

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **037109**(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.02.08

(51) Int. Cl. **E21B 43/20** (2006.01)

(21) Номер заявки
201900259

(22) Дата подачи заявки
2019.04.16

(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

(43) **2020.10.30**

(56) BY-C1-16043
RU-C1-2481465
RU-C1-2418155

(96) **2019/ЕА/0040 (BY) 2019.04.16**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**РЕСПУБЛИКАНСКОЕ
УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
"ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ
ОБЪЕДИНЕНИЕ
"БЕЛОРУСНЕФТЬ" (BY)**

(72) Изобретатель:
**Повжик Пётр Петрович, Демяненко
Николай Александрович, Сердюков
Дмитрий Вячеславович, Жук Илья
Викторович, Мармылёв Игорь
Юрьевич (BY)**

(57) Изобретение относится к системно-адресному воздействию на нефтяные пласты. Технический результат - повышение нефтеизвлечения из низкопроницаемых разностей пород-коллекторов залежи за счет усиления интенсивности обмена флюидами между трещинами и матрицей, между высоко- и низкопроницаемыми пропластками. Сущность способа заключается в нестационарной, многоэтапной, циклической закачке вытесняющего агента в пласт, отборе пластового флюида и дополнительном адресном воздействии химреагентами. Многоэтапные циклические закачки-отборы позволяют создавать в пласте гидродинамические импульсы и нестационарные фильтрационные поля между промытыми пропластками или трещинами и низкопроницаемыми невыработанными связанными пропластками или блоками путем регулирования амплитуды изменения давления. На разных этапах запуском или остановкой нагнетательных и добывающих скважин в определенных пределах регулируют компенсацию отборов закачкой, направления фильтрационных потоков, пределы изменения пластового давления. Длительность этапов контролируют по динамике изменения забойного и пластового давления, уровням добычи нефти, обводненности добываемой продукции, ежемесячному контролю темпов отбора от начальных извлекаемых запасов от изменения обводненности.

037109 B1

037109 B1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, к способам разработки залежей нефти на поздней стадии в условиях высокой фильтрационно-емкостной неоднородности, характеризующейся неоднородностью залежи как по площади, так и по разрезу с высоким коэффициентом расчлененности и наличием связанных высоко- и/или блоковым строением с наличием трещин и матрицы. Оно обеспечивает повышение эффективности разработки залежей нефти, увеличение коэффициента извлечения нефти за счет активизации капиллярных процессов в низкопроницаемых пропластках, зонах и блоках на фоне постоянно создаваемых нестационарных фильтрационных полей периодическими гидродинамическими импульсами.

Известен способ разработки нефтяного месторождения [1], включающий разбуривание месторождения системой добывающих и нагнетательных скважин, циклическую закачку в нагнетательные скважины вытесняющего агента, выравнивание фронта вытеснения потокоотклоняющими системами, отбор продукции пласта через фонд добывающих скважин.

Недостатком данного способа является отсутствие условий постоянного активного обмена флюидом между нефтенасыщенной матрицей и обводненными трещинами, между высокопроницаемыми обводненными и низкопроницаемыми нефтенасыщенными связанными пропластками. Отсутствуют активные капиллярные процессы в матрице, низкопроницаемых пропластках, зонах и блоках из-за отсутствия созданных и постоянно изменяющихся нестационарных фильтрационных полей. Это значительно снижает эффективность способа.

Известен также способ эксплуатации нефтяной залежи с использованием нестационарного заводнения [2], содержащий этапы, на которых в циклическом режиме осуществляют закачку рабочего агента в залежь посредством группы нагнетательных скважин и осуществляют непрерывную добычу нефти посредством группы добывающих скважин, причем цикл работы группы нагнетательных скважин, включающий в себя время работы группы нагнетательных скважин и время простоя группы нагнетательных скважин, предварительно определяют следующим образом: для каждой нагнетательной скважины определяют время реагирования каждой добывающей скважины на закачку рабочего агента через упомянутую нагнетательную скважину и задают среднее арифметическое значение времени реагирования каждой добывающей скважины на закачку через каждую нагнетательную скважину в качестве времени работы группы нагнетательных скважин, для каждой нагнетательной скважины определяют время падения давления как время, за которое давление в скважине после прекращения закачки рабочего агента падает на 65-75% от разности между давлением, достигнутым во время закачки рабочего агента, и первоначальным статическим давлением в нагнетательной скважине, и задают минимальное среди нагнетательных скважин время падения давления в качестве времени простоя группы нагнетательных скважин, при этом скорость закачки рабочего агента в период работы для каждой нагнетательной скважины принимают постоянной.

Недостатком данного способа является низкая эффективность, так как способ обеспечивает недостаточно высокую активность фильтрационных и капиллярных обменных процессов между низкопроницаемыми нефтенасыщенными и высокопроницаемыми заводненными пропластками и каналами фильтрации.

Известен способ выработки нефтяного пласта [3], включающий отбор нефти через добывающие скважины и закачку рабочего агента через нагнетательные скважины, выделение возмущающих скважин и реагирующих добывающих скважин, создание периодических колебаний дебита возмущающих скважин, по прошествии трех периодов колебаний остановку реагирующих скважин и замер изменения давления в течение двух периодов, осуществление гармонического анализа зависимости дебита и давления от времени на возмущающих скважинах и давления от времени на реагирующих скважинах, определение фазы и амплитуды гармоник этих колебаний, изменение пластового давления на участке разработки и определение тех же характеристик, при этом возмущающие скважины выделяют в обводненной зоне залежи, а реагирующие скважины выделяют в нефтяной зоне залежи, перед созданием периодических колебаний дебита в возмущающих скважинах и перед замерами изменения давления в реагирующих скважинах меняют скважинную жидкость на углеводородную жидкость плотностью 0,7-0,8 г/см³, при изменении пластового давления на участке разработки и определении характеристик изменяют пластовое давление в пределах до 4 МПа от гидростатического, определяют интервал пластового давления, при котором максимальны значения гидропроводности и эффективно работающей толщины пласта, и изменяют работу скважин для установления этого интервала, при этом поддерживают забойное давление в добывающих скважинах не менее, а в нагнетательных скважинах не более 4 МПа относительно установленного интервала пластового давления.

Недостатком данного способа является невысокая активность фильтрационных и капиллярных обменных процессов между низкопроницаемыми нефтенасыщенными и высокопроницаемыми заводненными пропластками и каналами фильтрации в связи с невысокими и недостаточными амплитудами изменения давления от возмущающих скважин, а, следовательно, и низкими градиентами давления между нефтенасыщенными низкопроницаемыми и заводненными высокопроницаемыми зонами. Кроме того, замена скважинной жидкости на углеводородную жидкость плотностью 0,7-0,8 г/см³ перед замерами изменения давления в реагирующих скважинах приводит к значительным дополнительным затратам, что

снижает рентабельность реализации способа в промысловых условиях.

Наиболее близким по технической сущности к заявляемому изобретению является способ разработки нефтяной залежи на основе системно-адресного воздействия [4], включающий циклическое-нестационарное нагнетание агента через нагнетательные скважины, отбор флюидов через добывающие скважины, дополнительное адресное воздействие химреагентами на пласты через всю совокупность нагнетательных и добывающих скважин, для чего на объекте разработки выделяют характерные участки, различающиеся между собой геолого-физическими свойствами, текущим состоянием разработки и степенью выработки запасов, выделяют опытный участок, на котором с использованием кернового материала определяют его среднюю проницаемость и рассчитывают средневзвешенные значения гидропроводности, пьезопроводности пласта в пределах этого участка, осуществляют фильтрационные исследования, нефтевытесняющие, стимулирующие или изолирующие свойства применяемых химреагентов, адресно определяют длительность нагнетания агента на каждом участке и алгоритм дальнейшей разработки выбранных участков на основании лабораторного обоснования и результатов гидродинамического моделирования технологий воздействия для конкретных условий выбранных участков, затем осуществляют системно-адресное воздействие на каждом участке.

Недостатком данного способа является низкая эффективность его в условиях весьма неоднородных по фильтрационно-емкостным свойствам пластов, так как способ не обеспечивает высокую активность фильтрационных и капиллярных обменных процессов между низкопроницаемыми нефтенасыщенными и высокопроницаемыми заводненными пропластками и каналами фильтрации. Это связано с тем, что геолого-геофизические характеристики и нефтевытесняющие, стимулирующие, изолирующие свойства химреагентов определяют по результатам исследования керна опытного участка, а результаты этих исследований переносят на все участки объекта разработки, которые, как правило, в связи с высокой неоднородностью залежи значительно отличаются от опытного участка.

Задачей, на решение которой направлено изобретение, является повышение нефтеизвлечения из низкопроницаемых разностей пород-коллекторов нефтяной залежи за счет усиления капиллярных процессов, интенсивности обмена флюидами между трещинами и матрицей, между высоко- и низкопроницаемыми связанными пропластками, увеличения охвата капиллярными процессами.

Поставленная задача решается за счет того, что в способе разработки нефтяной залежи на основе системно-адресного воздействия на ее пласты, включающем циклическое-нестационарное нагнетание вытесняющего агента через нагнетательные скважины, отбор флюидов через добывающие скважины, дополнительное адресное воздействие химреагентами на пласты через всю совокупность нагнетательных и добывающих скважин, согласно изобретению периодически изменяют градиенты давления между зоной нагнетания и зоной отборов и направления нестационарных фильтрационных полей между промытыми пропластками или трещинами и низкопроницаемыми невыработанными связанными пропластками или блоками путем многоэтапного регулирования амплитуды изменения давления, при этом на первом этапе цикла оптимизируют отборы флюидов путем регулирования депрессии в добывающих скважинах, обеспечивающей уменьшенную обводненность добываемой продукции и увеличенные отборы нефти при постоянных объемах нагнетания вытесняющего агента с компенсацией отборов закачкой на уровне 60-80%, и воздействуют на залежь знакопеременным изменением давления путем погрупповой остановки-запуска нагнетательных скважин с обеспечением изменения направлений фильтрационных потоков при запусках-остановках на 60-90°; на втором этапе останавливают работу добывающего фонда скважин, закачивают во все нагнетательные скважины потокоотклоняющие химреагенты, после чего осуществляют закачку в них вытесняющего агента до восстановления давления в залежи до уровня, близкого к пластовому, но не превышающего его; на третьем этапе вводят в эксплуатацию с уменьшенной обводненностью и увеличенным отбором нефти весь добывающий фонд с предварительной обработкой интенсифицирующими химреагентами скважин с ухудшенными фильтрационными свойствами призабойной зоны при текущей компенсации отбора закачкой вытесняющего агента на уровне 100%; на четвертом этапе останавливают работу нагнетательного фонда скважин при сохранении увеличенного объема добычи нефти добывающим фондом с уменьшенной обводненностью, а добычу ведут в таком режиме до снижения забойного давления в зоне отбора до значения, близкого к давлению насыщения нефти газом, но не снижая его ниже давления насыщения; на пятом этапе останавливают работу добывающего фонда скважин, закачивают в нагнетательные скважины потокоотклоняющие химреагенты и далее осуществляют закачку в них вытесняющего агента в увеличенных объемах до достижения пластовым давлением значения, близкого к начальному пластовому, но не превышающего его; повторяют циклы поэтапного воздействия на нефтяную залежь в указанной последовательности до полной ее выработки.

Кроме этого, амплитуды и градиенты изменения давления в зоне отборов между блоками и трещинами, между связанными низко- и высокопроницаемыми пропластками поддерживают такими, чтобы обеспечивать максимальные уровни добычи нефти при минимальной обводненности добываемой продукции.

Помимо этого, длительность каждого из этапов и управление воздействием контролируют по динамике изменения забойного и пластового давления, уровням добычи нефти, обводненности добываемой продукции, а также ежемесячному анализу темпов отбора от начальных извлекаемых запасов от измене-

ния обводненности.

При этом тип и объемы потокоотклоняющих химреагентов для обработки нагнетательных скважин определяют с учетом динамической емкости промытых каналов фильтрации от каждой нагнетательной скважины к зоне отборов, а тип и объем направленно интенсифицирующих химреагентов для добывающих скважин - с учетом соотношения фильтрационных свойств их удаленной и призабойной зоны.

Заявляемый способ разработки нефтяной залежи поясняется следующими графическими материалами: на фиг. 1 изображена схема размещения нагнетательных и добывающих скважин семилюкской залежи восточного блока Т-ского месторождения; на фиг. 2 - графики зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по вариантам разработки семилюкской залежи восточного блока Т-ского месторождения; на фиг. 3 - график поэтапной реализации способа на семилюкской залежи восточного блока Т-ского месторождения; на фиг. 4 - график эффективности заявляемого способа разработки нефтяной залежи на семилюкской залежи восточного блока Т-ского месторождения.

Сущность изобретения заключается в следующем.

Основной принцип, заложенный в технологию разработки нефтяной залежи согласно заявляемому изобретению - создание максимально возможных значений и периодическое изменение градиентов давления и направлений динамических фильтрационных полей между промытыми пропластками или трещинами и низкопроницаемыми невыработанными связанными пропластками или блоками, обеспечивающими максимальную активизацию фильтрационных и капиллярных процессов между водонасыщенными высоко- и нефтенасыщенными низкопроницаемыми разностями пород-коллекторов. После определенного периода стабилизации энергетического состояния и затухания фильтрационных и капиллярных процессов, возникших за счет созданных градиентов давления, путем изменения отборов-закачки меняют градиенты давления и направления фильтрационных полей опять на какой-то период, создавая тем самым нестационарные режимы между водо- и нефтенасыщенными зонами. Таким образом, периодически меняя режимы, по сути, "встряхивая" застойные зоны, увеличивают охват и коэффициент извлечения нефти (КИН). При этом разработку залежи ведут циклами, каждый из которых состоит из пяти этапов.

На первом этапе оптимизируют отборы флюидов путем регулирования депрессии в добывающих скважинах, обеспечивающей минимальную обводненность добываемой продукции и максимальные отборы нефти при постоянных объемах нагнетания вытесняющего агента (воды) с компенсацией отборов закачкой на уровне 60-80%, и воздействуют на залежь знакопеременным изменением давления путем групповой остановки-запуска нагнетательных скважин с обеспечением изменения направлений фильтрационных потоков при запусках-остановках на 60-90°. Оптимизацию отборов флюидов путем регулирования депрессии в добывающих скважинах осуществляют за счет использования станций управления с частотным приводом и подбора частоты работы электродвигателей, приводящих в работу насосное оборудование. За счет этого обеспечивают (подбирают) депрессии и дебиты жидкости, при которых обводненность добываемой продукции минимальна, а дебит нефти максимальный.

Для активизации капиллярных процессов и обмена флюидами между низко- и высокопроницаемыми каналами фильтрации анализируют характер расположения на залежи фонда нагнетательных скважин и группируют их таким образом, чтобы при остановках-запусках этих групп фильтрационные поля меняли направление движения на 60-90°. Периоды остановок-запусков групп скважин определяют с помощью гидродинамического моделирования, адаптируя гидродинамические модели на оптимизированные режимы работы добывающего фонда скважин и постоянные объемы закачки в залежь воды. Активизации капиллярных процессов также способствует снижение компенсации отборов закачкой воды до 60-90%, так как знакопеременные градиенты давления, возникающие за счет остановок-запусков групп нагнетательных скважин, действуют на фоне постоянного увеличивающегося градиента давления между блоками и трещинами (высоко- и низкопроницаемыми связанными пропластками) за счет недокомпенсации отбора закачкой. Длительность первого этапа контролируют по динамике изменения забойного и пластового давлений в зоне отборов, уровням добычи нефти, обводненности добываемой продукции, а также ежемесячному анализу динамики темпов отборов от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) от изменения обводненности. При снижении забойного и пластового давлений до значений, при которых ухудшаются условия эксплуатации насосного оборудования или появляется тенденция к снижению уровней добычи нефти, нарастанию обводненности добываемой продукции и снижению темпов отбора от НИЗ от обводненности, переходят к следующему этапу реализации способа.

На втором этапе останавливают работу добывающего фонда скважин и осуществляют закачку воды во все нагнетательные скважины на максимально возможных режимах, до восстановления давления в залежи до уровня, близкого к пластовому, но не превышающего его. Перед началом этого этапа в нагнетательные скважины закачивают потокоотклоняющие химреагенты. Остановка добывающего фонда скважин и закачка потокоотклоняющих химреагентов в нагнетательные скважины позволяет, во-первых, избежать при нагнетании воды высоких перепадов давления между зоной нагнетания и зоной отборов, и, во-вторых, выровнять фронты движения закачиваемой воды и увеличить охват вытеснением за счет увеличения гидродинамических сопротивлений в промытых пропластках (трещинах), которые заполнили потокоотклоняющими химреагентами, и направить часть закачиваемой воды в низкопроницаемые про-

пластики (блоки). Объемы закачки потокоотклоняющих химреагентов в нагнетательные скважины определяют с учетом динамической емкости промытых каналов фильтрации от каждой нагнетательной скважины к зоне отборов, определенной по результатам трассерных исследований залежи или в результате совместного анализа гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин.

Восстановление пластового давления до значения, близкого к начальному, позволит в дальнейшем при запуске добывающего фонда скважин в эксплуатацию на следующем этапе получить максимальные градиенты давления между нефте- и водонасыщенными связанными пропластками (между блоками и трещинами). При этом необходимо постоянно контролировать рост пластового давления и не допускать превышения его значений выше начального пластового, чтобы не вытеснить, частично, остаточную нефть за пределы залежи. Второй этап заканчивают после того, как пластовое давление в залежи становится близким к значению начального пластового давления.

На третьем этапе вводят в эксплуатацию с оптимизацией по обводненности и максимальным уровням добычи нефти весь добывающий фонд при текущей компенсации отбора закачкой воды на уровне 100%. Оптимизацию осуществляют путем регулирования депрессии в добывающих скважинах за счет использования станций управления с частотным приводом и подбора частоты работы электродвигателей, приводящих в работу насосное оборудование, обеспечивая депрессии и дебиты жидкости, при которых обводненность добываемой продукции минимальна, а дебит нефти максимальный. Кроме того, при необходимости, по фонду добывающих скважин выполняют направленные интенсифицирующие обработки химреагентами для блокирования поступления воды из промытых каналов и интенсификации притока из низкопроницаемых нефтенасыщенных пропластков или блоков. Третий этап заканчивают, когда появляется тенденция к нарастанию обводненности добываемой продукции, снижению уровней добычи нефти и темпов отбора от НИЗ от обводненности. Переходят к следующему этапу реализации способа.

На четвертом этапе останавливают работу нагнетательного фонда скважин при сохранении увеличенного объема добычи нефти добывающим фондом с уменьшенной обводненностью добываемой продукции, а добычу ведут в таком режиме до снижения забойного давления в зоне отбора до значения, близкого к давлению насыщения нефти газом, но не снижая его ниже давления насыщения. Остановка нагнетательного фонда скважин при сохранении работы добывающего фонда позволяет реализовать потенциал по отдаче нефти из низкопроницаемых нефтенасыщенных пропластков и блоков за счет сформированного в них в течение реализации второго и третьего этапов давления, близкого к пластовому, и значительного снижения давления в промытых зонах, после остановки нагнетательных скважин, из-за отсутствия закачки воды. В результате возникают повышенные градиенты давления, способствующие интенсивному поступлению нефти из блоков и низкопроницаемых пропластков в трещины и связанные высокопроницаемые пропластки. Время окончания четвертого этапа контролируют по величине забойных давлений в зоне отборов и уровням отбора нефти. При снижении забойных давлений до значений, близких к давлению насыщения нефти газом, переходят к следующему этапу способа. Снижение забойных давлений в зоне отборов ниже давления насыщения нежелательно, так как это может привести к разгазированию нефти в призабойной зоне добывающих скважин и блокированию газом фильтрационных процессов.

На пятом этапе останавливают работу добывающего фонда скважин и возобновляют закачку вытесняющего агента в нагнетательные скважины в уменьшенных объемах до достижения пластовым давлением значения, близкого к начальному пластовому, но не превышающего его, предварительно закачав в них потокоотклоняющие химреагенты. После восстановления пластового давления до значения, близкого к начальному пластовому, запускают добывающий фонд в работу и переходят к следующему циклу поэтапной обработки нефтяной залежи.

Многоэтапное регулирование пластового давления в зоне отборов многократно циклически повторяют и изменяют в пределах от давления, близкого к начальному пластовому, но не превышающего его, до давления близкого к давлению насыщения, но не ниже него, амплитуды и градиенты изменения давления в зоне отборов между блоками и трещинами, между связанными низко- и высокопроницаемыми пропластками поддерживают такими, чтобы обеспечивать максимальные уровни добычи нефти при минимальной обводненности добываемой продукции. Длительность каждого из этапов и управление воздействием контролируют по динамике изменения забойного и пластового давления, уровням добычи нефти, обводненности добываемой продукции, а также ежемесячному анализу темпов отбора от начальных извлекаемых запасов от обводненности. Объемы потокоотклоняющих химреагентов для обработки нагнетательных скважин определяют с учетом динамической емкости промытых каналов фильтрации от каждой нагнетательной скважины к зоне отборов.

Сущность способа рассмотрим на примере реализации его на семилукской залежи восточного блока Т-ского месторождения. Схема расположения скважин на залежи представлена на фиг. 1. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная нарушениями с запада, юга и востока, осложнена оперяющими и несколькими секущими нарушениями. Отложения сложены преимущественно доломитами с прослоями известняка. Отмечаются многочисленные разноориентированные трещины. Поры и каверны, которыми представлены блоки (матрица), распространены повсеместно, имеют неправильную форму. Коллектора неоднородны также и по разрезу. Нижняя часть залежи характеризуется лучшими фильтра-

ционно-емкостными свойствами. В ходе разработки залежи по трещинам сформировалась система высокопроницаемых каналов, по которым основные объемы закачиваемой воды от нагнетательных к добывающим скважинам перемещаются без совершения работы по вытеснению. По данным трассерных исследований скорости этих потоков достигают 1500-3000 м/сут.

Для обоснования эффективности применения предложенной технологии выполнены модельные эксперименты в гидродинамическом симуляторе "Eclips-100". Расчеты включали в себя все вышеперечисленные этапы изменения работы нагнетательного и добывающего фонда скважин. На фиг. 2 представлены результаты сравнения накопленной добычи нефти при организации разработки залежи по базовому варианту, предусматривающему разработку в стационарном режиме (кривая 1) и предлагаемому (кривые 2-6). Кривые 2-6 моделируют амплитуды изменения пластового давления в период отборов-восстановления давления.

Из представленного материала видно, что варианты разработки с нестационарным воздействием, путем периодических отборов и закачки жидкости в пласт значительно эффективнее по сравнению с базовым вариантом, предусматривающим режим стационарной закачки и отборов. Причем эффективность способа тем выше, чем выше амплитуда изменения пластового давления на этапах его снижения-восстановления.

Вариант 1 - базовый вариант, предусматривающий разработку в стационарном режиме.

Вариант 2 - согласно заявляемому способу с амплитудой изменения пластового давления в 1,0 МПа.

Вариант 3 - согласно заявляемому способу с амплитудой изменения пластового давления 2,0 МПа.

Вариант 4 - согласно заявляемому способу с амплитудой изменения пластового давления 4,0 МПа.

Вариант 5 - согласно заявляемому способу с амплитудой изменения пластового давления 6,0 МПа.

Вариант 6 - согласно заявляемому способу с амплитудой изменения пластового давления 7,0 МПа.

По результатам геолого-гидродинамического моделирования подготовлен план опытно-промысловых работ по комплексному физико-гидродинамическому воздействию на рассматриваемую залежь. Работы выполнены в период с марта 2014 г. по март 2017 г.

Основные этапы предложенной технологии

Первый этап (01.03.2014 - 01.10.2015 г.). Выполнили оптимизацию отборов флюидов путем регулирования депрессии в добывающих скважинах за счет использования станций управления с частотным приводом и подбора частоты работы электродвигателей, приводящих в работу насосное оборудование, обеспечивая депрессии и дебиты жидкости, при которых обводненность добываемой продукции минимальна, а дебит нефти максимальный при постоянных объемах закачки с компенсацией отбора закачкой на уровне 60%. При этом реализовано чередование закачки по нагнетательным скважинам попарно с периодом два месяца. Закачка велась в две из трех нагнетательных скважин 56, 90 и 93 (2 месяца в скважины 56 и 90 и 2 месяца в скважины 90 и 93) до снижения забойного давления в зоне отборов до 15 МПа. Давление насыщения нефти газом составляет 14 МПа. Во избежание разгазирования нефти в околоствольной зоне добывающих скважин произвели полную остановку фонда добывающих скважин (фиг. 3, 4).

Второй этап (01.10.2015 - 01.02.2016 г.). Остановили работу добывающего фонда скважин и возобновили закачку воды в максимальных объемах по всем нагнетательным скважинам до восстановления пластового давления до 28 МПа. Начальное пластовое давление составляет 29 МПа. Перед возобновлением закачки воды в нагнетательные скважины закачали полимер-дисперсную потокоотклоняющую композицию в объемах от 700 до 1200 м³ на скважину. Объемы потокоотклоняющей композиции определили по объемам промытых каналов фильтрации, установленных по материалам трассерных исследований, выполненных в конце 2014 года.

Третий этап (01.02.2016 - 01.05.2016 г.). Запустили в эксплуатацию весь добывающий фонд скважин. После вывода скважин на режим выполнили оптимизацию их работы путем регулирования депрессии в добывающих скважинах за счет использования станций управления с частотным приводом и подбора частоты работы электродвигателей, приводящих в работу насосное оборудование, обеспечивая депрессии и дебиты жидкости, при которых обводненность добываемой продукции минимальна, а дебит нефти максимальный. Кроме того, на добывающих скважинах 9133 и 9136 провели направленные кислотные обработки с предварительной закачкой в пласт водонефтяных эмульсий для блокирования поступления воды из промытых каналов. Последующей закачкой кислотного состава произвели интенсификацию притока из низкопроницаемых нефтенасыщенных блоков. В течение третьего этапа работ обеспечили текущую компенсацию отборов закачкой на уровне 100%. Закачка велась равномерно во все нагнетательные скважины.

Четвертый этап (01.05.2016 - 01.11.2016 г.). Остановили закачку воды в нагнетательный фонд скважин при сохранении объема добычи нефти добывающим фондом на максимальном уровне с минимальной обводненностью добываемой продукции. Добычу нефти вели до снижения забойного давления в зоне отборов до 15 МПа.

Пятый этап (01.11.2016 - 01.03.2017 г.). Остановили добывающий фонд скважин. В нагнетательные скважины закачали полимер-дисперсную потокоотклоняющую композицию и возобновили закачку воды в максимальных объемах до восстановления пластового давления до 28 МПа.

При реализации этапов разработки залежи периодически появлялась необходимость в корректиров-

ках сроков выполнения описанных выше этапов по причине более высокого или более низкого темпа восстановления пластового давления, чем проектировалось. По мере реализации этапов циклического воздействия проводился постоянный мониторинг изменения основных параметров работы фонда скважин (динамика забойного и пластового давления, дебиты нефти, обводненность добываемой продукции, темпы отбора от начальных извлекаемых запасов от обводненности, компенсация отборов закачкой), по результатам которого периодически производилось уточнение сроков реализации каждого этапа работ.

Результаты реализации способа подтвердили его эффективность: так, удалось не только удержать обводненность продукции практически на одном уровне, но снизить ее величину относительно начальных этапов реализации способа на 2% (фиг. 3).

Динамика дополнительной добычи нефти относительно прогнозного базового метода разработки залежи, предусматривающего постоянную добычу нефти и закачку воды, за счет циклической разработки за период 2015 - 2017 г. по этапам реализации способа представлена на фиг. 4.

Анализируя информацию, представленную на фиг. 4, можно с уверенностью утверждать об эффективности реализации способа разработки на семилукской залежи восточного блока Т-ского месторождения. За счет воздействия на матричную часть пласта и вытеснения остаточной нефти из нее в трещины при создании перепадов пластового давления и знакопеременных градиентов давления в зонах отбора и нагнетания, а также изменения реологии флюида в процессе его фильтрации в пласте по причине изменения его скорости продвижения, дополнительная добыча нефти за 2014 - 2018 г. составила 7449 т. За период реализации способа по циклическому воздействию в 2015 - 2017 г. прирост КИН по залежи составил 0,31%.

С учетом полученной технологической эффективности и экономического эффекта в объеме 272 тыс. долл. США, за первый цикл осуществления способа, с апреля 2017 г. на залежи начат второй, повторный цикл работ по всем изложенным выше этапам. В 2018 г. начато тиражирование способа по комплексному физико-гидродинамическому воздействию дополнительно на трех объектах других месторождений.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что заявляемое изобретение обеспечивает получение технического результата, заключающегося в повышении нефтеизвлечения из низкопроницаемых разностей пород-коллекторов нефтяной залежи.

Источники информации:

1. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. Монография. - М.: КубК-а, 1977, с. 232-233
2. RU 2614834, МПК E21B 43/20, опубл. 2017. 03.29.
3. RU 2099513, МПК E21B 43/20, опубл. 1997.12.20.
4. RU 2513787, МПК E21B 43/20, опубл. 2014. 04.20.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

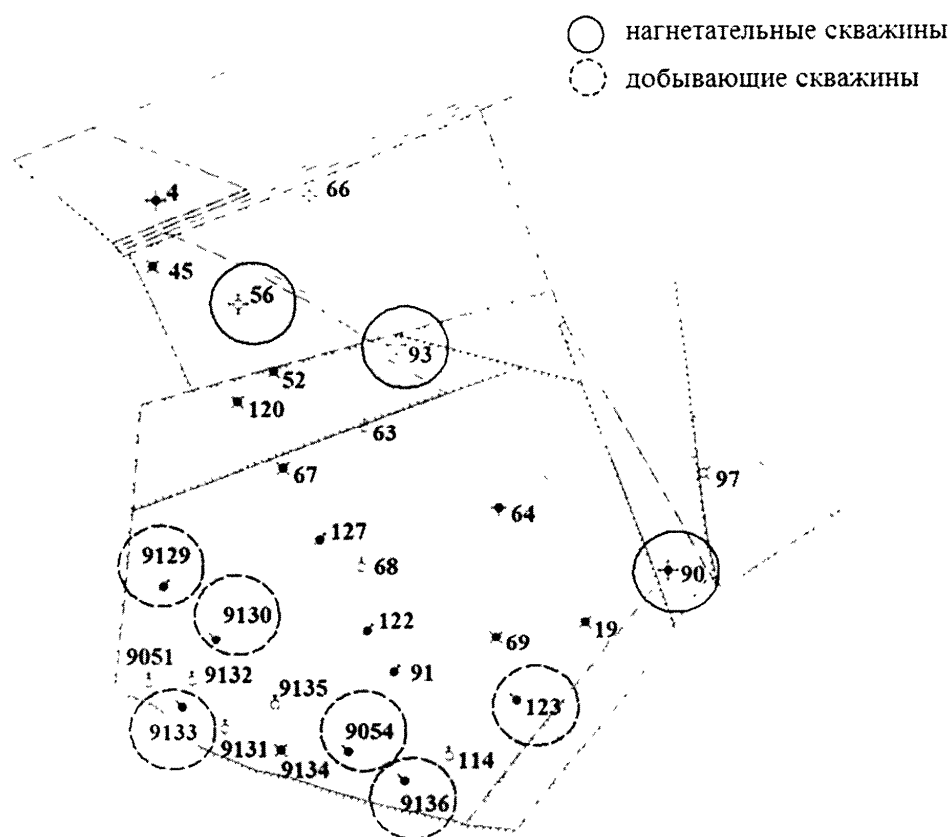
1. Способ разработки нефтяной залежи на основе системно-адресного воздействия на ее пласты, включающий циклическое-нестационарное нагнетание вытесняющего агента через нагнетательные скважины, отбор флюидов через добывающие скважины, дополнительное адресное воздействие химреагентами на пласты через всю совокупность нагнетательных и добывающих скважин, отличающийся тем, что периодически изменяют градиенты давления между зоной нагнетания и зоной отборов и направления нестационарных фильтрационных полей между промытыми пропластками или трещинами и низкопроницаемыми невыработанными связанными пропластками или блоками путем многоэтапного регулирования амплитуды изменения давления, при этом на первом этапе цикла оптимизируют отборы флюидов путем регулирования депрессии в добывающих скважинах, обеспечивающей уменьшенную обводненность добываемой продукции и увеличенные отборы нефти при постоянных объемах нагнетания вытесняющего агента с компенсацией отборов закачкой на уровне 60-80% и воздействуют на залежь знакопеременным изменением давления путем погрупповой остановки-запуска нагнетательных скважин с обеспечением изменения направлений фильтрационных потоков при запусках-остановках на 60-90°; на втором этапе останавливают работу добывающего фонда скважин, закачивают во все нагнетательные скважины потокоотклоняющие химреагенты, после чего осуществляют закачку в них вытесняющего агента до восстановления давления в залежи до уровня, близкого к пластовому, но не превышающего его; на третьем этапе вводят в эксплуатацию с уменьшенной обводненностью и увеличенным отбором нефти весь добывающий фонд с предварительной обработкой интенсифицирующими химреагентами скважин с ухудшенными фильтрационными свойствами призабойной зоны при текущей компенсации отбора закачкой вытесняющего агента на уровне 100%; на четвертом этапе останавливают работу нагнетательного фонда скважин при сохранении увеличенного объема добычи нефти добывающим фондом с уменьшенной обводненностью, а добычу ведут в таком режиме до снижения забойного давления в зоне отбора до значения, близкого к давлению насыщения нефти газом, но не снижая его ниже давления насыщения; на пятом этапе останавливают работу добывающего фонда скважин, закачивают в нагнетательные скважины потокоотклоняющие химреагенты и далее осуществляют закачку в них вытесняюще-

го агента в увеличенных объемах до достижения пластовым давлением значения, близкого к начальному пластовому, но не превышающего его; повторяют циклы поэтапного воздействия на нефтяную залежь в указанной последовательности до полной ее выработки.

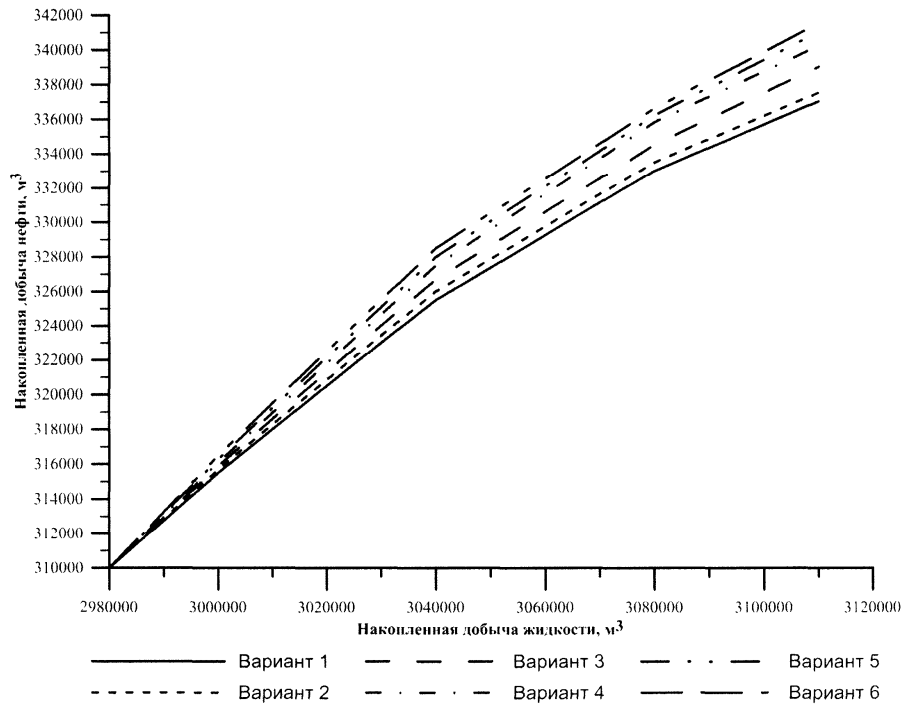
2. Способ по п.1, отличающийся тем, что амплитуды и градиенты изменения давления в зоне отборов между блоками и трещинами, между связанными низко- и высокопроницаемыми пропластками поддерживают такими, чтобы обеспечивать максимальные уровни добычи нефти при минимальной обводненности добываемой продукции.

3. Способ по п.1, отличающийся тем, что длительность каждого из этапов и управление воздействием контролируют по динамике изменения забойного и пластового давления, уровням добычи нефти, обводненности добываемой продукции, а также ежемесячному анализу темпов отбора от начальных извлекаемых запасов от изменения обводненности.

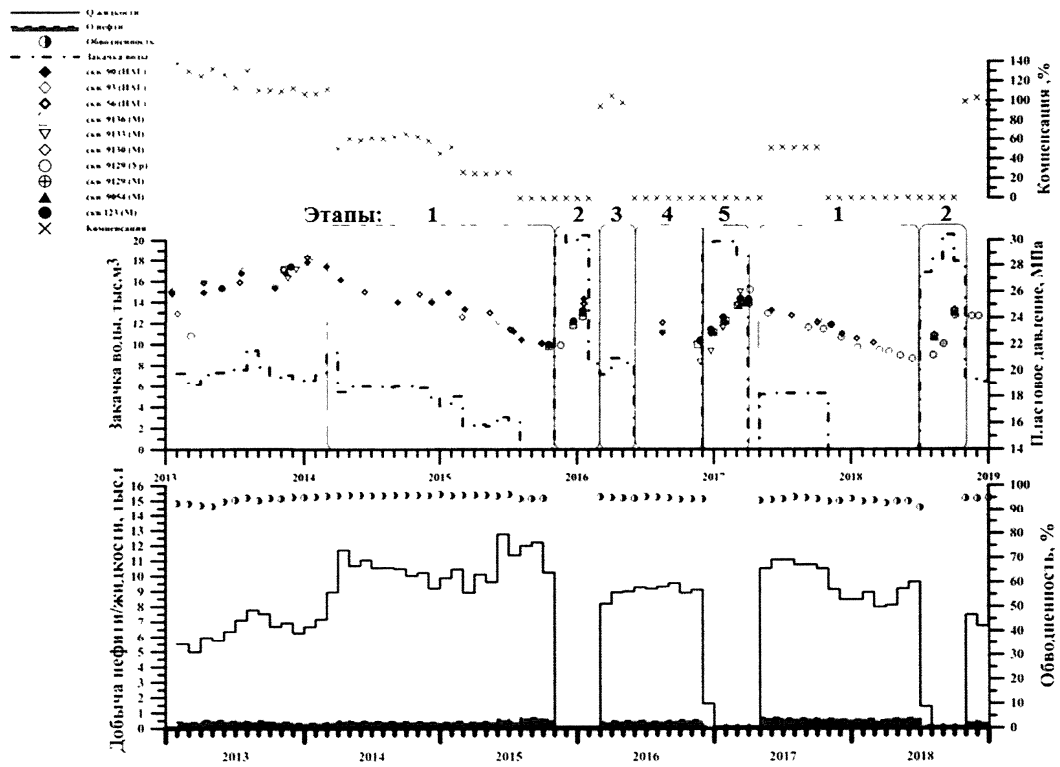
4. Способ по п.1, отличающийся тем, что тип и объемы потокоотклоняющих химреагентов для обработки нагнетательных скважин определяют с учетом динамической емкости промытых каналов фильтрации от каждой нагнетательной скважины к зоне отборов, а тип и объем направленно интенсифицирующих химреагентов для добывающих скважин - с учетом соотношения фильтрационных свойств их удаленной и призабойной зоны.



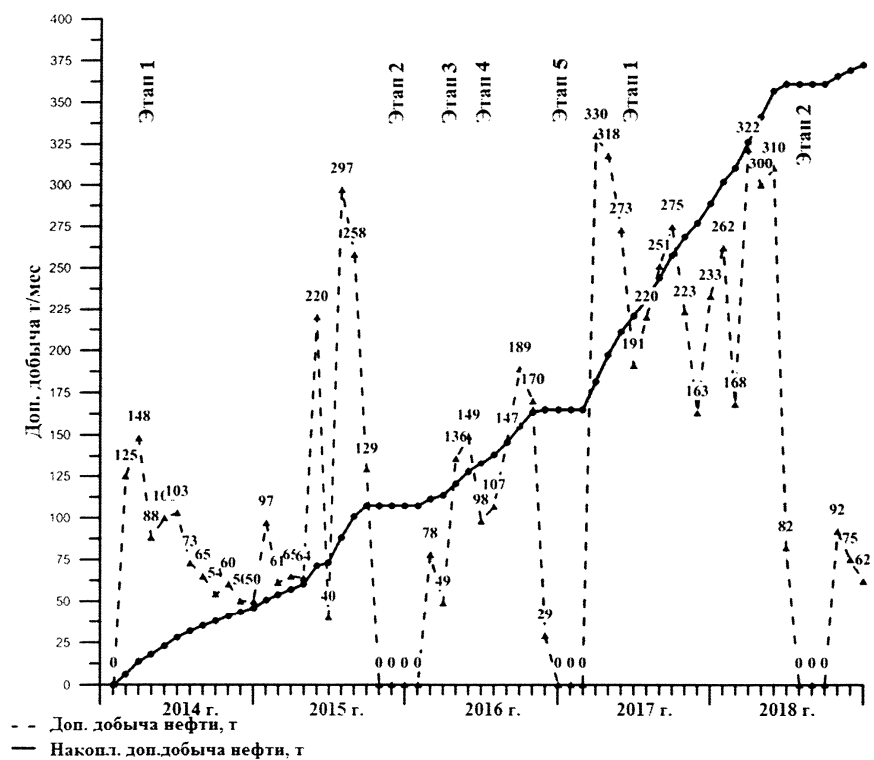
Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2