



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21) (22) Заявка **2005138012/03, 06.12.2005**(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
06.12.2005(43) Дата публикации заявки: **20.06.2007**(45) Опубликовано: **27.01.2008, Бюл № 3**(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске **SU 1684491 A, 15.10.1991. SU 998737 A1, 23.02.1983. SU 1017794 A, 15.05.1983. SU 1473405 A1, 30.01.1994. SU 1639123 A1, 28.02.1994. SU 1730442 A1, 30.04.1992. RU 2005105146 A, 10.08.2006. RU 2072031 C1, 20.01.1997. RU 2164599 C2, 27.03.2001. RU 2171368 C1, 27.07.2001. RU 2211311 C2, 27.08.2003. RU 2256793 C1, 20.07.2005. US 4742873 A, 10.05.1988. US 4787449 A, 29.11.1988.**Адрес для переписки:
628616, Тюменская обл., г. Нижневартовск, ОПС 16, а/я 1178(72) Автор(ы):
**Трофимов Александр Сергеевич (RU),
Леонов Василий Александрович (RU),
Алпатов Александр Андреевич (RU),
Бердников Сергей Валерьевич (RU),
Гарипов Олег Марсович (RU),
Давиташвили Гочи Иванович (RU),
Кривова Надежда Рашитовна (RU),
Леонов Илья Васильевич (RU)**(73) Патентообладатель(и):
**Трофимов Александр Сергеевич (RU);
ООО НИИ "СибГеоТех" (RU)**

RU 23158633 C2

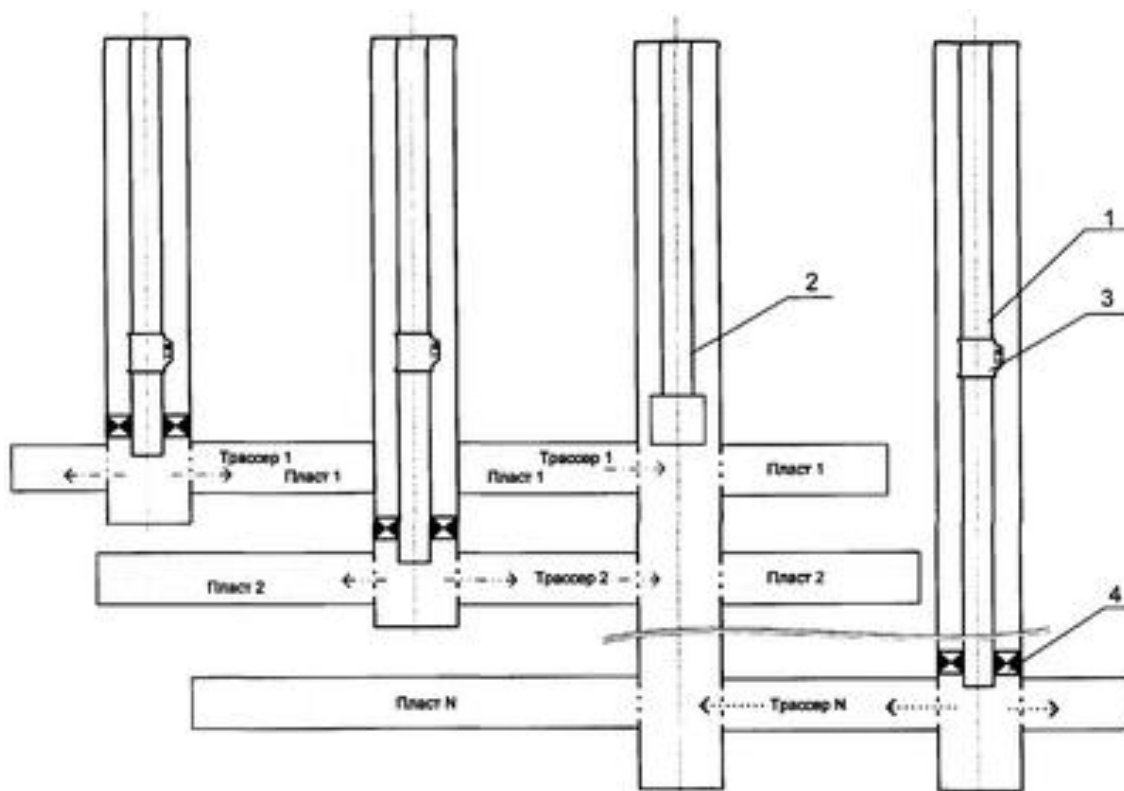
(54) СПОСОБ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение при разработке нефтяной залежи с пористо-трещиноватым коллектором. Техническим результатом изобретения является увеличение информативности об исследуемых пластах объекта разработки и оптимизация поля пластовых давлений. Способ заключается в закачке в нагнетательную скважину при заданном устьевом давлении вместе с вытесняющим агентом трассирующего агента требуемой концентрации и регистрации его концентрации в добывающих скважинах. Для этого в каждый из пластов, по меньшей мере, одной нагнетательной скважины закачивают индивидуальный трассирующий агент

при заданном забойном давлении, причем регистрируют его концентрацию в добывающих скважинах на выходе из соответствующего пласта. После чего определяют основные параметры каждого пласта - наличие, ориентацию и объемы трещин (разрывных нарушений), скорость фильтрации по ним, их проницаемость, объем непроизводительно закачиваемой воды, а также гидродинамическую связь их друг с другом. Изменяют значения забойного давления при закачке трассирующего агента, по меньшей мере, для одного из пластов нагнетательной скважины и продолжают этот процесс до устранения неопределенности в параметрах пластов или до достижения оптимального давления нагнетания вытесняющего агента. 27 з.п. ф-лы, 12 ил., 3 табл

RU 23158633 C2



Фиг. 1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение при разработке залежи углеводородов (нефтяной и/или газовой) с пористо-трещиноватым коллектором.

5 Известен способ (аналог) определения сообщаемости и фильтрационных свойств объектов многопластового месторождения природных газов (SU 1684491 А, Московский институт нефти и газа им. И.М.Губкина, 15.01.1991), при котором вводят в один из объектов (пласт) через нагнетательную скважину в носитель (в пластовом газе) индикатор, отсутствующий в природном газе, и осуществляют отбор проб из добывающих скважин другого объекта (пласта), затем по времени появления индикатора в продукции
10 добывающей скважины судят о сообщаемости объектов, определяют эффективную емкость фильтрующих трещин и скорость фильтрации газа в трещине.

Известен способ (аналог) определения характера фильтрации жидкости в пласте (SU 1473405 А1, Волго-Уральский научно-исследовательский и проектный институт по добыче и переработке сероводородсодержащих газов, 30.01.1994), основанный на закачке
15 индикатора в нагнетательную скважину и последующем его определении в отбираемой из добывающей скважины продукции, причем для исключения деструкции индикатора и сорбции его породой в качестве индикатора в нагнетательную скважину закачивают предварительно введенные в клетки микроорганизмов флюорохромы (различные
20 окрашиватели), устойчивые к пластовой жидкости (биомассу микроорганизмов).

Известен способ (аналог) контроля разработки многопластовых нефтяных месторождений (SU 1730442 А1, Башкирский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности, 30.04.1992), включающий отбор проб
25 добываемой жидкости из каждого нефтеносного пласта и продукции скважины, затем определяют в водной фазе проб содержание химических компонентов, закачивают в нефтеносные пласты поочередно водные растворы тех же химических компонентов (например, растворы галоидов и нитратов щелочных металлов) и по изменению их концентрации в пробах продукции скважины судят о фильтрационных характеристиках нефтеносных пластов и их относительном водном дебите.

Известен способ (аналог) разработки многопластового нефтяного месторождения с
30 коллекторами различного типа строения (RU 2072031 С1, Татарский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности, 20.01.1997), включающий отдельную закачку вытесняющего агента через нагнетательные скважины и совместный отбор продукции из добывающих скважин, определяют для каждого из пластов интенсивность перетока жидкости из матрицы в трещины, емкость трещинной системы,
35 пористость и проницаемость матрицы и трещин, раскрытость трещин (горизонтальных и вертикальных) в зависимости от забойного и пластового давлений, затем выделяют интервал оптимальных значений давлений нагнетания и пластовых давлений в зонах закачки и отбора.

Известен способ (аналог) исследования жидкофазных динамических процессов в пластах
40 (нефтяных и водоносных) с аномально низким давлением (RU 2164599 С1, ОАО "Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов" ОАО "Газпром", 27.03.2001), включающий использование индикаторов нескольких цветов в виде жидкой суспензии микрогранул, состоящих из смеси поликонденсационной смолы и органического люминесцирующего вещества, каждый из которых (индикатор одного цвета) закачивают в
45 соответствующую нагнетательную скважину и отбирают пробу из наблюдательных скважин, определяя концентрацию индикатора каждого цвета, затем по найденному множеству значений изменения концентрации индикатора каждого цвета во времени в призабойной зоне пласта определяют его емкостно-фильтрационные свойства и направления жидкофазных потоков.

Известен способ (аналог) определения динамических процессов в газовой среде (RU 2256793 С1, ОАО "ВНИПИГАЗДОБЫЧА ", 20.07.2005) по наличию индикатора и его
50 количественной концентрации в пробе газа из газовой среды продуктивных и/или контрольных скважин, причем в качестве индикатора используют метанол, или этанол, или

гликоли, при этом индикатор вводят в газовую среду предварительно в процессе ее подготовки перед размещением на хранение или непосредственно в продуктивный пласт в количестве, необходимом для обеспечения концентрации в газовой среде этанола или метанола или гликолей.

5 Известна технология ОРНЭО (<http://www.oil-info.ru/content/view/119/51/>) - способ одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов и скважинная установка для его реализации (RU 2211311 C2, ООО НИИ "СибГеоТех", ООО НИИ «Газлифт», 27.08.2003), которая позволяет обеспечивать для каждого разнопроницаемого пласта дифференцированный (индивидуальный) режим (забойное давление) с помощью

10 многопакерной секционной установки.

Известен способ (прототип) разработки нефтяного месторождения, представленного пористо-трещиноватым коллектором (RU 2171368 C1, ОАО "Нефтяная компания "Черногорнефтеотдача", 27.07.2001), включающий закачку воды через нагнетательные скважины с контролем объема и давления закачки и отбор нефти через добывающие

15 скважины с контролем объема отбора, пластового давления, соотношения воды и нефти и прогнозирование изменения показателей, причем закачку воды через нагнетательные скважины осуществляют внутри контура, а перед достижением пороговых значений, в пределах рентабельной разработки, показателей закачки воды и отбора нефти проводят трассерные исследования для выявления каналов, соединяющих нагнетательные скважины

20 с добывающими, затем проводят их закупорку и образование новых каналов путем временного увеличения давления закачки, после чего воду в нагнетательные скважины закачивают в объеме, равном объему отбора нефти из добывающих скважин в пластовых условиях.

Недостатками указанных способов является невозможность исследования многопластовых объектов разработки (обычно он состоит из нескольких продуктивных пластов) и оптимизации режимов закачки на нагнетательных скважин и режимов добычи углеводородов на добывающих скважин, с помощью которых эксплуатируется исследуемый объект

25 разработки. В таких условиях известный способ исследования не позволяет определить, какой из пластов исследован, то есть данный вид исследования отражает лишь интегральную характеристику объекта, не давая ответа дифференциально по каждому из продуктивных пластов.

30

Предлагаемое решение позволяет устранить этот недостаток.

Целью изобретения является повышение эффективности разработки многопластового месторождения углеводородов, которая достигается за счет принятия обоснованных

35 решений на основе более полной и достоверной информации об исследуемых пластах объекта разработки, а также за счет оптимизации поля пластовых давлений для каждого из разрабатываемых пластов, что в конечном итоге приводит к увеличению коэффициента извлечения углеводородов как для отдельного пласта, так и для нескольких пластов многопластового месторождения.

40 Сущность предлагаемого способа заключается в том, что закачивают, по меньшей мере, в одну нагнетательную скважину при заданном устьевом давлении вместе с вытесняющим агентом трассирующий агент требуемой концентрации и регистрируют его концентрации (с предварительным фоновым отбором жидкости) на добывающих скважинах (вскрывающих, эксплуатирующих) тот же пласт. Причем в каждый из исследуемых пластов закачивают при

45 заданном забойном давлении индивидуальный трассирующий агент, после чего регистрируют (периодически или непрерывно) концентрацию трассирующего агента, закачиваемого в нагнетательную скважину в скважинах, добывающих углеводороды из соответствующего исследуемого пласта. Затем определяют основные параметры каждого пласта (наличие, ориентацию и объемы трещин и разрывных нарушений, скорость фильтрации по ним; их проницаемость, объем непроизводительно закачиваемой воды) и гидродинамическую связь их друг с другом (с соседними пластами) и устанавливают оптимальные давления нагнетания вытесняющего агента. Повторяют этот процесс при

50 другом забойном давлении и/или при другом трассирующем агенте, продолжая его до

до устранения неопределенности в параметрах пластов или до достижения оптимального давления нагнетания вытесняющего агента.

Для реализации способа могут быть использованы отдельные технические решения. Регистрируют концентрацию индивидуального трассирующего агента, закачиваемого через нагнетательную скважину в определенный пласт, на устье взаимодействующей с ней добывающей скважины, вскрывающей один и тот же соответствующий пласт, путем многократного отбора проб жидкости до и после закачки трассирующего агента, при этом определяют основные параметры пласта - наличие, ориентацию и объемы трещин, скорость фильтрации по ним, их проницаемость, объем непродуцирующей нагнетаемой воды, а также гидродинамическую связь этого пласта с другими пластами, в которые были закачены другие трассирующие агенты.

Через несколько нагнетательных скважин, каждая из которых вскрывает отдельный пласт, закачивают индивидуальный трассирующий агент при заданном устьевом давлении или группируют скважины по пластам и закачивают одновременно или поочередно индивидуальный трассирующий агент в каждый из выделенных пластов при заданном забойном давлении.

Через одну нагнетательную скважину, которая вскрывает одновременно несколько пластов, закачивают несколько индивидуальных трассирующих агентов при заданном устьевом давлении и/или при заданных забойных давлениях на каждом пласте.

Нагнетательную скважину, которая вскрывает одновременно несколько пластов, оснащают компоновкой для поочередной или одновременно-раздельной закачки, при этом каждый пласт оснащен своей секцией, изолирующей его от других пластов пакером, и при заданном для каждого пласта забойном давлении одновременно или поочередно закачивают индивидуальные трассирующие агенты для каждого пласта, при этом управляют процессом закачки с помощью специальных регуляторов и/или контролируют процесс с помощью автономных приборов, установленных в скважинных камерах на соответствующих секциях.

В качестве трассирующего агента используют соли, устойчивые в пластовых баротермических условиях и не адсорбирующиеся на породах пласта - роданиты, флуоресцеин натрия, родамин, нитраты щелочных металлов, сульфаты щелочных металлов, фосфаты щелочных металлов, а также радиоактивные изотопы с заданными периодами полураспада.

Изменяют значение забойного давления при закачке трассирующего агента, по меньшей мере, для одного из пластов одной нагнетательной скважины, при этом проводят трассерные исследования на различных заданных забойных давлениях, на основе которых определяют значения критических давлений, при которых происходит скачок увеличения трещин, и устанавливают оптимальные давления нагнетания, меньшие критических, обеспечивающих максимальный коэффициент охвата и/или коэффициент заводнения.

Многократно - периодически (дискретно) в ручном или непрерывно в автоматизированном режиме - регистрируют в добывающих скважинах появление и концентрацию закачанного в каждый из пластов индивидуального трассирующего агента, причем его регистрируют на устье или на выходе из каждого соответствующего пласта непосредственно в соответствующей изолированной секции компоновки или путем раздельного отбора продукции из каждого изолированного пласта.

Предварительно путем гидропрослушивания исследуемого пласта выявляют добывающие скважины, взаимодействующие через него (исследуемый пласт), с соответствующим пластом (исследуемый пласт), в который производят закачку, по меньшей мере, одного трассирующего агента, по меньшей мере, через одну нагнетательную скважину, после чего регистрируют концентрацию закачиваемого трассирующего агента только в этих взаимодействующих добывающих скважинах.

Для его реализации используют систему скважин, оборудованных многопакерными (пакерными) секционными (многосекционными) компоновками для одновременно-раздельной закачки вытесняющего агента в несколько пластов (через индивидуальные

соответствующие данному пласту секции) и/или для одновременно-раздельной добычи пластовых флюидов из нескольких пластов (через индивидуальные соответствующие данному пласту секции), при этом на заданных режимах закачивают индивидуальный трассирующий агент через соответствующую секцию в отдельный пласт, вскрытый нагнетательной скважиной, а регистрируют этот трассирующий агент на выходе из этого же пласта через соответствующую секцию в добывающей скважине.

Определяют гидродинамическую связь пластов или перетоки между пластами, закачивая трассирующий агент в один из пластов нагнетательной скважины и регистрируя его появление в другом пласте добывающей скважины.

Устанавливают перед исследованиями и/или после исследований с помощью трассирующих агентов взаимодействие скважин через разрывные нарушения путем адаптации геолого-гидродинамической модели, обеспечивая согласование расчетных и фактических показателей - давления и добычи пластовых флюидов, скорости фильтрации трассирующих агентов, при этом определяют гидравлическую связь по динамике заводнения коллекторов, выявляя систему трещин, по которым движется основной поток закачиваемой воды, определяют застойные зоны, зоны извлекаемых, трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов углеводородов, причем в зонах, не охваченных заводнением, на основе дополнительных гидродинамических исследований определяют распространение пластовых вод любой природы или мигрирующего газа или их перетоки между пластами.

Регистрируют трассирующие агенты в добывающих скважинах, продукция которых имеет обводненность и/или темп обводнения выше заданных значений, при этом заданное значение обводненности и/или заданное значение темпа изменения обводненности определяют по среднему значению для добывающих скважин, взаимодействующих с нагнетательной скважиной (по группе скважин, добывающих углеводороды из этого пласта).

В качестве индивидуального трассирующего агента используют характерные компоненты вытесняющего агента, отличающие их от флюидов соответствующего пласта, которые регистрируют в добывающих скважинах без или с одновременной регистрацией характерных компонент флюидов соответствующего пласта, после чего анализируют их или их отношение или отношение специально созданных групп и выявляют происхождение вытесняющего агента в добываемой продукции.

Дополнительно к регистрации трассирующих агентов регистрируют концентрацию характерных компонентов нагнетаемой воды, отличающих ее от воды соответствующего пласта.

Регистрируют в воде концентрацию катионов - Na^+ или Ca^{2+} , или Mg^{2+} , или K^+ , или Li^+ , или Sr^{2+} , или Ba^{2+} , или V^{3+} , или Mn^{2+} , или Fe^{2+} , или Ba^{2+} , или NH_4^+ , или SiO_2 и/или анионов - Cl^- , или CO_3^{2-} , или HCO_3^- , или SO_4^{2-} , или BO_3^- , или F^- , или I^- , или Br^- , или SiO_2 .

Дополнительно к регистрации трассирующих агентов регистрируют концентрацию характерных компонентов нагнетаемого газа, идентифицирующих его от природного или попутного газа соответствующего пласта.

Через нагнетательные скважины нагнетают вытесняющий агент с характерными компонентами при заданных забойных давлениях, значения которых для каждого пласта соответствуют забойным давлениям в процессе предшествующего или прогнозируемого рекомендуемого рабочего режима нагнетания вытесняющего агента, после чего по динамике изменения концентрации характерных компонентов определяют параметры пласта и/или устанавливают оптимальное давление нагнетания.

Через нагнетательные скважины нагнетают вытесняющий агент с трассирующим агентом при забойных давлениях, значения которых для каждого пласта соответствуют забойным давлениям в процессе предшествующего или прогнозируемого рекомендуемого рабочего режима нагнетания вытесняющего агента, после чего по динамике изменения концентрации трассирующего агента определяют параметры пласта и/или устанавливают оптимальное давление нагнетания.

Трассирующий агент нагнетают при заданной динамике изменения забойных давлений и

регистрируют трассирующие агенты в добывающих скважинах, после чего по динамике изменения их концентрации определяют параметры пласта и/или оптимальное давление нагнетания.

5 Вытесняющий агент с характерными компонентами нагнетают при заданной динамике изменения забойных давлений и регистрируют характерные компоненты в добывающих скважинах, после чего по динамике изменения их концентрации определяют параметры пласта и/или оптимальное давление нагнетания.

10 Каждую секцию компоновки для одновременно-раздельной закачки вытесняющего агента оснащают системой, непрерывно или эпизодически дозирующей индивидуальный для данного пласта трассирующий агент.

По меньшей мере, одну секцию компоновки для одновременно-раздельной добычи пластовых флюидов оснащают системой, непрерывно или эпизодически регистрирующей появление или концентрацию, по меньшей мере, одного заданного трассирующего агента, закаченного в данный или в другие пласты.

15 По меньшей мере, одну секцию компоновки для одновременно-раздельной добычи пластовых флюидов оснащают системой, непрерывно или эпизодически регистрирующей появление или концентрацию, по меньшей мере, одного заданного характерного компонента, закаченного в данный или в другие пласты.

20 По меньшей мере, одну секцию компоновки для одновременно-раздельной добычи пластовых флюидов оснащают системой непрерывного или эпизодического отбора глубинной пробы флюидов, поступающих из соответствующего пласта.

25 Для каждого пласта определяют преимущественную ориентацию фильтрации пластовых флюидов или поле пластовых давлений, или соответствующие розы-диаграммы для трассерных агентов на одном или нескольких режимах, после чего выбирают и устанавливают оптимальные забойные давления для каждой из его нагнетательной и добывающей скважины.

30 По данным, полученным в результате исследований, для каждой нагнетательной скважины выбирают и устанавливают оптимальные забойные давления для каждого пласта и/или разукрупняют эксплуатируемые ею объекты, разделяя разнопроницаемые пласты друг от друга и выравнивая профиль приемистости.

35 По данным, полученным в результате исследований, для каждой добывающей скважины выбирают оптимальные забойные давления для каждого пласта и/или разукрупняют эксплуатируемые ею объекты, разделяя пласты с разным коэффициентом охвата друг от друга и выравнивая профиль притока, и/или переводят в категорию нагнетательных отдельные добывающие скважины.

На фиг.1-6 приведены конкретные схемы реализации предлагаемого способа. При этом поз.1 показана колонна труб нагнетательной скважины, поз.2 - лифт добывающей скважины, поз.3 - скважинная камера, поз.4 - пакер, поз.5 - разъединитель колоны, поз.6 - регулятор, поз.7 - заглушка для насосно-компрессорных труб.

40 На фиг.7-12 приведены конкретные примеры, иллюстрирующие предлагаемый способ.

На фиг.1 изображено одновременное нагнетание нескольких (N) индивидуальных трассирующих агентов через несколько нагнетательных скважин, каждая из которых вскрывает по одному пласту, и регистрация их в добывающих скважинах, вскрывающих более одного пласта.

45 На фиг.2 изображено нагнетание одного вида трассирующего агента через одну нагнетательную скважину, вскрывающую одновременно несколько пластов, и регистрация их в продукции, извлекаемой через несколько добывающих скважин, каждая из которых вскрывает по одному пласту.

50 На фиг.3 изображена закачка нескольких видов индивидуальных трассеров через нагнетательную скважину, вскрывающую несколько пластов, при этом используется компоновка для одновременно, раздельной закачки и каждый из пластов оснащен своей секцией изолирующих пакеров. С другой стороны, производится регистрация трассирующих агентов на добывающих скважинах, оборудованных компоновками для одновременно-

раздельной или поочередной добычи.

На фиг.4 изображена система с использованием:

- специальной компоновки нагнетательной скважины для дозирования индивидуального трассирующего агента в каждый из пластов через автономный глубинный дозатор (11) или с поверхности через шланг (10) и

- специально оборудованной добывающей скважины с автоматизированной регистрацией индивидуального трассера на выходе из соответствующего пласта в автономном глубинном приборе (9) без или с помощью кабеля (поз.8) и/или в поверхностном регистраторе для индивидуального трассирующего агента (12).

На фиг.5 изображена гидродинамическая связь и перетоки из одного пласта в другой, определяемая с помощью скважин, оборудованных компоновками для одновременно-раздельной или поочередной закачки и одновременно-раздельной или поочередной добычи.

На фиг.6 в качестве примера показана роза-диаграмма приведенных скоростей прохождения трассеров: роданистого аммония (поз.13), флуоресцеин натрия (поз.14) по пласту АС₁₀, и тринатрийфосфата (поз.15), эозина (поз.16) по пласту АС₁₁, поз.17 и поз.18 на чертеже обозначены соответственно добывающие и нагнетательные скважины, поз.19 - тектонические разломы.

При совместной эксплуатации двух слоисто-неоднородных пластов (двойные пористые среды) первым обводняется пласт с более высокой проницаемостью. Пока в нем идет процесс бесполезной многократной прокачки воды (не исключено, что и с частичной отмывкой остаточной нефти), в менее проницаемом пласте с временной задержкой (обратно пропорциональной проницаемости) продолжается вытеснение нефти водой.

Кроме вертикальной существует и площадная неоднородность, которая обусловлена не только геологическими процессами в ходе седиментации осадков (например, палеоостровки с малой проницаемостью связанных между собой рукавам палеодельты с более высокой проницаемостью) и тектонических подвижек (разрывные нарушения), но и техногенными процессами. При повышении давления нагнетания в пласт воды более чем давление разрыва пласта увеличивается вероятность образования вокруг нее техногенных высокопроницаемых каналов, по которым преимущественно движется вода в сторону добывающих скважин. При этом между каналами могут оставаться большие целики нефти и, несмотря на их потенциальную подвижность, они остаются не охваченными воздействием (не дренируемые).

На практике при разработке многопластового месторождения чаще всего отсутствует достоверная информация для моделирования процессов фильтрации флюидов и определения оптимального распределения поля пластовых давлений и в лучшем случае можно задать лишь вектор изменения пластового давления, определяемый по статистическим данным на отдельных скважинах, из группы скважин, взаимодействующих через пласт. Данное техническое решение направлено на развитие этого направления [1] управления фильтрационными потоками за счет адаптивного изменения поля пластовых давлений.

При этом в качестве основной информации используются результаты трассерных (индикаторных) исследований, возможности которых значительно возрастают при использовании технологии ОРНЭО (RU 2211311 C2, ООО НИИ "СибГеоТех", ООО НИИ «Газлифт», 27.08.2003).

Закачку трассирующего агента производят через несколько нагнетательных скважин, каждая из которых вскрывает отдельный пласт. Или в каждую из этих скважин или группу скважин, вскрывающих один и тот же пласт, закачивают индивидуальный трассирующий агент (фиг.1).

При закачке трассирующего агента через одну нагнетательную скважину, вскрывающую одновременно несколько пластов, добычу ведут самостоятельной сеткой добывающих скважин на каждом пласте (фиг.2).

Для закачки трассера через нагнетательную скважину, вскрывающую несколько пластов,

используется компоновка для одновременно-раздельной закачки, при этом каждый из пластов оснащен своей секцией изолирующих пакеров (фиг.3).

Эти решения позволяют значительно сократить время исследования, поскольку производится одновременный отбор проб добываемой продукции с последующим анализом этих проб на содержание в них индивидуальных трассирующих агентов.

Для оптимизации процесса разработки на основе трассерных исследований [2] по каждой добывающей скважине и по группе взаимодействующих через пласт скважин строится характеристика вытеснения, например по пятипараметрической [1] или семипараметрической модели, предложенной Леоновым В.А. (<http://www.oil-info.ni/content/view/40/51/>), одновременно с ней строится зависимость накопленной закачки от накопленной добычи жидкости, анализируя динамику этих зависимостей и результаты полученных при этом трассерных исследований, выбирают оптимальное забойное (пластовое) давление, прежде всего для каждого пласта в нагнетательных скважинах.

Другим подходом для определения застойных зон, зон извлекаемых, трудноизвлекаемых и не извлекаемых запасов углеводородов является построение модели линий тока, которые являются источниками информации о направленности и интенсивности фильтрационных потоков в пласте. Совмещение линий тока и распределений насыщенностей в процессе развивающегося заводнения позволяет по линиям тока проследить перемещение фронта вытеснения от нагнетательных к нефтяным скважинам [3]. Совмещение этих карт с картой изохрон обводнения позволяет определить застойные зоны, не охваченные заводнением (распространением закачиваемых вод). Анализируя их динамику фильтрационных потоков при изменении режимов нагнетательных скважин, сопоставляя ее с результатами трассерных исследований, определяют оптимальные режимы скважин.

В качестве трассирующего агента используют соли, устойчивые в пластовых, барометрических условиях и не адсорбирующиеся на породах пласта роданиты (аммония), флуоресцеин натрия, родамин, нитраты щелочных металлов (натрия, аммония), сульфаты щелочных металлов (натрия, калия), фосфаты щелочных металлов, а также радиоактивные изотопы с заданными периодами полураспада.

В качестве индивидуального трассирующего агента используются компоненты вытесняющего агента, отличающиеся по своим свойствам от пластовой и закачиваемой воды, и которые не адсорбируются на горной породе. Одним из критериев выбора трассирующих агентов является низкая адсорбция их на горной породе, диссоциируемость. Концентрацию катионов и/или анионов регистрируют в воде - Na^+ или Ca^{2+} , или Mg^{2+} , или K^+ , или Li^+ , или Sr^{2+} , или Ba^{2+} , или V^{3+} , или Mn^{2+} , или Fe^{2+} , или Ba^{2+} , или NH_4^+ , или SiO_2^- , или Cl^- , или CO_3^{2-} , или HCO_3^- , или SO_4^{2-} , или BO_3^- , или F^- , или I^- . Зная, какими компонентами нагнетаемая вода отличается от пластовой, анализируется их отношение, или отношение специально созданных групп и выявляется происхождение воды в добываемой продукции.

В процессе разработки в пластовой воде снижается концентрация Cl^- -иона. При внедрении методов ПНП и других ГТМ вовлечение трудноизвлекаемых запасов нефти совместно с пластовой водой дает резкий рост этого показателя, что является одним из основных индикаторов использования методов ПНП. Поэтому иногда дополнительно можно привлекать в качестве трассера хлориды щелочных и щелочноземельных металлов.

С целью отличия нагнетаемого газа от газа газовых шапок и растворенного газа в первый газ добавляют газовый индикатор - дейтерий (третий) с небольшим периодами полураспада или гелий.

Трассерные исследования проводят на 3-5 режимах нагнетания и фиксируют скорости его прохождения по пластам. Для наглядности по простиранию и распространению трассера по пластам строятся розы-диаграммы (фиг.6). Одновременно на основе промысловых данных определяют коэффициент охвата заводнением. Совмещение зависимостей приемистости и коэффициента охвата от давления нагнетания и роз

-диаграмм показывает оптимальное давление нагнетания [2, 4].

5 Появление трассера на устье добывающих скважин или на выходе из каждого соответствующего исследуемого пласта регистрируют путем периодического (дискретного) отбора поверхностных проб или на верхний интервал перфорации пласта добывающей
скважины спускают глубинный пробоотборник, посредством которого отбирают пробы. В случае непрерывной регистрации концентрации трассеров спускают на интервал перфорации специальный прибор, который регистрирует наличие и концентрацию трассера и передает по кабелю информацию на пульт управления. В случае поступления трассера из
10 нескольких пластов на интервал перфорации каждого устанавливают прибор регистрации индивидуального трассера, сигнал от которого передается на поверхность по многоканальному кабелю.

Предварительно перед трассерными исследованиями проводят гидропрослушивание соответствующего пласта, по результатам которого выявляют взаимодействующие нагнетательные и добывающие скважины. Регистрацию появившегося трассера проводят
15 только в этих взаимодействующих добывающих скважинах.

Закачку каждого индивидуального трассера производят при отдельной закачке воды в каждый пласт и добычу жидкости ведут единой сеткой добывающих скважин, оборудованной для отдельной добычи флюидов из нескольких пластов. Трассирующий агент закачивают в индивидуальный пласт, вскрытый нагнетательной скважиной, и регистрируют индикатор на
20 выходе из этого же пласта в добывающих скважинах.

Гидродинамическую связь и перетоки из одного пласта в другой определяют по схеме, представленной на фиг.5.

Перед и/или после исследований с помощью трассирующих агентов устанавливают взаимодействие скважин через трещины или разрывные нарушения путем адаптации геолого-гидродинамической модели, при этом по динамике заводнения коллекторов
25 выявляется система трещин, по которым движется основной поток закачиваемой воды.

Неоправданно высокое обводнение продукции или темп обводнения добывающих скважин по сравнению с проектным происходит в тех скважинах, которые имеют гидродинамическую связь с нагнетательной скважиной. Предполагая это, можно утверждать, что данные скважины являются первоочередными на обнаружение и регистрации в них
30 трассера.

При изменении режима, при увеличении давления нагнетания и снижении забойного давления на добывающих скважинах изменяется динамика поступления трассера. Это позволяет дополнительно определить застойные зоны, зоны с трудноизвлекаемыми
35 запасами, а также зоны преимущественного обводнения.

С целью уточнения параметров каждого из пластов во время разделенной закачки поочередно закачивают один и тот же или индивидуальный трассирующий агент.

Для уточнения параметров пласта на более высоком уровне одновременно-раздельную компоновку оснащают дозирующим устройством на нагнетательной скважине и системой
40 для регистрации трассера на соответствующем пласте добывающей скважине.

Одновременно с определением основных параметров (фильтрационно-емкостные характеристики) каждого (в отдельности) пласта и гидродинамической связи их друг с другом устанавливают и оптимальные давления нагнетания вытесняющего агента. Для этого в зависимости от забойного и пластового давлений получают информацию об интенсивности
45 бесполезного прорыва вытесняющего агента от нагнетательной скважины к добывающим скважинам, значение которой характеризуется временем прохождения трассера от нагнетательной к добывающей скважине и концентрацией этого трассера в добываемых пластовых флюидах, что, в свою очередь, определяется емкостными характеристиками трещинной системы (раскрытость трещин и радиус раскрытия
50 горизонтальных и вертикальных трещин).

После чего выделяют оптимальные значения (или диапазон этих значений) давлений нагнетания и пластовых давлений для каждого из пластов

При этом раздельное нагнетание (закачка) вытесняющего агента и раздельная или

совместная добыча пластовых флюидах производится на технологических режимах (режимах фильтрации), соответствующих оптимальным значениям давления нагнетания и пластовых давлений между нагнетательной и добывающей скважиной

Конкретные примеры по реализации данного способа приводится ниже.

5 Пример 1. Трассерные исследования были проведены на одном из месторождений Западной Сибири.

Были исследованы: пласт AC₁₀ и пласт AC₁₁ восточного участка месторождения. Закачка проводилась через нагнетательные скважины №181, №190 и №220. Через нагнетательную скважину №190, оборудованную компоновкой для одновременно-раздельной закачки в пласт AC₁₀, ввели 20 м³ раствора роданистого аммония (РА) с концентрацией 15 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 14 МПа и приемистости 320 м³/сут, а в пласт AC₁₁ ввели раствор тринатрийфосфат (ТИФ) объемом 20 м³, с концентрацией 15 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 16 МПа и приемистости 280 м³/сут.

15 Через нагнетательную скважину №220 в пласт AC₁₀ ввели 20 м³ раствора флуоресцеина натрия (ФН) с концентрацией 1,5 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 20 МПа и приемистости 280 м³/сут.

20 Через нагнетательную скважину №181 в пласт AC₁₁ ввели 20 м³ раствора эозина с концентрацией 1,5 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 19 МПа и приемистости 290 м³/сут.

Пробы пластовой жидкости отбирались на устье добывающих скважин. Некоторые добывающие скважины месторождения также оборудованы компоновками для одновременно-раздельной добычи.

25 Параметры продвижения трассеров по пластам рассчитывались по специальной методике.

Результаты расчетов по определению параметров продвижения индикатора РА по пласту AC₁₀ от скважины №190 приведены в таблице 1. Роза-диаграмма приведенных скоростей перемещения индикатора РА от скважины №190 представлена на фиг.6.

30 Анализ проб жидкости на присутствие трассера РА проводился по 14 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера РА на участке со скважиной №190 показывает, что из исследуемых 14 скважин в 11 из них обнаружены поступления трассера в течение 1,06-474,57 часа с момента его закачки. Расстояния от скважины №190 до этих скважин колеблются от 700 до 4125 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим 11 добывающим скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 1,7-2051,9 м/час. Скорости прохождения части закачиваемой воды, меченной индикатором РА, значительно (в 1000-100000 раз) превышают характерные скорости фильтрации воды в поровом коллекторе. Приведенные скорости также на три-пять порядков превалируют над характерными значениями и находятся в интервале 3,5-83,75 м/час·МПа. Пробы жидкости в большинстве случаев представляли собой эмульсии.

40 Результаты расчетов по определению параметров продвижения индикатора ФН по пласту AC₁₀ от скважины №220 приведены в таблице 2. Роза-диаграмма приведенных скоростей перемещения индикатора ФН от скважины №220 представлена на фиг.6.

45 Анализ проб жидкости на присутствие трассера ФН проводился по 14 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера ФН на участке со скважиной №220 (таблица 2) показывает, что из исследуемых 14 скважин в 11 из них обнаружены поступления трассера в течение 3,83-453,78 часов с момента его закачки. Расстояния от скважины 220 до этих скважин колеблются от 550 до 5450 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим 11 скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 1,9-584,8 метров в час. Приведенные скорости на три-пять порядков превышают характерные значения скорости фильтрации и находятся в интервале 1,3-16,58 м/час·МПа. Пробы жидкости в большинстве случаев представляют собой эмульсии. Образование эмульсий предполагается за счет турбулентного движения нефти и закачиваемой воды по каналам

низкого фильтрационного сопротивления.

На основе промысловых и трассерных (индикаторных) исследований на объекте АС10 восточной части месторождения установлено наличие гидродинамически связанных высокопроницаемых каналов НФС, объем которых от нагнетательной скважины №190 оценивается в размере 376,8 м, а от скважины №220 - 277,8 м³. Были рассчитаны скорости прохождения части закачиваемой воды по каналам НФС, проницаемость по воде каналов, раскрытость каналов НФС.

Параметры продвижения трассеров по пласту АС₁₁ также были рассчитаны по специальной методике. На фиг.6 представлена роза-диаграмма приведенных скоростей перемещения индикаторов ТНФ от скважины №190 и эозина от скважины №181.

Время проведения исследований по предлагаемому изобретению было сокращено более чем в два раза по сравнению с традиционным методом.

Анализ исследований свидетельствовал о необходимости снижения влияния каналов НФС на разработку и внедрение методов повышения нефтеотдачи (ПНП).

Была разработана программа проведения работ по выравниванию профиля приемистости за счет изменения забойных давлений для пласта АС₁₁.

После смены режима закачки воды в пласт АС₁₁ через нагнетательную скважину №190 (см. фиг.7) повторная закачка индикаторов показала значительное уменьшение раскрытости трещин.

Внедрение данной программы мероприятий позволило дополнительно добыть по данному участку более 12 тыс.тонн нефти.

Пример 2. Для ускорения разработки пластов «А» и «Б» на участке «В» месторождения «Г» была пробурена дополнительная добывающая скважина «Д», причем ее забой был расположен вблизи разрывного нарушения на пласте «Б», связанного с источником поступления нефти из нефтематеринских пород. В этой скважине «Д» были вскрыты два пласта («А» и «Б») и спущена пакерная установка для возможности одновременно-раздельной разработки этих пластов.

Первоначальный дебит нефти пласта «А» был близок к проектному и составил 15 т/сут, однако дебит пласта «Б» был в четыре раза меньше проектного и составил всего 35 т/сут вместо планируемых 140 т/сут. Поэтому было решено провести гидроразрыв (ГРП) пласта «Б» с целью соединения ствола скважины с разрывным нарушением через искусственно созданные трещины при ГРП. В результате ГРП дебит нефти увеличился незначительно (всего на 5 т/сут), а дебит жидкости увеличился в 5,5 раз, при этом практически сразу в добываемой продукции обнаружилась вода с последующим ее нарастанием (обводненность добываемой продукции 80%).

По проведенным исследованиям было определено, что вода поступает из пласта «Б», где был проведен гидроразрыв пласта. Для ответа на вопрос, откуда эта вода из пласта «Б» или из системы ППД (поддержания пластового давления), были отобраны пробы воды в соседней добывающей скважине «И», находящейся в водонефтяной зоне того же пласта «Б», но не охваченной воздействием системы ППД, а также пробы воды из системы ППД. Затем был сделан микрокомпонентный анализ этих двух реперных проб воды атомно-абсорбционным методом с целью выявления микрокомпонентов, содержание которых более чем в 4 раза отличается друг от друга. В качестве таких были выявлены следующие микрокомпоненты: литий, магний, кальций, титан, хром, железо, никель, барий, талий, европий, самарий, фосфор, олово, теллур. После этого был сделан анализ на содержание вышеприведенных микрокомпонентов в пробе воды из исследуемого пласта «Б» скважины «Д». Результат анализа методом главных компонентов по вышеприведенным микрокомпонентам показал, что вода к скважине «Д» по пласту «Б» прорывается из системы ППД.

Для выявления конкретной нагнетательной скважины, приводящей к этому прорыву воды через пласт «Б» в добывающую скважину «Д», в каждую из трех нагнетательных скважин, обеспечивающих закачку воды в пласт «Б» на участке «В» при существующих давлениях нагнетания на устье скважин, был закачан индивидуальный трассирующий агент

RU 2 315 863 C2

(индикатор), а именно: в скважину «Е» роданистый аммоний при давлении на устье скважины 14 МПа, в скважину «Ж» тринатрийфосфат, в скважину «З» - флуоресцеин натрия. Через 21 час в пробе воды исследуемого пласта «Б» скважины «Д» был обнаружен роданистый аммоний. То есть источником обводнения была скважина «Е», через которую с помощью двухпакерной установки производили отдельную закачку воды в пласты «А» 160 м³/сут и в пласт «Б» 525 м³/сут.

Было решено уменьшить объем закачки воды через эту скважину в пласт «Б», но не за счет снижения давления на устье, что привело бы к снижению закачки воды в пласт «А», в котором и так была недостаточная компенсация закачки воды отбору пластовых флюидов. Поэтому ограничение объема закачки воды в пласт «Б» было выполнено путем замены сменного (с помощью канатной техники) регулятора с меньшим штуцером (5 мм вместо 13.5 мм) в скважинной камере, соответствующей пласту «Б». При этом репрессия на пласт уменьшилась с 11.3 МПа до 5 МПа, а объем закачки воды уменьшился с 453 м³/сут до 153 м³/сут.

Данное мероприятие привело к резкому снижению обводненности, а повторная закачка другого индикатора (флуоресцеин натрия) в пласт «Б» через нагнетательную скважину «Е» не привела к его обнаружению в пробах воды добывающей скважины «Д».

Таблица 1

Параметры продвижения трассера РА по пласту АС₁₀ от нагнетательной скважины №190

№ п/п	№ скв.	Расстояние между нагнетательными и добывающими скв., м	Время от конца закачки до появления трассера, час	Скорость прохождения трассера, м/час	Перепад забойных давлений МПа	Приведенная скорость, м/час-МПа	Объем каналов НФС, м ³	Всего	Распределение объемов, %	Проницаемость по воде, мкм ²
			I	I			I			
1	160	2250	8,25	272,7	23,4	11,65	5,9	15,5	4,9	4004,4
2	4016	3750	7,65	490,2	29,1	16,85	9,8	55,3	17,5	9646,0
3	175	1575	7,90	199,4	27	6,63	4,1	10,9	3,4	1775,9
4	182	1025	8,80	116,5	21,9	5,32	2,7	7,1	2,2	832,5
6	197	700	8,65	80,9	23,1	3,5	1,8	9,0	2,8	374,5
7	332	4125	6,73	612,9	29,9	20,5	10,8	84,6	26,8	12912,2
8	228	2675	6,75	396,3	23,3	17,53	7,0	18,5	5,8	6947,5
9	243	3125	6,55	477,1	26,3	18,14	8,2	52,1	16,5	8656,5
10	410	2075	13,95	148,7	19,3	7,7	5,4	10,0	3,2	2442,0
11	314	1725	7,30	236,3	23,7	9,97	4,5	18,8	5,9	2626,3
12	316	2175	1,06	2051,9	24,5	83,75	5,7	53,0	16,8	27815,4

Таблица 2

Параметры продвижения трассера ФН по пласту АС 1 от нагнетательной скважины №220

№ п/п	№ скв.	Расстояние между нагнетат. и добывающими скв., м	Время от конца закачки до появления трассера, час	Скорость прохождения трассера, м/час	Перепад забойных давлений МПа	Приведенная скорость, м/час-МПа	Объем каналов НФС, м ³	Всего	Распределение объемов, %	Проницаемость по воде, мкм ²
			I	I			I			
1	160	4000	10,90	367,0	29,6	12,4	18,1	34,7	11,0	7572,5
2	401Б	5450	9,32	584,8	35,28	16,58	24,7	69,2	21,9	13793,9
3	175	3100	9,57	323,9	33,16	9,77	14,1	14,1	4,4	4624,2
4	182	2375	11,47	207,1	28,14	7,36	10,8	20,6	6,5	2668,6
6	197	1625	11,00	147,7	29,3	5,04	7,4	27,1	8,6	1251,1
7	332	2300	9,40	244,7	49,8	4,9	10,4	38,4	12,1	1725,6
8	228	1600	9,40	170,2	29,49	5,77	7,3	7,3	2,3	1410,2
9	243	1675	9,22	181,7	32,47	5,6	7,6	21,3	6,7	1431,1
10	410	550	16,62	33,1	25,45	1,3	2,5	2,5	0,8	109,2
11	314	925	10,00	92,5	29,94	4,74	4,2	11,7	3,7	436,4
12	316	850	3,83	221,9	30,69	7,23	3,9	31,0	9,8	938,6

С целью оптимизации режимов закачки воды по данному пласту «Б» данной скважины «Е» были проведены исследования при различных забойных давлениях (получаемых заменой штуцеров) с одновременным проведением трассерных исследований (путем

закачки различных индикаторов на различных режимах). По профилю приемистости на различных режимах в зависимости от репрессии были определены коэффициенты работающей мощности (см. фиг.8). Как видно при увеличении репрессии, коэффициент охвата по мощности (толщине) пласта сначала увеличивается (режимы 2, 4 и 5), а затем при достижении репрессии более 10 МПа значительно падает (режимы 3 и 1).

Причем характерно то, что быстрое появление индикаторов (трассирующих агентов) в продукции добывающей скважины «Д» наблюдается не при обоих режимах (режимы 3 и 1) с превышением репрессии выше критического давления (давления раскрытия трещин), а только при режиме 1 (давления раскрытия трещин, соединяющих добывающую и нагнетательную скважину).

Установка технологического режима на нагнетательной скважине «Е» привела к резкому снижению обводненности до 20% на добывающей скважине «Д». Ее дебит жидкости стабилизировался на уровне 100 м³/сут, а дебит нефти по пласту «Б» по данной скважине увеличился до 65 т/сут. Однако из-за недостаточной компенсации отбора пластовых флюидов закачкой, по другим взаимодействующим скважинам добыча нефти снизилась на 40 т/сут. Поэтому в качестве оптимального режима для всей группы скважин был выбран режим 3, при котором расход закачки воды в пласт «Б» при забойном давлении 46,5 МПа составил 349 м³/сут. Оптимизация технологического режима на нагнетательной скважине «Е» позволила увеличить на 70 т/сутки.

Пример 3. Южный участок одного из месторождений Западной Сибири разрабатывается 19 добывающими и 7 нагнетательными скважинами.

Причем каждая добывающая скважина вскрывает (разрабатывает) по два пласта (эксплуатационных объекта) совместно. Каждая нагнетательная скважина вскрывает по два эксплуатационных объекта и на начальном этапе разрабатывает их совместно, а после разукрупнения этих объектов производят одновременно-раздельную закачку воды в разрабатываемые пласты.

На фиг.9 приведены зависимости 1 - накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости (характеристика вытеснения) соответственно для первого эксплуатационного объекта до проведения разукрупнения объекта и с оптимизацией режима и 2 - прогноз характеристики вытеснения без разукрупнения объекта, 3 - динамика закачки воды по полугодиям в соответствии с динамикой накопленной добычи жидкости.

На фиг.10 приведены зависимости 1 - накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости (характеристика вытеснения) соответственно для второго эксплуатационного объекта до проведения разукрупнения объекта и с оптимизацией режима, 2 - прогноз характеристики вытеснения без разукрупнения объекта, 3 - динамика закачки воды по полугодиям в соответствии с динамикой накопленной добычи жидкости.

После разукрупнения объектов с одновременной оптимизацией режимов закачки на основе проведения трассерных исследований по предлагаемому способу были изменены режимы нагнетательных скважин. То есть режимы эксплуатации объектов изменились в основном за счет перераспределения закачки воды из первого объекта во второй. При этом (как видно из фиг.9) добыча нефти по первому объекту увеличилась за 2 года на 94 тыс.тонн прежде всего из-за повышения нефтеотдачи этого пласта, а как видно из фиг.10, добыча нефти по второму объекту увеличилась за 2 года на 52 тыс.тонн прежде всего из-за интенсификации добычи нефти для этого пласта.

Пример 4. Через скважину «Д» добывают нефть из нефтяной оторочки нефтяной залежи с газовой шапкой, а через нагнетательную скважину «Н» воздействуют на нефтяную часть залежи водогазовым воздействием, нагнетая одновременно воду из системы ППД и газ из газлифтной системы. Через два месяца эксплуатации в добывающей скважине «Д» резко увеличился газовый фактор добываемой продукции до 400 м³/м³ (более чем в 5 раз по сравнению с газовым фактором нефти соответствующего пласта). Была сделана гипотеза, что газ поступает к добывающей скважине «Д» из-за водогазового воздействия на нагнетательной скважине «И». Были взяты пробы газа из газовой шапки и из газлифтной системы, их анализ по компонентному составу показал, что содержание бутана (nC₄H₁₀) в

газлифтном газе составляет 0.9%, что в 7 раз меньше, чем его содержание в природном газе 6,6%, поступающем из газовой шапки. Поэтому бутан был принят в качестве характерного компонента, идентифицирующего принадлежность газа (природный из газовой шапки или газ, нагнетаемый при водогазовом воздействии). На устье добывающей скважины был установлен промышленный поточный хроматограф для непрерывной регистрации концентрации бутана в газе (а также C_{5+}), поступающего в добывающую скважину. В результате анализа было установлено, что газ в добывающую скважину прорывается из-за водогазового воздействия, поэтому решили уменьшить расход нагнетаемого газа в нагнетательную скважину «Н» с 20 тыс. $nm^3/сут$ до 10 тыс. $nm^3/сут$. В результате изменения режима водогазового воздействия на нагнетательной скважине газовый фактор добываемой продукции скважины «Д» стал уменьшаться и через месяц его значение составило $125 m^3 / m^3$ (уменьшился в 3 раза).

Пример 5. Добывающая скважина «Д» и нагнетательная скважина «Н» вскрывают соответственно по два пласта и оборудованы двухпакерной секционной компоновкой.

Предварительно методом гидропрослушивания было выявлено, что эти скважины взаимодействуют как через верхний, так и через нижний пласты. Причем для верхнего пласта было установлено, что при первоначальном рабочем забойном давлении на нагнетательной скважине (40 МПа) трассеры доходили до добывающей скважины за 36 часов. Было решено оптимизировать режим верхнего пласта между скважинами «Д» и «Н». Для этого в добывающей скважине «Д» напротив верхнего пласта установили специальную систему для непрерывной регистрации появления трассирующих агентов - люминоформов. Эта система включает в себя видеокамеру с ультрафиолетовой подсветкой (на кабеле для питания и передачи информации на поверхность). Кроме этого, на выкидной линии этой же скважины был также установлен дополнительный модуль для непрерывной регистрации люминофоров, поступающих с продукцией добывающей скважины, включающий из себя вставку из прозрачного оргстекла и видеокамеру с ультрафиолетовой подсветкой.

Нагнетательную скважину «Н» оснастили специальной системой подачи индивидуального трассирующего агента в верхний пласт. Эта система включает в себя в основном гибкий бронированный шланг, проходящий через кабельный ввод в верхнем пакере и присоединенный на поверхности к дозировочному насосу. Затем трассирующий агент люминоформ - флуоресцентные пигменты (в качестве люминоформа можно было бы использовать и другие вещества, такие как: родамин В, диэтилдигидрокситерефталат, салицилальдазин, бромистый этидий (EtdBr), CascadeBlue, триптофан, тирозин, ФМН, Тур, Тгр, соли нафтоилбензимидазола, эозин, хинин, флюорит CaF_2 , кристаллы нафталина, раствор флуоресцеина, флуоресцирующие красители, синька) нагнетали в верхний пласт при заданной динамике изменения забойных давлений нагнетательной скважины «Н», уменьшая давление закачки воды на каждом режиме на 2 МПа (что регистрировалось по давлению на устье в бронированном шланге в моменты отсутствия подачи трассирующего агента) закачивали через каждые 6 часов очередную порцию люминоформа. При этом на добывающей скважине «Д» на выходе из верхнего пласта регистрировали на видеоизображении - появление светового излучения (атомы люминофора под действием светового или электромагнитного излучения возбуждаются и переходят на более высокие энергетические уровни и затем самопроизвольно совершают обратный переход, излучая избыток энергии в виде света). При забойных давлениях менее 34 МПа световое излучение не было обнаружено ни на одной из видеокамер. Поэтому на нагнетательной скважине «Н» в качестве оптимального было установлено забойное давление, равное 34 МПа.

Кроме этого, для этих скважин «Д» и «И» было решено также проверить гидродинамическую связь нижнего и верхнего пластов. Для этого в нижний пласт при максимально возможном давлении 44 МПа вместе с водой был закачан трассирующий агент - люминоформ. Так как световое излучение на верхнем пласте добывающей скважины «Д» не было обнаружено, было принято решение об отсутствии гидродинамической связи между верхним и нижним пластами.

Пример 6. В нагнетательной скважине проводится комплекс геофизических,

гидродинамических исследований с закачкой искусственных индикаторов по 3-5 режимам в диапазоне давлений на устье скважины от 12 до 22 МПа. Каждый режим работы нагнетательной скважины продолжается не менее одного месяца. Гидродинамические исследования проводятся методом установившихся закачек и методом гидропрослушивания.

5 Закачка искусственных индикаторов осуществляется согласно РД 39-01477-18-206-87 «Технология полииндикаторного контроля фильтрации нагнетаемой в пласт воды с использованием радикального типа». Геофизические исследования проводятся по стандартному комплексу.

10 На основе гидродинамических исследований строится график зависимости приемистости от давления нагнетания (Фиг.11а). На основе ГИС строится изменение работающей толщины пласта (коэффициента охвата по толщине) в зависимости от давления нагнетания или проводится расчет коэффициента охвата заводнением по фактическим данным (Фиг.11б). Приводится динамика основных показателей разработки (дебит жидкости, обводненность продукции) добывающих скважин, находящихся на участке исследования (20-15 30 добывающих скважин) с историей разработки не менее шести месяцев до начала исследований. Приводятся розы-диаграммы направлений и приведенных скоростей распределения трассера на каждом режиме нагнетания. При этом на каждом режиме нагнетания используются различные типы трассеров (Фиг.11в). Графики зависимости приемистости, доли работающей толщины (коэффициент охвата) и розы-20 диаграммы от давления нагнетания совмещаются и из их сопоставления определяется оптимальное давление нагнетания (Фиг.11).

Пример 7. Эксплуатация трех пластов A_{10}^1 , A_{10}^2 и A_{11}^2 месторождения «П» ведется совместно как единый объект, вскрытый сеткой скважин 750×750 м.

25

30

35

40

45

50

Таблица 3 - Обобщенные результаты трассировки исследований по кластерам АС_{III}¹, АС_{III}², АС_{III}³

Параметр	Кластер	№ скважины										
		15405	15569	15656	15585	15665	15421	15535	15479	15331		
Давление скоростей, м/ч макс. в макс.	АС _{III} ¹	0.42	17.9	0.46	1.5	1.1	0.6	5.7	1.0	1.0	1.0	65
	АС _{III} ²	-	0.9	14.6	80.7	38.6	3.5	15.2	216.6	36.75	3.4	-
	АС _{III} ³	2.7	3.5	-	-	7.7	108.2	-	11.4	157.3	85.2	-
Кол-во пеллет	АС _{III} ¹	6	4	4	4	4	6	1	7	7	3	1
	АС _{III} ²	-	3	-	-	-	3	-	4	4	5	-
	АС _{III} ³	5	3	-	-	-	4	-	7	7	3	-
Объем каналов НФС, м ³	АС _{III} ¹	1548	178	761.2	643.4	720.9	936.1	215.1	250.2	250.2	66.4	
	АС _{III} ²	-	443	-	-	449.5	-	194.7	1270	1270	-	
	АС _{III} ³	273.7	544	-	-	440.7	-	606.6	415.8	415.8	-	
% вскрываемости скважины воды	АС _{III} ¹	18.4	17.38	3.1	1.1	3.3	2.1	2.3	0.1	0.1	0.1	
	АС _{III} ²	-	4.2	-	-	8.5	-	11.4	9.0	9.0	-	
	АС _{III} ³	3.9	13.1	-	-	5.7	-	3.3	8.2	8.2	-	
Проницаемость, мкм ²	АС _{III} ¹	69.8	811	164	831	270	210	22.2	1387.1	1387.1	1098.2	
	АС _{III} ²	-	1708.6	-	-	2635.6	-	6207.5	2106.2	2106.2	-	
	АС _{III} ³	4851	767.2	-	-	5215	-	5532	5914.8	5914.8	-	
Раскрытость каналов, мм 10 ⁻⁴	АС _{III} ¹	0.2	21.2	21.2	11.08	0.082	0.58	5.7	31	31	21	
	АС _{III} ²	-	7.4	-	-	55	-	226	27	27	-	
	АС _{III} ³	242	5	-	-	182	-	1035	263	263	-	

Продолжение таблицы 3

Параметр	Пласт	№ скважины										Сред. по району	Сред. по пласту	
		15331	15395	15307	15537	15393	15653	15509	15625	15659	15659			
Длинам скоростей, м/ч, и макс.	АС ₁₀ ¹	4,1	39,4	1,3	4,9	0,7	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
	АС ₁₀ ²	142,6	77,6	131,1	204,9	17,6	85	85	85	85	85	85	85	85
	АС ₁₁ ²	-	5,6	-	2,9	21,6	2,3	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
Кол-во ячеек	АС ₁₀ ¹	-	138,8	-	67,7	66,6	111,8	111,8	111,8	111,8	111,8	111,8	111,8	111,8
	АС ₁₀ ²	-	5,3	-	-	13,8	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
	АС ₁₁ ²	-	143,3	-	-	168,6	177	177	177	177	177	177	177	177
Объем выходов ПНС, м ³	АС ₁₀ ¹	1	1	4	7	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	АС ₁₀ ²	-	4	-	4	2	4	4	4	4	4	4	4	4
	АС ₁₁ ²	-	5	-	5	3	5	5	5	5	5	5	5	5
	АС ₁₁ ¹	66,4	359,5	512,8	589,3	487,1	810,6	810,6	810,6	810,6	810,6	810,6	810,6	810,6
% испаряемой воды	АС ₁₀ ¹	-	830,6	-	1217	817,6	463,3	463,3	463,3	463,3	463,3	463,3	463,3	463,3
	АС ₁₀ ²	-	326,9	-	-	699,4	429,6	429,6	429,6	429,6	429,6	429,6	429,6	429,6
	АС ₁₁ ²	0,1	9,0	3,9	11,4	6,3	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Проницаемость, мд	АС ₁₀ ¹	-	8,6	-	12,3	7,6	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
	АС ₁₀ ²	-	6,2	-	-	11,6	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
	АС ₁₁ ²	1098,2	2145,6	5596	9043,6	1020,6	1988	1988	1988	1988	1988	1988	1988	1988
	АС ₁₁ ¹	-	6308,2	-	3372	6483	5344,7	5344,7	5344,7	5344,7	5344,7	5344,7	5344,7	5344,7
Раскритость выходов, м ³ ·10 ⁴	АС ₁₀ ¹	-	3898,2	-	-	3908	3400,3	3400,3	3400,3	3400,3	3400,3	3400,3	3400,3	3400,3
	АС ₁₀ ²	21	85	150	490	5	163	163	163	163	163	163	163	163
	АС ₁₁ ²	-	197	-	40	123	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4
	АС ₁₁ ¹	-	135	-	-	420	408	408	408	408	408	408	408	408

Пробурено 319 добывающих и 118 нагнетательных скважин. Нагнетательные скважины оборудованы системой для одновременно-раздельной закачки воды (ОРЗ).

В 2006 году на центральной части месторождения «П» проведено 34 серии трассерных исследований, в том числе по пластам: А₁₀¹ - 15, А₁₀² - 9, А₁₁² - 10 (табл.3) на различных

давлениях нагнетания по каждому пласту: 15, 18, 20 МПа. Розы-диаграммы приведенной скорости прохождения трассеров по пластам показаны на Фиг.12.

Использование ОРЗ позволило поочередно в каждый пласт закачать индивидуальные трассеры и одновременно использовать каждый пласт на давлении нагнетания 15, 18 и 20 МПа. В качестве индивидуальных трассеров исследовались: роданистый аммоний (поз.13), флуорисцеин натрия (поз.14), тринатрийфосфат (поз.15), эозин (поз.16).

Оптимальным давлением нагнетания для всех трех пластов явилось значение в 18 МПа.

Использование системы одновременно-раздельной закачки и оптимизация давления нагнетания позволили выровнять коэффициенты охвата заводнением пластов A_{10}^1 , A_{10}^2 и A_{11}^2 , которые соответственно составили 0,52; 0,51 и 0,519, что свидетельствует о равномерной системе закачки воды и выработке запасов нефти. Внедрение этой системы позволило прирастить извлекаемые запасы на 5980 тыс.т, прирост конечного нефтеизвлечения составил 4,53%. Использование результатов трассерных исследований позволило научно обосновать и разработать программы по внедрению методов выравнивания профиля притока (ВПП), ОПЗ (комплексная ОПЗ) и ремонтно-изоляционных работ (РИР), внедрение которой позволило добывать за счет ВПП не менее 100 тыс.т нефти ежегодно, за счет ОПЗ (КОПЗ) и РИР прирастить суточную добычу нефти на 420 тонн.

Источники информации

1. Леонов В.А. Способ адаптивной оптимизации пластового давления. Доклад научно-практической конференции VIII Международной специализированной выставки «Нефть, газ. Нефтехимия - 2001» «Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов - теория и практика их применения».

2. Трофимов А.С., Леонов И.В., Кривова Н.Р. и др. Отчет о научной и исследовательской работе «Разработка программы циклического заводнения Покачевского месторождения ТПП «Покачевнефтегаз» / ООО НИИ «СибГеоТех» - 75 с.

3. Костюченко С.В. Методика количественного анализа эффективности реализуемых систем заводнения на основе моделей линий тока. Труды международного технологического симпозиума «Новые технологии разработки и повышения нефтеотдачи» М. 2005. с

4. СТП 39-573484-086-92. Руководство по регулированию процесса разработки Юрских залежей месторождения ПО «Нижневартовскнефтегаз» на основе закачки искусственных индикаторов. Труды НижневартовскНИПИнефть, Трофимов А.С., Нижневартовск, 1992. - 18 с.

Формула изобретения

1. Способ исследования и разработки многопластового месторождения углеводородов, заключающийся в закачке, по меньшей мере, в одну нагнетательную скважину при заданном устьевом давлении вместе с вытесняющим агентом трассирующего агента требуемой концентрации и в регистрации его концентрации на добывающих скважинах, отличающийся тем, что в каждый из исследуемых пластов закачивают при заданном забойном давлении индивидуальный трассирующий агент, после чего регистрируют концентрацию трассирующего агента, закачиваемого в нагнетательную скважину, в скважинах, добывающих углеводороды из соответствующего исследуемого пласта, затем определяют основные параметры каждого пласта и гидродинамическую связь их друг с другом и устанавливают оптимальные давления нагнетания вытесняющего агента или повторяют этот процесс при другом забойном давлении и/или при другом трассирующем агенте, продолжая его до устранения неопределенности в параметрах пластов или до достижения оптимального давления нагнетания вытесняющего агента.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что регистрируют концентрацию индивидуального трассирующего агента, закачиваемого через нагнетательную скважину в определенный пласт, на устье взаимодействующей с ней добывающей скважины, вскрывающей один и тот же соответствующий пласт, путем многократного отбора проб жидкости до и после закачки

трассирующего агента, при этом определяют основные параметры пласта - наличие, ориентацию и объемы трещин, скорость фильтрации по ним, их проницаемость, объем непроницаемо нагнетаемой воды, а также гидродинамическую связь этого пласта с другими пластами, в которые были закачены другие трассирующие агенты.

5 3. Способ по п.1, отличающийся тем, что через несколько нагнетательных скважин, каждая из которых вскрывает отдельный пласт, закачивают индивидуальный трассирующий агент при заданном устьевом давлении, или группируют скважины по пластам и закачивают одновременно или поочередно индивидуальный трассирующий агент в каждый из выделенных пластов при заданном забойном давлении.

10 4. Способ по п.1, отличающийся тем, что через одну нагнетательную скважину, которая вскрывает одновременно несколько пластов, закачивают несколько индивидуальных трассирующих агентов при заданном устьевом давлении и/или при заданных забойных давлениях на каждом пласте.

15 5. Способ по п.1, отличающийся тем, что нагнетательную скважину, которая вскрывает одновременно несколько пластов, оснащают компоновкой для поочередной или одновременно-раздельной закачки, при этом каждый пласт оснащен своей секцией, изолирующей его от других пластов пакером и при заданном для каждого пласта забойном давлении одновременно или поочередно закачивают индивидуальные трассирующие агенты для каждого пласта, при этом управляют процессом закачки с помощью регуляторов и/или контролируют процесс с помощью автономных приборов, установленных в скважинных камерах на соответствующих секциях.

20 6. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве трассирующего агента используют соли, устойчивые в пластовых баротермических условиях и не адсорбирующиеся на породах пласта - роданиты, флуоресцеин натрия, родамин, нитраты щелочных металлов, сульфаты щелочных металлов, фосфаты щелочных металлов, а также радиоактивные изотопы с заданными периодами полураспада.

25 7. Способ по п.1, отличающийся тем, что изменяют значение забойного давления при закачке трассирующего агента, по меньшей мере, для одного из пластов одной нагнетательной скважины, при этом проводят трассерные исследования на различных заданных забойных давлениях, на основе которых определяют значения критических давлений, при которых происходит скачок увеличения трещин, и устанавливают оптимальные давления нагнетания, меньшие критических, обеспечивающих максимальный коэффициент охвата и/или коэффициент заводнения.

30 8. Способ по п.5, отличающийся тем, что многократно - периодически в ручном или непрерывно в автоматизированном режиме - регистрируют в добывающих скважинах появление и концентрацию закачанного в каждый из пластов индивидуального трассирующего агента, причем его регистрируют на устье или на выходе из каждого соответствующего пласта непосредственно в соответствующей изолированной секции компоновки или путем раздельного отбора продукции из каждого изолированного пласта.

35 9. Способ по п.1, отличающийся тем, что предварительно путем гидропрослушивания исследуемого пласта выявляют добывающие скважины, взаимодействующие через него с соответствующим пластом, в который производят закачку, по меньшей мере, одного трассирующего агента, по меньшей мере, через одну нагнетательную скважину, после чего регистрируют концентрацию закачиваемого трассирующего агента только в этих взаимодействующих добывающих скважинах.

40 10. Способ по п.1, отличающийся тем, что для его реализации используют систему скважин, оборудованных многопакерными секционными компоновками для одновременно-раздельной закачки вытесняющего агента в несколько пластов и/или для одновременно-раздельной добычи пластовых флюидов из нескольких пластов, при этом на заданных режимах закачивают индивидуальный трассирующий агент через соответствующую секцию в отдельный пласт, вскрытый нагнетательной скважиной, а регистрируют этот трассирующий агент на выходе из этого же пласта через соответствующую секцию в добывающей скважине.

11. Способ по п.1, отличающийся тем, что определяют гидродинамическую связь пластов или перетоки между пластами, закачивая трассирующий агент в один из пластов нагнетательной скважины и регистрируя его появление в другом пласте добывающей скважины.

5 12. Способ по п.1, отличающийся тем, что устанавливают перед исследованиями и/или после исследований с помощью трассирующих агентов взаимодействие скважин через разрывные нарушения путем адаптации геолого-гидродинамической модели, обеспечивая согласование расчетных и фактических показателей - давления и добычи пластовых флюидов, скорости фильтрации трассирующих агентов, при этом определяют гидравлическую связь по динамике заводнения коллекторов, выявляя систему трещин, по
10 которым движется основной поток закачиваемой воды, определяют застойные зоны, зоны извлекаемых, трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов углеводородов, причем в зонах, не охваченных заводнением, на основе дополнительных гидродинамических исследований определяют распространение пластовых вод любой природы или мигрирующего газа, или их перетоки между пластами.

13. Способ по п.1, отличающийся тем, что регистрируют трассирующие агенты в добывающих скважинах, продукция которых имеет обводненность и/или темп обводнения выше заданных значений, при этом заданное значение обводненности и/или заданное значение темпа изменения обводненности определяют по среднему значению для
20 добывающих скважин, взаимодействующих с нагнетательной скважиной.

14. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве индивидуального трассирующего агента используют характерные компоненты вытесняющего агента, отличающие их от флюидов соответствующего пласта, которые регистрируют в добывающих скважинах без или с одновременной регистрацией характерных компонент флюидов соответствующего пласта,
25 после чего анализируют их или их отношение, или отношение специально созданных групп и выявляют происхождение вытесняющего агента в добываемой продукции.

15. Способ по п.14, отличающийся тем, что дополнительно к регистрации трассирующих агентов регистрируют концентрацию характерных компонентов нагнетаемой воды, отличающие ее от воды соответствующего пласта.

30 16. Способ по п.14, отличающийся тем, что регистрируют в воде концентрацию катионов - Na^+ или Ca^{2+} , или Mg^{2+} , или K^+ , или Li^+ , или Sr^{2+} , или Ba^{2+} , или V^{3+} , или Mn^{2+} , или Fe^{2+} , или Ba^{2+} , или NH_4^+ , или SiO_2 и/или анионов - Cl^- , или CO_3^{2-} , или HCO_3^- , или SO_4^{2-} , или BO_3^- , или F^- , или I^- , или Br^- , или SiO_2^- .

35 17. Способ по п.14, отличающийся тем, что дополнительно к регистрации трассирующих агентов регистрируют концентрацию характерных компонент нагнетаемого газа, идентифицирующие его от природного или попутного газа соответствующего пласта.

18. Способ по п.14, отличающийся тем, что через нагнетательные скважины нагнетают вытесняющий агент с характерными компонентами при заданных забойных давлениях, значения которых для каждого пласта соответствуют забойным давлениям в процессе
40 предшествующего или прогнозируемого рекомендуемого рабочего режима нагнетания вытесняющего агента, после чего по динамике изменения концентрации характерных компонент определяют параметры пласта и/или устанавливают оптимальное давление нагнетания.

45 19. Способ по п.1, отличающийся тем, что через нагнетательные скважины нагнетают вытесняющий агент с трассирующим агентом при забойных давлениях, значения которых для каждого пласта соответствуют забойным давлениям в процессе предшествующего или прогнозируемого рекомендуемого рабочего режима нагнетания вытесняющего агента, после чего по динамике изменения их концентрации трассирующего агента определяют параметры
50 пласта и/или оптимальное давление нагнетания.

20. Способ по п.1, отличающийся тем, что трассирующий агент нагнетают при заданной динамике изменения забойных давлений и регистрируют трассирующие агенты в добывающих скважинах, после чего по динамике изменения их концентрации определяют

параметры пласта и/или оптимальное давление нагнетания.

21. Способ по п.14, отличающийся тем, что вытесняющий агент с характерными компонентами нагнетают при заданной динамике изменения забойных давлений и регистрируют характерные компоненты в добывающих скважинах, после чего по динамике изменения их концентрации определяют параметры пласта и/или оптимальное давление нагнетания.

22. Способ по п.5 или 10, отличающийся тем, что каждую секцию компоновки для одновременно-раздельной закачки вытесняющего агента оснащают системой, непрерывно или эпизодически дозирующей индивидуальный для данного пласта трассирующий агент.

23. Способ по п.10, отличающийся тем, что, по меньшей мере, одну секцию компоновки для одновременно-раздельной добычи пластовых флюидов оснащают системой, непрерывно или эпизодически регистрирующей появление или концентрацию, по меньшей мере, одного заданного трассирующего агента, закаченного в данный или в другие пласты.

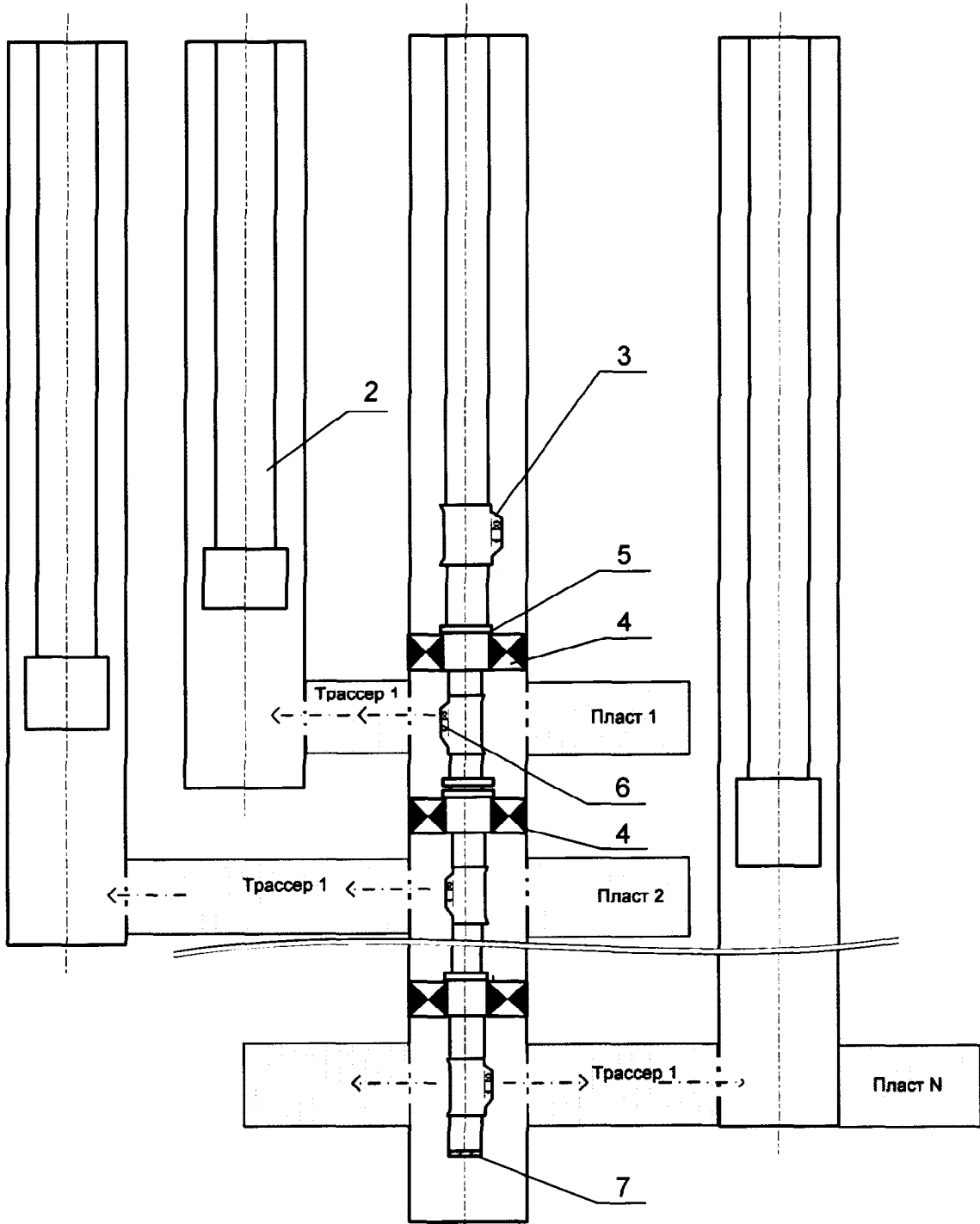
24. Способ по п.10, отличающийся тем, что, по меньшей мере, одну секцию компоновки для одновременно-раздельной добычи пластовых флюидов оснащают системой непрерывно или эпизодически регистрирующей появление или концентрацию, по меньшей мере, одного заданного характерного компонента, закаченного в данный или в другие пласты.

25. Способ по п.10, отличающийся тем, что, по меньшей мере, одну секцию компоновки для одновременно-раздельной добычи пластовых флюидов оснащают системой непрерывного или эпизодического отбора глубинной пробы флюидов, поступающих из соответствующего пласта.

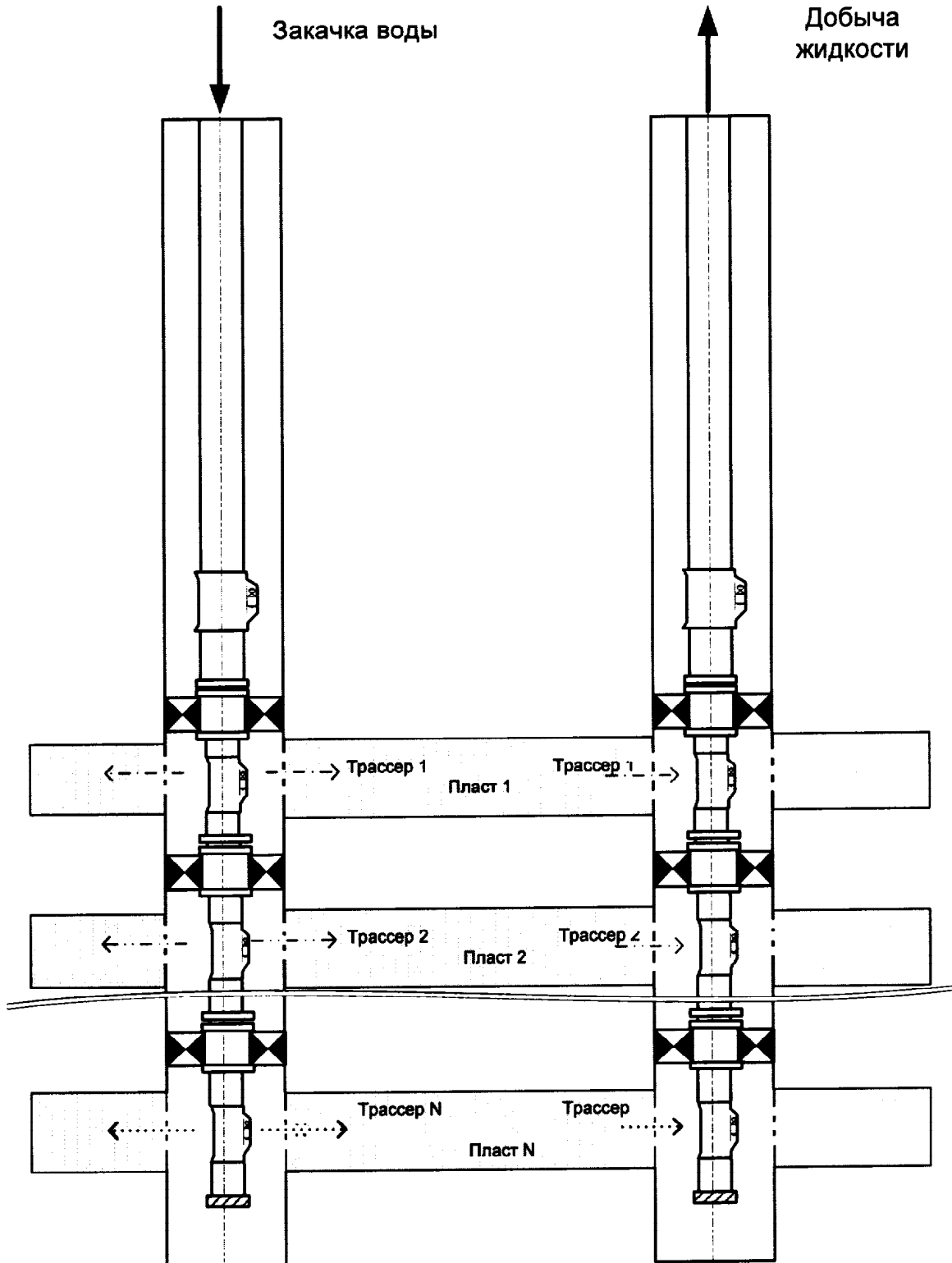
26. Способ по п.1, отличающийся тем, что для каждого пласта определяют преимущественную ориентацию фильтрации пластовых флюидов или поле пластовых давлений, или соответствующие розы диаграммы для трассерных агентов на одном или нескольких режимах, после чего выбирают и устанавливают оптимальные забойные давления для каждой из его нагнетательной и добывающей скважины.

27. Способ по п.1, отличающийся тем, что по данным, полученным в результате исследований, для каждой нагнетательной скважины выбирают и устанавливают оптимальные забойные давления для каждого пласта и/или разукрупняют эксплуатируемые ею объекты, разделяя разнопроницаемые пласты друг от друга и выравнивая профиль приемистости.

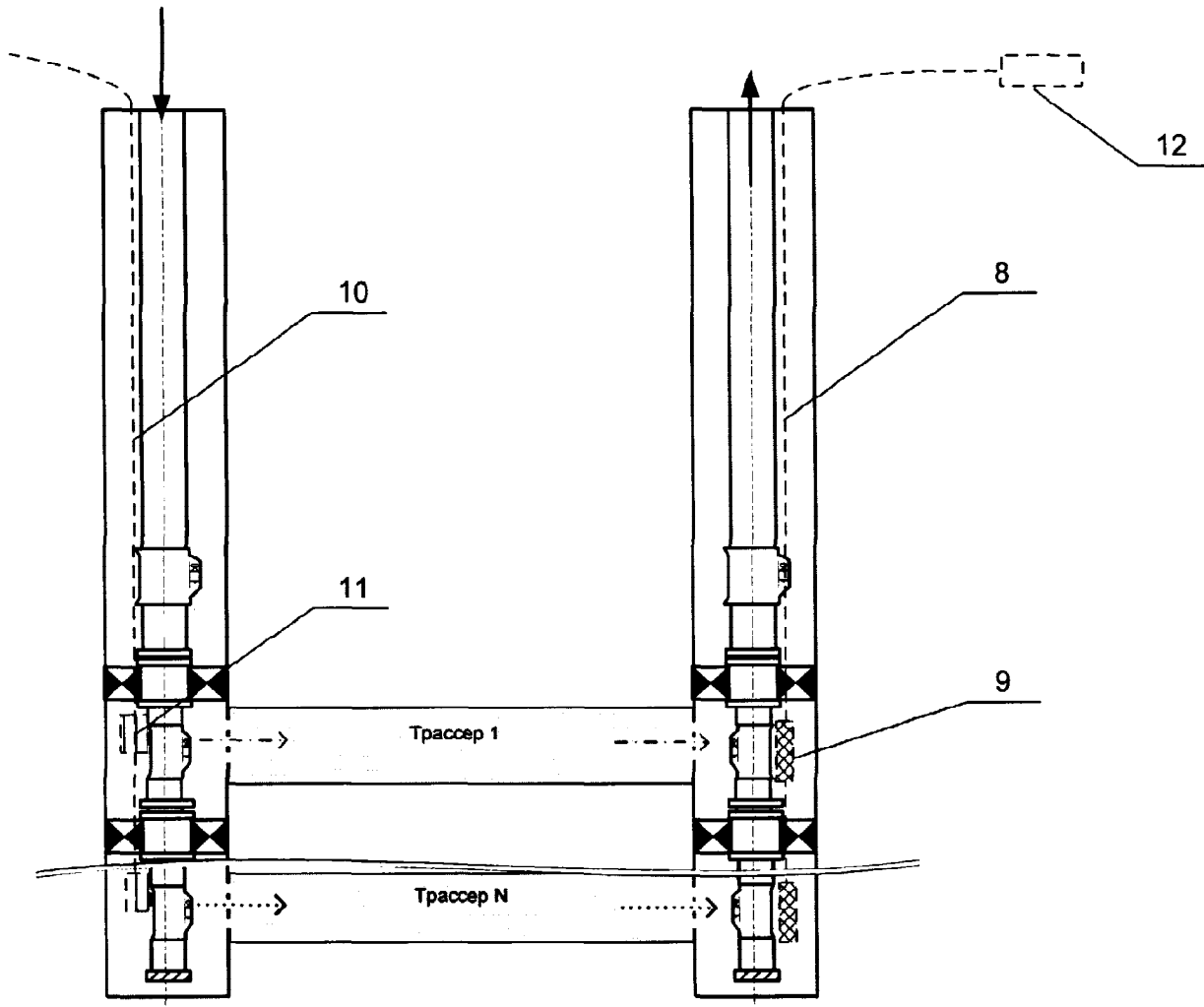
28. Способ по п.1, отличающийся тем, что по данным, полученным в результате исследований, для каждой добывающей скважины выбирают оптимальные забойные давления для каждого пласта и/или разукрупняют эксплуатируемые ею объекты, разделяя пласты с разным коэффициентом охвата друг от друга и выравнивая профиль притока, и/или переводят в категорию нагнетательных отдельные добывающие скважины



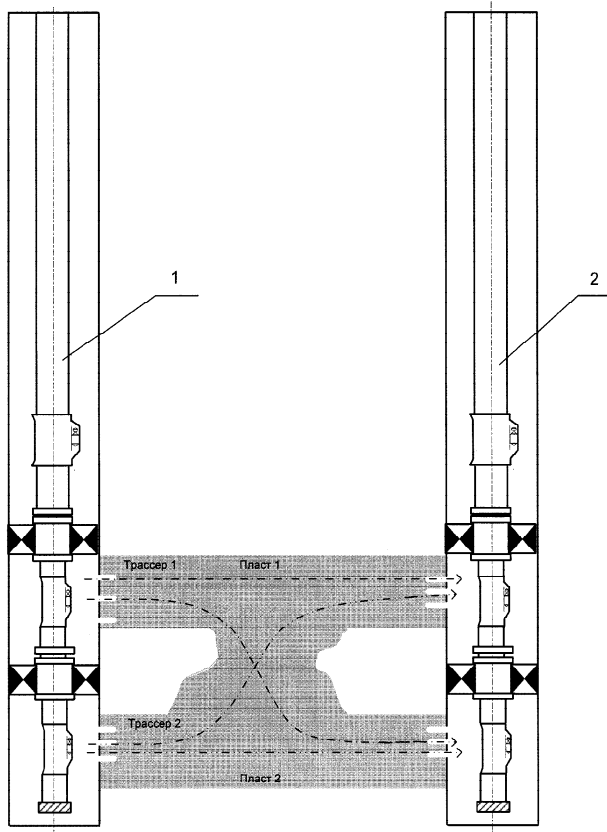
Фиг. 2



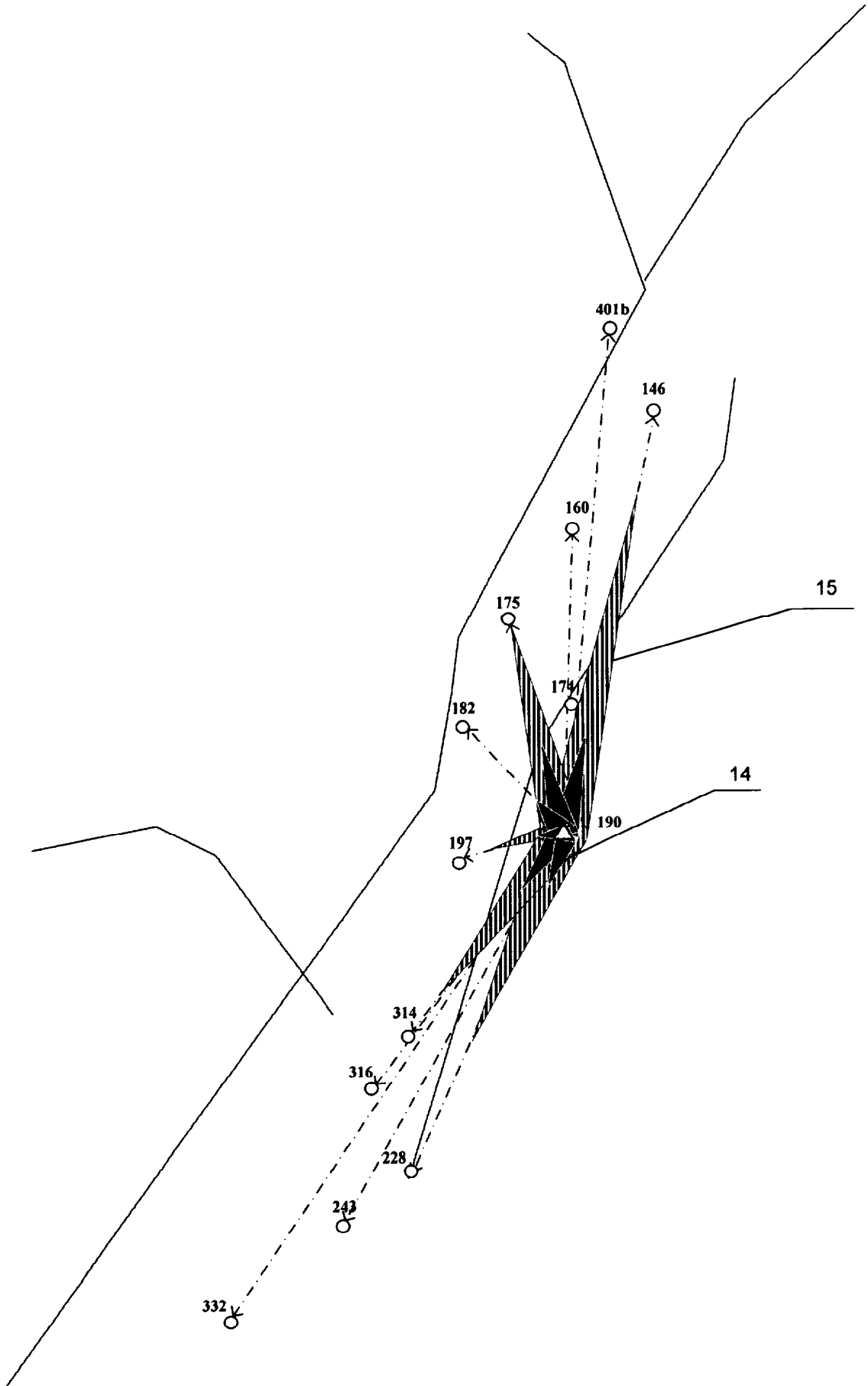
Фиг. 3



Фиг. 4

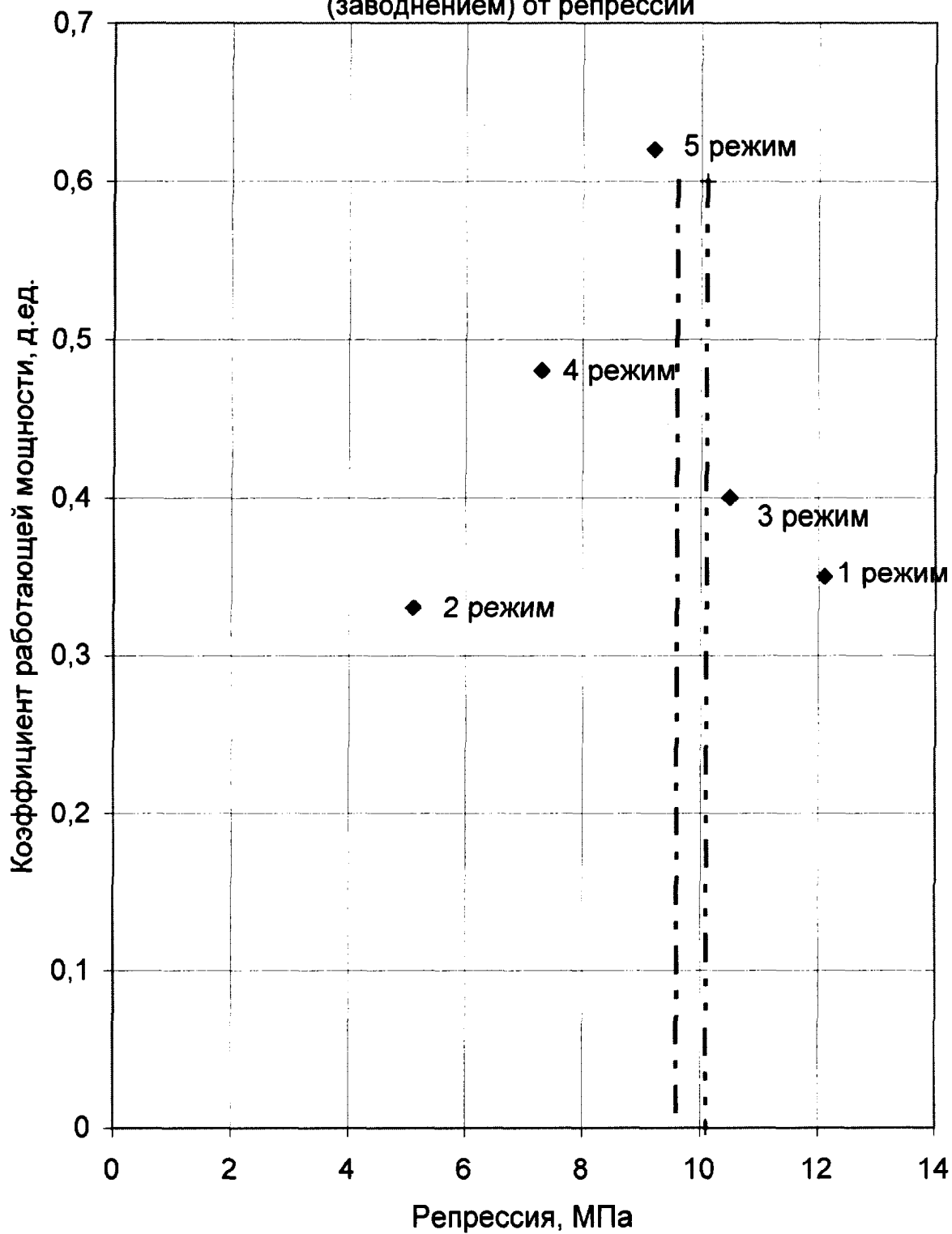


Фиг. 5



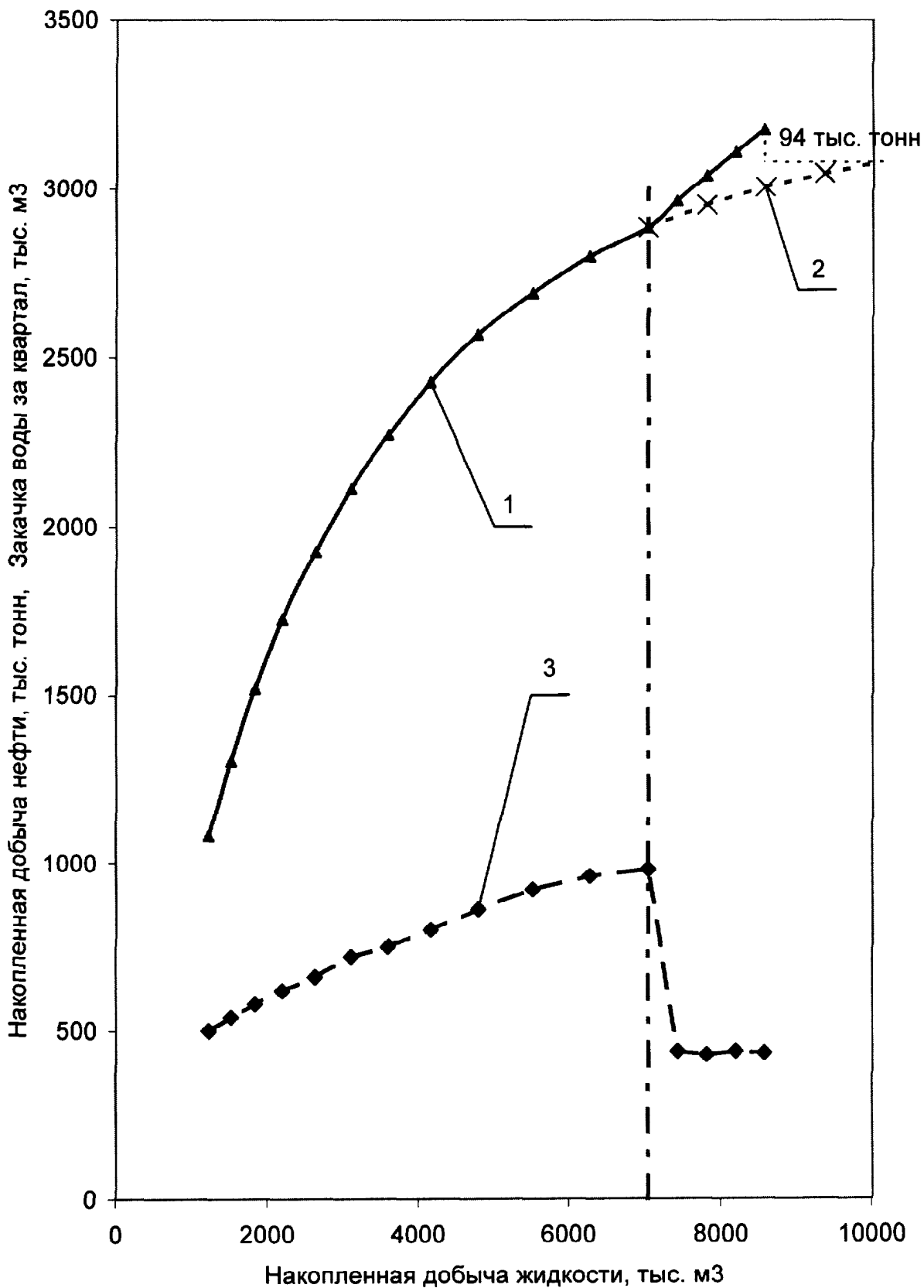
Фиг. 7

Зависимость коэффициента охвата воздействием
(заводнением) от репрессии



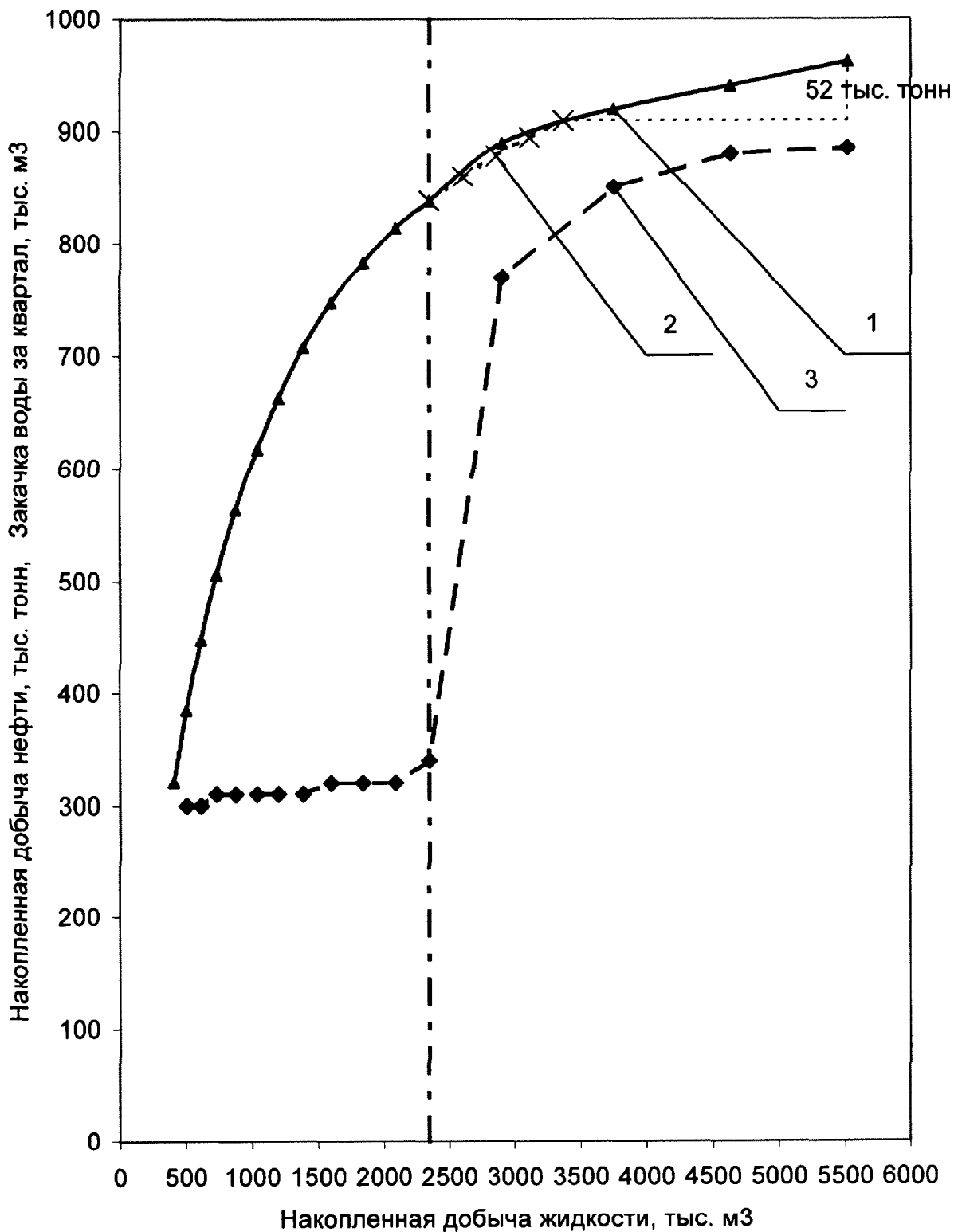
Фиг. 8

Динамика показателей по первому эксплуатационному объекту



Фиг. 9

Динамика показателей по второму эксплуатационному объекту



Фиг. 10