается фактический материал, за один год до и один-два года после применения потокоотклоняющей технологии. В частности, для каждого мероприятия назначается своя шкала времени, при этом за нулевой отсчет берется момент начала применения потокоотклоняющих технологий.

В условиях низкой достоверности исходной геологической информации, используемой при создании трехмерной геолого-фильтрационной модели, а также исторических данных по отборам нефти и закачке воды результаты гидродинамических расчётов по отдельным участкам являются приближёнными и могут существенно отличаться от фактических данных, полученных по отдельным участкам. Поэтому результаты анализа эффективности работ по применению блокирующей системы на основе регрессионных эмпирических моделей используются для корректировки малоразмерных гидродинамических моделей, для последующего применения для целей проектирования в следующем цикле способа, что обеспечивает создание единого технологического цикла управления.

Примеры осуществления изобретения

Промысловые исследования проводились на действующем газонефтяном месторождении. В эксперименте было задействовано около 100 участков, представляющих собой ячейки заводнения, с обводненностью добывающих скважин превышающей 80-90%.

К моменту подготовки пилотного проекта закачка воды в нагнетательные скважины и отбор нефти и жидкости осуществлялись около 40 лет.

Пример 1. Подбор участков - потенциальных объектов для применения потокоотклоняющих техно-

логий.

Моделирование осуществлялось по пласту в целом с выводом показателей разработки для каждого элемента площадного заводнения, рассматриваемого в качестве самостоятельного объекта применения потокоотклоняющей технологии. Задаётся различная плотность трубок тока, и канал моделируется трубками тока. Расчёты ведутся на фиксированной сетке. Количество трубок тока принимается постоянным. В качестве базовой потокоотклоняющей технологии для всех участков принимался наиболее распространённый метод - закачка сшивающейся полимерной системы. Моделирование эффективности закачки сшивающейся полимерной системы проводилось для всех участков площадной системы заводнения при одинаковом объёме закачки, равном 300 м³.

Результаты расчётов дополнительной добычи нефти по 6 участкам приведены в табл. 1.

Таблица 1

Показатели работы скважин, параметры пласта и ожидаемая эффективность закачки сшивающейся полимерной системы по 6 участкам

Показатели	Порядковый/условный номер участка					
	1	2	3	4	5	6
Показатели работы нагнетательных и добывающих скважин						
Текущая приемистость, м ³ /сут ^{*)}	353,8	349,7	315,2	353,4	446,8	442,1
Начальная приемистость, м ³ /сут ^{*)}	200,8	96,1	217,8	101,6	165,9	150,6
Кратность	1,8	3,6	1,4	3,5	2,7	2,9
Количество добывающих скважин	7	12	10	6	12	14
Текущий дебит жидкости, т/сут	85,6	60,8	54,6	75,4	77,6	63,8
Обводненность, %	89,6	91,2	93,3	93,6	89,6	89,5
Накопленный ВНФ, д. е.	5,3	5,0	3,3	4,0	4,7	4,7
Параметры пластов по участкам						
Гидропроводность, Д·м/ сПз	134,4	53,7	41,6	212,3	144,2	109,2
Выработанность начальных подвижных запасов нефти, %	82,0	83,7	87,1	85,6	87,5	85,5
Давление, МПа	9,80	9,30	13,1	9,67	9,10	9,18
Средняя проницаемость пласта, мкм ²	0,418	0,178	0,189	0,813	0,761	0,408
Минимальная длина канала, м ^{**)}	311,1	349,6	562,1	314,3	225,3	401,1
Минимальная проницаемость канала между скважинами, мкм ²	72,5	17,13	10,79	73,20	100,1	47,5
Максимальная проницаемость канала между скважинами, мкм ²	136,9	43,19	20,99	294,0	182,1	123,2
Ожидаемая дополнительная добыча нефти по скважинам и участкам						
Минимальная дополнительная добыча по скважине, т	22,4	16,8	38,7	29,0	25,6	24,3
Максимальная дополнительная добыча по скважине, т	211,2	236,2	200,5	201,8	238,8	321,5
Время начала эффекта, сут	55-112	58-127	51-82	48-145	51-115	52-135
Суммарная дополнительная добыча нефти от закачки СПС по участку, т	501,5	823,6	775,3	538,4	812,3	984,3
* – осреднённый за 3 месяца показатель						
** – минимальная длина трубки тока между нагнетательной и добывающей скважинами						

Из табл. 1 видно, что по всем участкам наблюдается увеличение текущей приёмистости по сравнению с первоначальной в 1,4-3,6 раза. После проведения процедуры идентификации гидропроводности пласта по гидродинамической модели на дату анализа установлено, что в процессе разработки в пласте образовались техногенные каналы. Суммарная дополнительная добыча нефти вследствие закачки сшивающейся полимерной системы по участкам составила от 501,5 до 984,3 т.

Более подробно рассмотрим участки нагнетательных скважин № 2, № 4 и № 6 (фиг. 6). По результатам гидродинамического моделирования в зоне влияния нагнетательных скважин № 2, № 4 и № 6 находятся соответственно 12, 6 и 14 добывающих скважин. В районе добывающих скважин кратность увеличения проницаемости составляет 3,6; 3,5 и 2,9 на участках с нагнетательными скважинами № 2, № 4 и № 6 соответственно. Высокие значения накопленного ВНФ также резко увеличены, что указывает на образование каналов как наиболее вероятную причину обводнения. Тот же факт образования техногенных каналов фильтрации подтверждается и по нагнетательным скважинам, в которых наблюдается возрастание приёмистости относительно первоначальной. Кратность увеличения проницаемости пласта по нагнетательным скважинам имеет близкий порядок с кратностью в районе добывающих скважин.

Суммарная дополнительная добыча нефти по участку нагнетательной скважины № 2 составила 823,6 т, на участке № 4 - 538,4 т, а на участке с нагнетательной скважиной № 6 - 984,3 т.

По данным гидродинамического моделирования с использованием малоразмерных гидродинамических моделей проводится ранжирование всех участков в пределах залежи (месторождения) с определением рейтинга каждого участка по величине ожидаемой дополнительной добычи нефти, как это показано на фиг. 7.

Из числа перспективных исключаются участки, по которым фиксируется незначительное увеличение добычи нефти от закачки сшивающейся полимерной системы, не позволяющие окупить расходы на закачку реагентов.

Пример 2. Подбор потокоотклоняющей технологии.

При подборе потокоотклоняющей технологии используют данные лабораторных испытаний и данные геолого-гидродинамического моделирования. Расчёт по выбору композиции проводится для каждого выбранного в пределах залежи (месторождения) участка с учётом изменений текущей проницаемости пласта и степени выработанности пласта заводнением (табл. 1). Для обоснования выбора оптимального состава для конкретного участка приводятся результаты сравнительной эффективности по данным лабораторных испытаний и гидродинамического моделирования. В табл. 2 приведена сравнительная эффективность применения четырех блокирующих систем на трёх рассмотренных выше участках.

Таблица 2

Сравнительная эффективность применения при различном составе блокирующей системы по участкам воздействия при фиксированном объёме закачки

Показатели	Состав блокирующей системы			
	СПС с 0,3 мас.% содержание м ПАА* и 0,03 мас.% ацетата хрома	СПС с 1,5 мас.% содержание м цеолита	СПС с 4,5 мас.% содержание м цеолита	СПС с 3,0 мас.% содержание м древесной муки
Раствор блокирующей системы на пресной воде / на сточной воде				
Вязкость блокирующей композиции в зависимости от времени выдержки, мПа*с				
- через 1 час	38/52	80/110	440/746	110/60
- через 2 часа	134/102	120/140	6321/1628	1617/75
- через 6 часов	144/128	320/500	9803/10761	1617/1547
- через 48 часов	144/128	4100/4200	11134/12772	1617/1547
Технологическая эффективность по участкам № 2, 4, 6				
Дополнительная добыча нефти по участку № 2, т				
- объём закачки 300 м ³	823,6	922,4	983,3	889,4
- объём закачки 500 м ³	988,3	1096,2	1155,3	1060,2
- объём закачки 700 м ³	1108,6	1234,5	1389,3	1192,5
Дополнительная добыча нефти по участку № 4, т				
- объём закачки 300 м ³	538,4	679,2	729,9	632,2
- объём закачки 500 м ³	651,1	771,6	826,9	731,4
- объём закачки 700 м ³	728,4	852,2	909,1	810,9
Дополнительная добыча нефти по участку № 6, т				
- объём закачки 300 м ³	984,3	1112,4	1189,3	1069,7
- объём закачки 500 м ³	1178,2	1386,7	1468,1	1317,2
- объём закачки 700 м ³	1335,9	1560,3	1667,2	1485,5
*с молекулярной массой не менее 10 000 000				

В табл. 2 в качестве основного показателя для сравнения приведена вязкость блокирующей композиции в зависимости от времени выдержки.

Кинетика гелеобразования 3 мас.% раствора древесной муки на пресной воде приведена в табл. 2.

Гидродинамические расчёты показали, что в случае установки блокирующей системы в непосредственной близости от нагнетательной скважины на расстоянии до 30 м в процесс фильтрации вовлекаются области, хотя и содержащие запасы нефти, но значительно промытые фронтом нагнетаемой воды.

При установке блокирующей системы на большее расстояние 60-90 м от нагнетательной скважины в процесс фильтрации вовлекаются удалённые области пласта, менее промытые заводнением и расположенные ближе к добывающим скважинам, при этом дополнительная добыча нефти существенно возрастает при закачке тех же объёмов СПС с содержанием 1,5-4,5 мас.% цеолита (табл. 2). При закачке СПС с добавкой древесной муки происходит быстрое комкование частиц, поэтому достигаемый эффект выше, чем у СПС, но ниже, чем у СПС с добавкой механоактивированного алюмоцеолитного микса.

Закачку блокирующей системы производят в два этапа.

1. Закачка суспензии механоактивированного алюмоцеолитного микса на основе природного цеолита, обладающего заданным размером частиц с высокой удельной поверхностью не менее 180 г/см² и большой фильтрационной способностью. При фильтрации происходит механическое разделение суспензии, при этом дисперсная фаза (механоактивированный алюмоцеолитный микс) постепенно снижает скорость фильтрации и уменьшает проницаемость техногенных каналов.

2. Закачка водной суспензии предварительно смешанных сшивающейся полимерной системы и механоактивированного алюмоцеолитного микса на основе природного цеолита. При фильтрации указанной смеси в закачиваемой водной суспензии происходит комплексное структурообразование сшивающейся полимерной системы и механоактивированного алюмоцеолитного микса за счет физико-химического взаимодействия полимера, сшивателя и частиц механоактивированного алюмоцеолитного микса. В результате в промытых техногенных каналах образуется блокирующая воду композиция. Последующая закачка воды приводит к отжиму свободной воды из заданного объёма канала, что дополнительно способствует уплотнению блокирующей системы и получению малоподвижной объемной структуры в канале.

Для сравнения приведена динамика изменения вязкости блокирующей системы, содержащей 1,5 мас.% (фиг. 8) и 4,5 мас.% (фиг. 8) суспензию природного цеолита, приготовленного на пресной и сточной воде. Время предварительного перемешивания образца природного цеолита составляет 60 мин в пресной воде и 240 мин в сточной воде.

Из фиг. 8 видно, что скорость роста вязкости блокирующей системы с природным цеолитом, приготовленной на пресной воде, практически в 1,5 раза превышает рост вязкости блокирующей системы с природным цеолитом, приготовленной на сточной воде (фиг. 9).

Характерный перегиб на кривой для раствора природного цеолита на сточной воде (100 и 150 мин) явно свидетельствует о двухстадийности процесса структуро-(геле)-образования данной композиции. Вначале на временном участке до 150 мин наблюдается небольшой рост вязкости, связанный со структурообразованием частиц природного цеолита, и, далее, после 200 мин наблюдается резкий рост вязкости раствора до 11 Па·с.

Интервал роста вязкости от 200 до 300 мин соответствует процессу образования водородной (физической) связи между частицами природного цеолита со свободными функциональными группами полимерных молекул сшивающейся полимерной системы и химической связи внутри самой сшивающейся полимерной системы.

Пример 3. Анализ эффективности потокоотклоняющей технологии.

Анализ эффективности потокоотклоняющей технологии включает оценку комплекса показателей: дополнительной добычи нефти, приёмистости, объёма жидкости и воды, изменившихся в результате внедрения потокоотклоняющей технологии. Изменение динамики среднесуточной добычи нефти, отбора воды по участку и приёмистости нагнетательной скважины, отбора жидкости и воды и жидкости и отбора нефти и жидкости по участкам воздействия до/после блокирования канала фильтрации приведено на фиг. 10(а-г) в обобщённом виде для нескольких сотен участков применения потокоотклоняющих технологий в течение 5 лет, расположенных в пределах одного из месторождений. Увеличение объёма выборки позволило снизить колебания показателей разработки, присущие при анализе каждого участка в отдельности, и выявить наиболее существенные изменения.

Так, сразу после закачки блокирующей системы наблюдается снижение приёмистости на 6,0-8,3%, вызванное блокированием высокопроницаемого канала, и снижением нагнетаемой воды, которая двигалась по каналу, не производя полезной работы по нефтевытеснению. По данным анализа сразу после закачки блокирующей системы отмечается также пропорциональное снижение суточных отборов воды и жидкости по участку, которое также вызвано ограничением движения воды по каналу (фиг. 10б).

Средняя продолжительность эффекта составляет более 1 года. Снижение отборов воды и жидкости, а также уменьшение приёмистости нагнетательных скважин фиксируется на фоне постоянной или растущей добычи нефти. Аналогичные зависимости до/после блокировки канала наблюдаются и для отдельных участков. Полученные даты обработок, результаты проведения специальных промыслово-геофизических исследований (закачка трассирующих индикаторов, профили приёмистости, кривые восстановления давления/кривые падения давления), а также фактические показатели эффективности заносятся в проблемно-ориентированную информационную базу данных по месторождению для использования в следующем технологическом цикле управления заводнением.

При сравнении дополнительной добычи нефти, рассчитанной по фильтрационной модели трубок тока с фактическими результатами, можно отметить наличие несоответствия. Это расхождение объясня-

ется использованием в гидродинамических расчётах значения вязкости композиции и остаточного фактора сопротивления, взятого по лабораторным данным. Исследование свойств блокирующих систем проводится на образцах пород с высокой и низкой проницаемостью, но без учёта наличия техногенных каналов, которые образовались в процессе разработки.

Основные преимущества изобретения, наблюдаемые вследствие блокировки канала и уменьшения непроизводительной закачки и создающие экономический эффект от внедрения пилотного проекта по применению потокоотклоняющих технологий, состоят в следующем:

увеличение или стабилизация добычи нефти за счёт блокирования наиболее проницаемых каналов с помощью блокирующей системы;

уменьшение объёмов нагнетаемой воды вследствие уменьшения непроизводительной закачки за счёт блокирования наиболее проницаемых каналов с помощью блокирующей системы;

снижение темпов отбора жидкости добывающими скважинами участков вследствие блокировки канала и уменьшения той её части, которая является следствием непроизводительной закачки;

сокращение отбора попутно добываемой воды по добывающим скважинам, наблюдаемой вследствие блокировки канала и уменьшения непроизводительной закачки.

Применение заявляемого способа по настоящему изобретению позволяет не только достичь увеличения дополнительной добычи нефти, но и сократить затраты вследствие уменьшения количества закачиваемой воды и жидкости, поскольку анализ эффективности включает как оценку дополнительной добычи нефти, так и оценку объёма жидкости и воды, изменившегося после внедрения потокоотклоняющей технологии.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ управления заводнением нефтяной залежи с применением потокоотклоняющих технологий, включающий заводнение, подбор участков и закачку в пласт блокирующей системы, отличающийся тем, что создают единый технологический цикл управления, включающий формирование информационной базы данных для проектирования и анализа эффективности потокоотклоняющих технологий по месторождению; построение малоразмерных гидродинамических моделей; определение параметров и количества участков с невыработанными запасами нефти из-за образования техногенных каналов фильтрации; ранжирование участков по ожидаемой величине дополнительной добычи нефти с учетом параметров каналов фильтрации и степени выработки текущих запасов нефти; определение состава и свойств блокирующей системы для закачки в выбранные участки и анализ эффективности выполненных работ с использованием регрессионных эмпирических моделей с последующей корректировкой малоразмерных гидродинамических моделей.

2. Способ управления заводнением по п.1, отличающийся тем, что проницаемость и объём техногенных каналов фильтрации между нагнетательными и реагирующими добывающими скважинами определяют путем моделирования конвективного переноса частиц вдоль линий тока с использованием первичных данных отбора проб трассирующих индикаторов.

3. Способ управления заводнением по п.1, отличающийся тем, что малоразмерные гидродинамические модели представляют собой плановые модели трубок тока, построенные в целом по залежи с определением зон влияния закачки и реагирующих добывающих скважин для каждой нагнетательной скважины, и модели фильтрации в вертикальном сечении пласта, рассчитанные для отдельных ячеек заводнения и пар скважин.

4. Способ управления заводнением по п.1, отличающийся тем, что в пласт со слабо измененной проницаемостью закачивают блокирующую систему в виде сшивающейся полимерной системы, содержащей полимер с молекулярной массой не менее 1000000, воду и сшиватель.

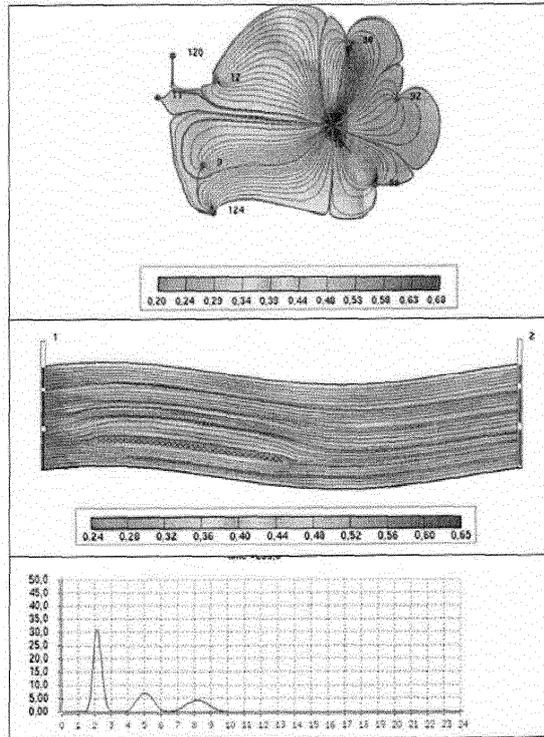
5. Способ управления заводнением по п.1, отличающийся тем, что в пласт с высокой проницаемостью техногенных каналов закачивают блокирующую систему, включающую сшивающуюся полимерную систему с 1,5-4,5 мас.% содержанием механоактивированного алюмоцеолитного микса, модифицированного низкомолекулярным олигомером с молекулярной массой 40000-80000.

6. Способ управления заводнением по п.5, отличающийся тем, что в пласт сначала закачивают суспензию механоактивированного алюмоцеолитного микса, а затем сшивающуюся полимерную систему, предварительно смешанную с механоактивированным алюмоцеолитным миксом.

7. Способ управления заводнением по п.5, отличающийся тем, что в пласт сначала закачивают сшивающуюся полимерную систему, а затем предварительно подготовленную суспензию механоактивированного алюмоцеолитного микса.

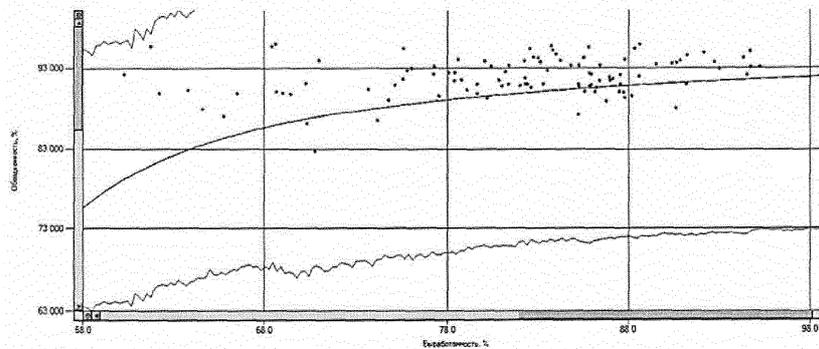
8. Способ управления заводнением по п.5, отличающийся тем, что в пласт сначала закачивают предварительно подготовленную суспензию механоактивированного алюмоцеолитного микса, а затем сшивающуюся полимерную систему.

Движение трассера по каналам разной проницаемости:
 (а) в плане, (б) разрезе и (в) вынос трассера во времени в одной из скважин



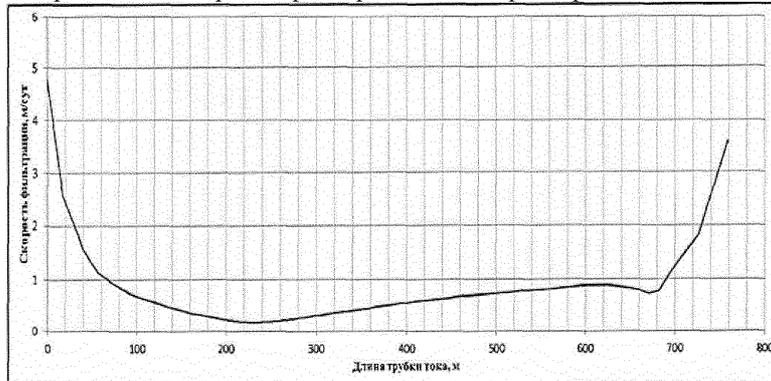
Фиг. 1

Зависимость выработанности запасов нефти
 от обводнённости продукции скважин



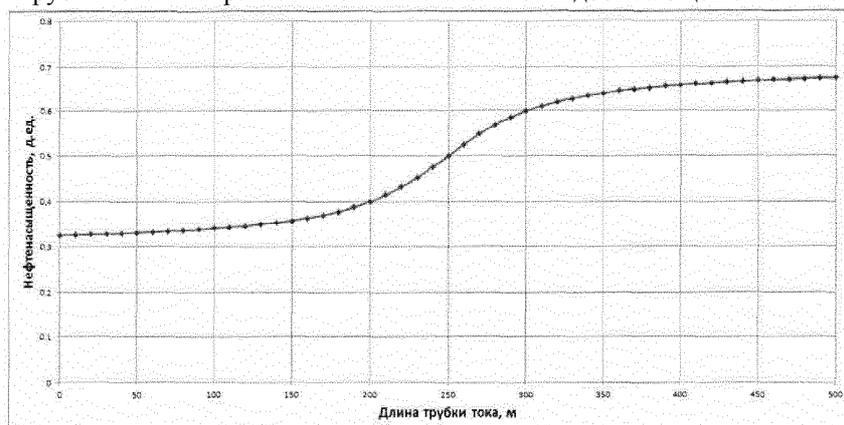
Фиг. 2

Распределение скорости фильтрации вдоль фильтрационного канала



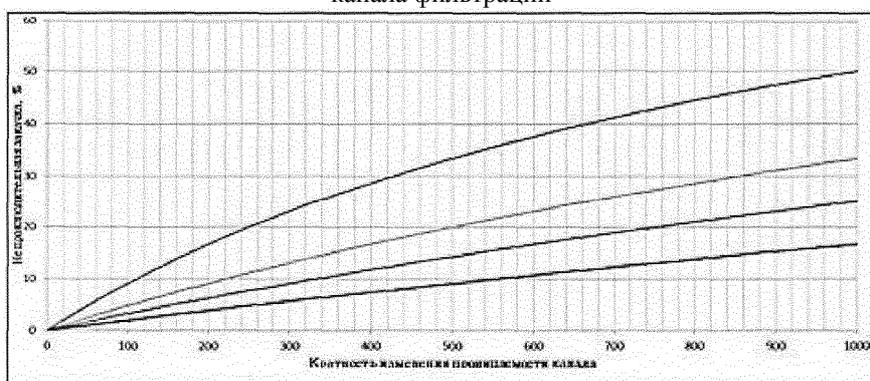
Фиг. 3

Характерное распределение нефтенасыщенности в матрице вдоль трубки тока в направлении от нагнетательной к добывающей скважине



Фиг. 4

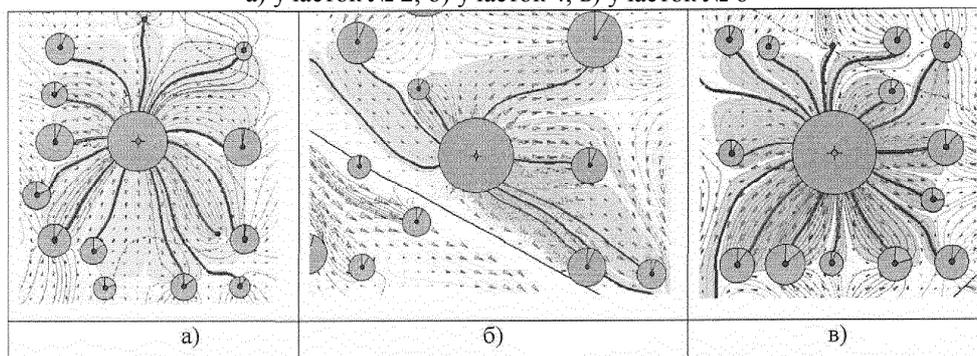
Зависимость непроизводительной закачки от проницаемости канала фильтрации



Фиг. 5

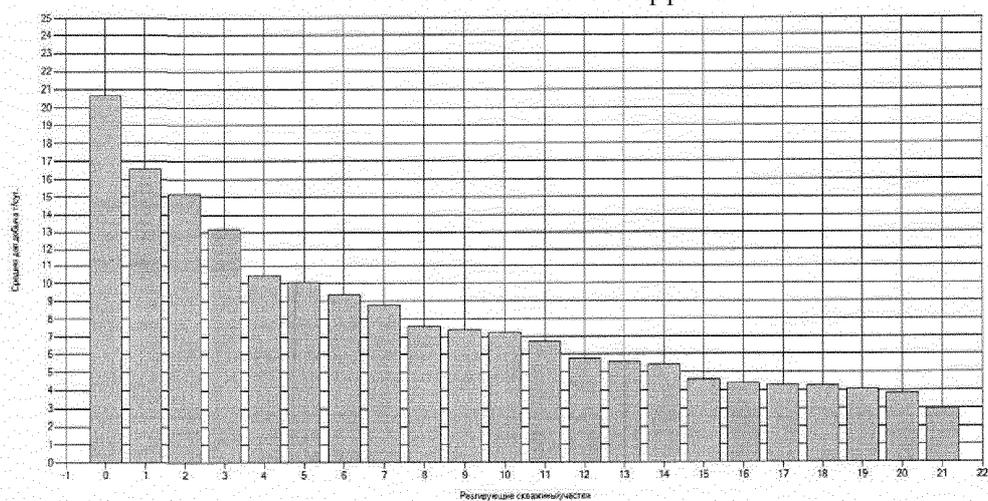
Карты разработки участков с нанесением скоростей фильтрации, линий тока и положения каналов по участкам:

а) участок № 2, б) участок 4, в) участок № 6



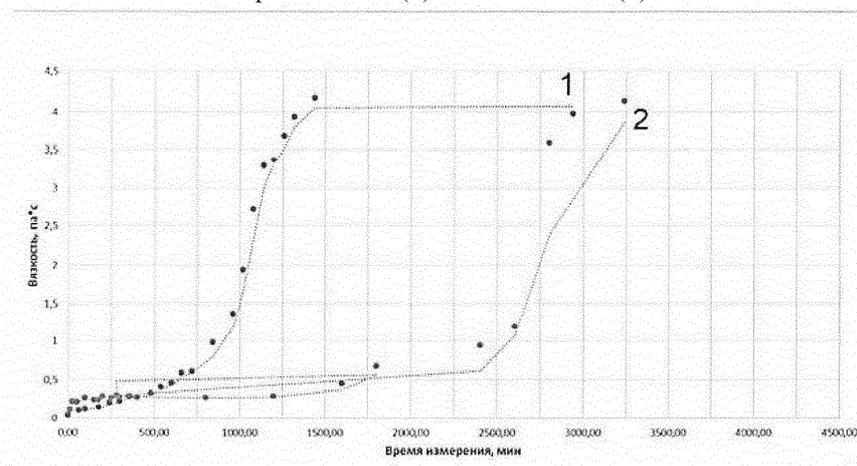
Фиг. 6

Ранжирование участков по величине ожидаемого комплексного экономического эффекта



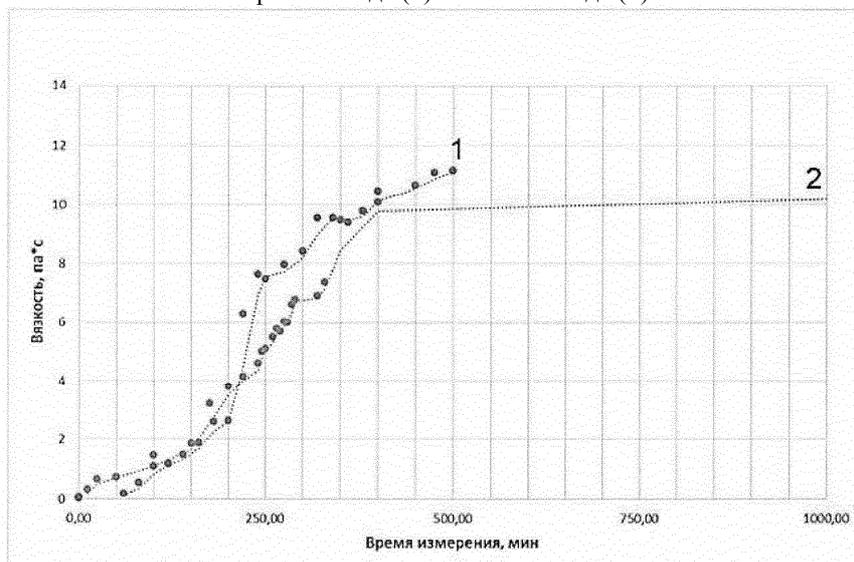
Фиг. 7

Динамика изменения вязкости 1,5 мас.% раствора природного цеолита в пресной воде (1) и сточной воде (2)



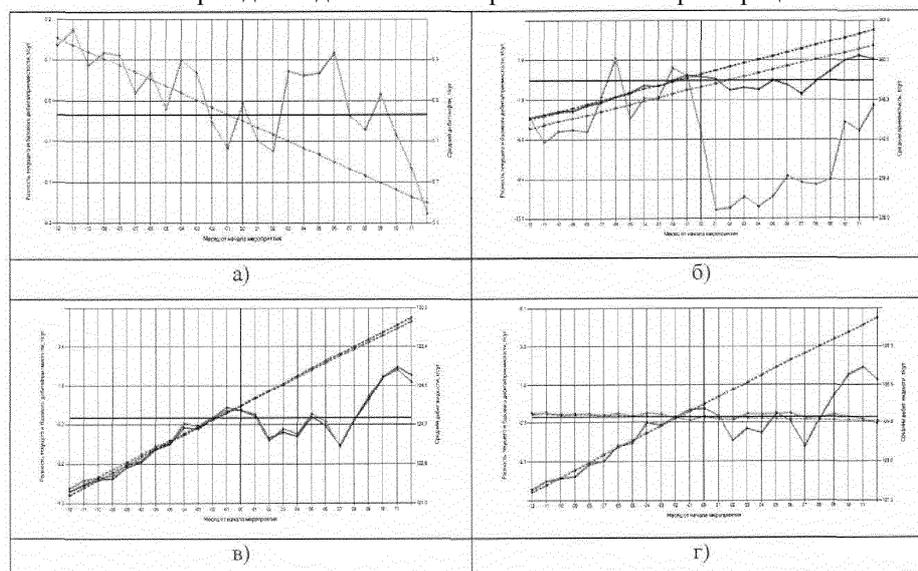
Фиг. 8

Динамика изменения вязкости 4,5 мас% раствора природного цеолита в пресной воде (1) и сточной воде (2)



Фиг. 9

Изменение динамики (а) среднесуточной добычи нефти, (б) отбора воды, приёмности нагнетательной скважины, (в) отбора жидкости и воды и жидкости и (г) отбора нефти и жидкости по всем участкам воздействия месторождения до/после блокирования канала фильтрации



Фиг. 10