

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **036572**(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.11.25

(21) Номер заявки
201892114

(22) Дата подачи заявки
2017.03.14

(51) Int. Cl. **E21B 43/20 (2006.01)**
C09K 8/58 (2006.01)

(54) СПОСОБ ОБНАРУЖЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ С НИЗКОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИЕЙ

(31) **1604962.9**

(32) **2016.03.23**

(33) **GB**

(43) **2019.04.30**

(86) **PCT/EP2017/056007**

(87) **WO 2017/162489 2017.09.28**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**БП ЭКСПЛОРЕЙШН ОПЕРЕЙТИНГ
КОМПАНИ ЛИМИТЕД (GB)**

(72) Изобретатель:
**Коллинз Иэн Ральф, Коувз Джон
Уильям, Ходжес Майкл Грэм,
Педерсен Кристиан Шак, Салино
Питер Энтони, Уикинг Кристианна
Клэр (GB)**

(74) Представитель:
**Веселицкая И.А., Веселицкий М.Б.,
Кузенкова Н.В., Каксис Р.А., Белоусов
Ю.В., Куликов А.В., Кузнецова Е.В.,
Соколов Р.А., Кузнецова Т.В. (RU)**

(56) **US-A1-2015300149**
WO-A1-2008029124

JAMES SECCOMBE ET AL.: "Improving Waterflood Recovery: LoSal™ EOR Field Evaluation", IMPROVED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, 23 April 2008 (2008-04-23), pages 1-19, XP55366796, Tulsa, Oklahoma, USA "LoSal™ Recovery Mechanism"; page 2; figure 3

MCGUIRE P.L. ET AL.: "Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope", SPE WESTERN REGIONAL MEETING, XX, XX, no. 93903, 30 March 2005 (2005-03-30), pages 1-15, XP002393783, cited in the application, the whole document, in particular: page 2, line 1 - page 3, line 7; figures 5, 6

JIM SECCOMBE ET AL.: "SPE 129692 Demonstration of Low-Salinity EOR at Interwell Scale, Endicott Field, Alaska", IMPROVED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, 28 April 2010 (2010-04-28), pages 1-12, XP055366820, Tulsa, Oklahoma, USA, cited in the application, the whole document

GUO-QING TANG ET AL.: "Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery", 19991201; 19991200, vol. 24, 1 December 1999 (1999-12-01), pages 99-111, XP002336391, cited in the application, the whole document

(57) В изобретении описан способ обнаружения добычи дополнительной нефти из нефтеносного пласта (3), через который проходят по меньшей мере одна нагнетательная скважина (10) и по меньшей мере одна эксплуатационная скважина (1a-1d), при осуществлении которого отбирают фоновую пробу нефти и анализируют ее для установления фоновых отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти; начинают заводнение с низкой минерализацией нагнетанием воды с низкой минерализацией в нефтяной пласт через нагнетательную скважину; извлекают нефть из эксплуатационной скважины; отбирают пробы нефти после заводнения, добытой из эксплуатационной скважины, в течение продолжительного времени; анализируют пробы нефти после заводнения для установления отличительных признаков состава кислородосодержащих органических соединений в нефти после заводнения и идентифицируют различие между одним или более из отличительных признаков состава кислородосодержащих органических соединений после заводнения и фоновыми отличительными признаками состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти, характерное для дополнительной нефти, высвобождаемой заводнением с низкой минерализацией.

B1**036572****036572****B1**

Область техники

Настоящее изобретение относится к мониторингу заводнения с низкой минерализацией в нефтяном пласте.

Уровень техники

На первой стадии добычи углеводородов из пласта (называемой "первичной добычи") углеводородные флюиды вытесняются естественным давлением пласта к эксплуатационной скважине, где эти флюиды могут вытекать или откачиваться к расположенному на поверхности производственному оборудованию. Первичная добыча может продолжаться до тех пор, пока давление пласта превышает давление насыщения пластовой нефти. Если давление пласта падает ниже давления насыщения пластовой нефти, требуется дополнительное пластовое давление для предотвращения выхода газа из раствора в пласте. Как правило, давления пласта хватает для добычи только около 10-20% всей нефти, находящейся в подземном нефтяном пласте. Соответственно, для извлечения нефти из пластов, из которых углеводородные флюиды больше не вытекают под действием естественных сил, применяется технология "вторичного извлечения нефти".

Одним из наиболее эффективных и широко применяемых способов вторичного извлечения нефти является заводнение нефтяного месторождения. Вода обычно нагнетается под давлением в пластовую пористую породу через нагнетательную скважину для поддержания давления пласта и продвигает нефть через пластовую пористую породу к эксплуатационным скважинам. Водой, используемой в заводнении, может быть вода с высокой минерализацией, например морская вода, вода эстуария, вода водоносного горизонта или технологическая вода (вода, отделенная от нефти и газа в производственном оборудовании).

Водой, используемой в заводнении, также может быть вода низкой минерализации. Так, в международной патентной заявке WO 2008/029124 показано, что нефтеотдача пласта, содержащего нефтеносный песчаник, повышается (в сравнении с нагнетанием воды высокой минерализации), когда общее содержание растворенных твердых веществ (ОСРТВ) в нагнетаемой воде составляет от 200 до 12000 об.ч./млн, а отношение содержания многовалентных катионов в нагнетаемой воде к такому же отношению в реликтовой воде, содержащейся в пласте песчаника, составляет менее 1.

Повышение количества нефти, которая может быть извлечена из пластов песчаника благодаря снижению минерализации нагнетаемой воды, было продемонстрировано в лабораторных масштабах (Tang, G.-Q., and Morrow, N.R., "Influence of brine composition and fines migration on crude/brine/rock interactions and oil recovery", Journal of Petroleum Science and Engineering, 1990), скважинными испытаниями с использованием одного маркера (McGuire, P.L., Chatham, J.R., Paskvan, F.K., Sommer, D.M., and Carini, F.H., "Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope", SPE 93903, 2005) и полномасштабными полевыми испытаниями (Seccomb, J., Lager, G., Jhavery, B., Buikema, T., Bassler, S., Denis, J., Webb, K., Cockin, A., and Fueg, E., "Demonstration of Low-Salinity EOR at Interwell Scale, Endicott Field, Alaska", SPE 129692, 2010).

Знание насыщенности нефти и воды является очень важным для управления эксплуатацией выработанного месторождения. Изменения насыщенности в пределах пласта являются индикатором охвата нефтяного пласта вытесняющей нагнетаемой водой, и количества нефти, высвобожденной из пористой пластовой породы. Однако отслеживание изменений насыщенности в нефтяном пласте само по себе не дает информации относительно прироста добычи нефти, происходящего благодаря заводнению с низкой минерализацией.

Способ определения величины прироста нефти, добытой при заводнении с низкой минерализацией, в сравнении с количеством нефти, которая могла бы быть добыта при заводнении с высокой минерализацией, например заводнении морской водой, важен для лучшего управления эксплуатацией заводнения с низкой минерализацией. Он особенно важен, когда заводнение с низкой минерализацией осуществляется методом вторичного извлечения, либо при вводе в разработку новой нефтяной скважины из пласта, либо после первичной добычи под действием естественного давления пласта, поскольку не существует фоновое заводнение с высокой минерализацией, на основании которого можно определить извлечение дополнительной нефти.

Сущность изобретения

В соответствии с первой особенностью настоящего изобретения предложен способ обнаружения добычи дополнительной нефти (нефтеотдачи) из нефтеносного пласта, через который проходит по меньшей мере одна нагнетательная скважина и по меньшей мере одна эксплуатационная скважина, при осуществлении которого

отбирают фоновую пробу нефти и анализируют фоновую пробу нефти для определения фоновых отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти;

начинают заводнение с низкой минерализацией нагнетанием воды с низкой минерализацией в нефтяной пласт через нагнетательную скважину;

извлекают нефть из эксплуатационной скважины;

отбирают пробы нефти после заводнения из эксплуатационной скважины в течение продолжительного времени;

анализируют пробы нефти после заводнения для определения отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти после заводнения;

идентифицируют различие между одной или более группами отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти после заводнения и отличительных признаков фонового состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти, характерное для дополнительной нефти, высвобожженной посредством заводнения с низкой минерализацией.

Путем определения различия между одной или более группами отличительных признаков состава после заводнения для кислородосодержащих органических соединений в нефти и отличительных признаков фонового состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти можно обнаружить высвобождение дополнительной нефти при заводнении с низкой минерализацией. Способ позволяет получить ценную информацию, относящуюся к появлению дополнительной нефти в эксплуатационной скважине.

В соответствии со второй особенностью настоящего изобретения предложен способ обнаружения добычи дополнительной нефти из нефтеносного пласта, состоящего из нескольких слоев пластовой пористой породы, причем через этот пласт проходит по меньшей мере одна нагнетательная скважина, по меньшей мере одна эксплуатационная скважина и по меньшей мере одна наблюдательная скважина, расположенная между нагнетательной скважиной и эксплуатационной скважиной, при осуществлении которого

вводят каротажную аппаратуру в наблюдательную скважину;

нагнетают воду с низкой минерализацией в резервуар через нагнетательную скважину и извлекают нефть из эксплуатационной скважины;

используют каротажную аппаратуру в течение продолжительного времени для определения промежутка t_1 времени между началом нагнетания в пласт воды с низкой минерализацией через нагнетательную скважину(ы) и обнаружением фронта появления воды с низкой минерализацией в наблюдательной скважине;

определяют расстояние L_1 между нагнетательной скважиной(ами) и наблюдательной скважиной и вычисляют скорость v , с которой фронт воды с низкой минерализацией распространяется в нефтяном пласте, где $v=L_1/t_1$;

определяют расстояние L_2 между наблюдательной скважиной и эксплуатационной скважиной(ами) и используют скорость v распространения фронта для прогнозирования момента времени t_2 , когда вода с низкой минерализацией прорвется в эксплуатационную скважину, $t_2=t_1+L_2/v$;

отбирают фоновую пробу нефти из нефтяного пласта и проводят ее анализ для определения отличительных признаков фонового состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти;

отбирают пробы нефти после заводнения, добытой из эксплуатационной скважины(н) в течение продолжительного времени, и проводят анализ проб нефти для определения отличительных признаков состава после заводнения для кислородосодержащих органических соединений в нефти для выявления различий между одной или более группами отличительных признаков состава после заводнения для кислородосодержащих органических соединений в нефти и отличительных признаков фонового состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти, которые характерны для дополнительной нефти, высвобождаемой за счет заводнения с низкой минерализацией;

повышают частоту отбора проб добываемой нефти после заводнения по мере приближения к наступлению прогнозируемого момента времени t_2 , когда нагнетаемая вода с низкой минерализацией прорывается в эксплуатационную скважину, и используют выявленное различие между отличительными признаками состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти после заводнения и фоновых отличительных признаков состава для определения момента времени, когда дополнительная нефть прорывается в эксплуатационную скважину.

Благодаря использованию наблюдательной скважины для определения момента времени, когда вода с низкой минерализацией прорывается в эксплуатационную скважину, пробы нефти после заводнения могут с большей эффективностью отбираться в период времени вблизи прогнозируемого момента времени. Таким образом, например, не потребуется отбор проб, в которых нет необходимости.

Другие признаки и преимущества изобретения будут ясны из следующего далее описания предпочтительных вариантов выполнения изобретения, приведенных в качестве примера, со ссылками на приложенные чертежи.

Краткое описание чертежей

На фиг. 1 представлен схематичный чертеж, иллюстрирующий систему вытеснения сырой нефти из пласта, которая может быть перестроена в соответствии с вариантами выполнения изобретения;

на фиг. 2 представлена блок-схема, иллюстрирующая способ обнаружения добычи дополнительной нефти из нефтеносного пласта;

на фиг. 3 представлена система для осуществления любого из способов, предложенных в настоящем изобретении;

на фиг. 4 представлена блок-схема, иллюстрирующая метод обратной адаптации моделирования пласта с низкой минерализацией к данным измерения пласта;

на фиг. 5 представлен схематичный чертеж, показывающий расположение наблюдательной скважины между нагнетательной скважиной и эксплуатационной скважиной;

на фиг. 6 представлена блок-схема, иллюстрирующая способ обнаружения добычи дополнительной нефти из нефтеносного резервуара, состоящего из нескольких слоев пластовой пористой породы, когда через пласт проходит по меньшей мере одна нагнетательная скважина, по меньшей мере одна эксплуатационная скважина и по меньшей мере одна наблюдательная скважина, расположенная между нагнетательной скважиной и эксплуатационной скважиной;

на фиг. 7 представлены данные масс-спектрометрии ионно-циклотронного резонанса с Фурье-преобразованием (FT-ICR-MS - от англ. Fourier Transform Ion Cyclotron Resonance Mass Spectrometry), демонстрирующие зависимость углеродного числа (размер молекулы) от эквивалентной массы преполимера, содержащей 1 моль виниловых связей (DBE - от англ. Double Bond Equivalent) для гомологических соединений класса $C_xH_yO_2$ для проб нефти, отобранных в ходе эксперимента по заводнению керна (Пример 3);

на фиг. 8 представлены данные время-пролетной масс-спектрометрии высокого разрешения (HR-TOF-MS - от англ. High Resolution Time-of Flight Mass Spectrometry), демонстрирующие зависимость углеродного числа (размер молекулы) от эквивалентной массы преполимера, содержащей 1 моль виниловых связей (DBE) для гомологических соединений класса $C_xH_yO_2$ для проб нефти, отобранных в ходе эксперимента по заводнению керна (Пример 3); и

на фиг. 9 представлены данные HR-TOF-MS данные, демонстрирующие углеродное число (размер молекулы) для гомологических соединений класса $C_xH_yO_2$ с величинами DBE, равными 1.

Определения

В приведенном ниже описании используются следующие термины.

"Дополнительная нефть" представляет собой добавочную нефть, извлекаемую за счет нагнетания воды с низкой минерализацией поверх обычной нагнетаемой воды с высокой минерализацией.

"Фоновая проба нефти" представляет собой пробу "подвижной нефти". Термин "подвижная нефть" хорошо известен специалистам и относится к нефти, которая может естественным образом перемещаться в пласте.

"Проба нефти после заводнения" является пробой нефти, отбираемой после начала нагнетания в нагнетательную скважину воды с низкой минерализацией.

"Отличительные признаки состава для кислородосодержащих органических соединений" представляют относительное количество одного или более кислородосодержащих органических соединений в нефти.

"Масс-спектрометрия высокого разрешения (МСВР)" представляет собой масс-спектрометрический анализ, позволяющий получить спектры величины отношения масса/заряд (m/z) с точностью до четырех знаков.

Выражение "нефтеносная зона, перемещаемая вытесняющим агентом" хорошо известно специалистам и означает часть нефтеносного пласта, где повышена насыщенность нефтью за счет использования технологии повышения нефтеотдачи в отношении неподвижной нефти.

Термин "вода с низкой минерализацией" означает воду с ОСРТВ в интервале от 200 до 12000 частей на миллион по объему (ppmv), предпочтительно от 500 до 10000 ppmv, более предпочтительно от 500 до 5000 ppmv, в частности, от 500 до 2000 ppmv, имеющую содержание поливалентных катионов менее содержания поливалентных катионов в реликтовой воде нефтяного пласта. Единица "ppmv" соответствует единице "мг/л". Для специалиста должно быть понятно, что вода с низкой минерализацией обладает малой ионной силой, например имеет ионную силу менее 0,15 моль/л, в частности, менее 0,1 моль/л.

Термин "вода с высокой минерализацией" означает воду с минерализацией, составляющей по меньшей мере 15000 ppmv, предпочтительно по меньшей мере 20000 ppmv, более предпочтительно по меньшей мере 30000 ppmv, в частности, минерализацией в интервале от 30000 до 350000 ppmv. Водой с высокой минерализацией может быть морская вода, вода эстуария, минерализованная вода, минерализованная попутно добываемая пластовая вода, минерализованная вода водоносного горизонта или их смеси.

"Вторичное заводнение" означает заводнение, происходящее либо после извлечения нефти из нефтяного пласта под действием естественного давления резервуара (т.н., "первичная добыча"), либо при начале добычи нефти из нефтяного пласта (с пропуском первичной добычи).

"Третичное заводнение с низкой минерализацией" представляет собой заводнение с низкой минерализацией, выполняемое после вторичного заводнения с высокой минерализацией.

Подробное описание осуществления изобретения

На фиг. 1 представлен схематичный чертеж, упрощенно показывающий систему 100 добычи сырой нефти из шельфового нефтяного месторождения. Как показано на чертеже, для добычи нефти по меньшей мере из одного геологического горизонта, образующего нефтяной пласт 3, используются несколько эксплуатационных скважин 1a-1d. Каждая эксплуатационная скважина 1a, 1b, 1c, 1d имеет установленную в ней насосно-компрессорную колонну 5a, 5b, 5c, 5d и оборудована соответственно устьевой арматурой 9a, 9b, 9c, 9d. Соответственно насосно-компрессорная колонна каждой эксплуатационной скважи-

ны служит для транспортирования флюидов, включая сырую нефть, добываемых из нефтяного пласта 3, к устьевой арматуре. От устьевой арматуры 9a, 9b, 9c, 9d извлеченные флюиды передаются в выкидную линию 7a, 7b, 7c, 7d, проходящую к коллектору 8, соединяющему выкидные линии с главным промысловым трубопроводом 11, передающим добытые флюиды к производственному оборудованию 13, расположенному на платформе или плавучей установке для добычи, хранения и отгрузки нефти (FPSO - от англ. Floating Production, Storage and Offloading), по райзеру 17. Кроме того, к главному промысловому трубопроводу 11 может быть присоединен дополнительный нефтяной пласт (один или несколько нефтяных пластов, каждый из которых имеет несколько эксплуатационных скважин), например, обобщенно показанный частью 15. Система 100 добычи сырой нефти также включает по меньшей мере одну, предпочтительно несколько нагнетательных скважин 10 для нагнетания вытесняющей жидкости на водной основе (нагнетаемой воды) в геологический горизонт нефтяного пласта 3 (аналогично, дополнительный(е) нефтяной(ые) пласт(ы) части 15 каждый имеет по меньшей мере одну нагнетательную скважину, предпочтительно несколько нагнетательных скважин). Первая главная нагнетательная линия 12 для воды высокой минерализации под давлением (например, морской воды или попутной пластовой воды, отделенной от сырой нефти в производственном оборудовании 13) и вторая главная нагнетательная линия 14 для воды низкой минерализации под давлением (получаемой с использованием опреснительного оборудования, расположенного на платформе или FPSO) проходят от производственного оборудования 13 к подводному коллектору 16 для подвода к нефтяному пласту 3. В некоторых системах добычи сырой нефти имеется одна главная нагнетательная линия, которая может быть использована для воды с низкой и высокой минерализацией. Специальная нагнетательная линия(ии) 18 проходит от подводного коллектора 16 к нагнетательной скважине(ам) для нефтяного пласта 3. Более того, первая и вторая главные нагнетательные линии 12, 14 могут вести к одному или более дополнительному коллектору(ам) 20 для каждого из дополнительного нефтяного пласта(ов) части 15. Для управления работой клапанов коллектора(ов) 16, 20 используется контроллер (не показан) так, что специальные нагнетательные линии 18 могут переключаться между приемом воды низкой минерализации высокого давления и воды высокой минерализации высокого давления.

Хотя на фиг. 1 показана устьевая арматура 9a, 9b, 9c, 9d эксплуатационных скважин 1a, 1b, 1c, 1d, находящихся на морском дне на мелководье, насосно-компрессорные колонны могут быть присоединены к устьевой арматуре, расположенной на платформе. Аналогично, нагнетательные колонны нагнетательных скважин 10 могут быть соединены с устьевой арматурой, расположенной на платформе. Соответственно в таком случае не потребуются подводные выкидные линии 7a-7d или коллектор 8.

Каждый нефтяной пласт 3 включает по меньшей мере один геологический горизонт, обладающий пористостью и проницаемостью, например песчаник.

Система вытеснения сырой нефти системы 100 добычи обычно содержит оборудование, предназначенное для нагнетания вытесняющей жидкости на водной основе (нагнетаемой воды), например морской воды или воды с низкой минерализацией, в один или более нефтеносных пластов 3. Например, система вытеснения обычно содержит одну или более нагнетательных скважин 10 для вытесняющей жидкости на водной основе (как показано на фиг. 1), одну или более нагнетательных линий для вытесняющей жидкости на водной основе и контроллер, приспособленный для управления нагнетанием вытесняющей жидкости на водной основе. Система вытеснения также может содержать оборудование, связанное с обработкой вытесняющей жидкости на водной основе, подготавливаемой для нагнетания, например опреснительное оборудование.

Хотя система 100 добычи сырой нефти, показанная на фиг. 1, предназначена для морского нефтепромысла, настоящее изобретение также может быть использовано в наземной системе добычи сырой нефти.

Вытесняющая жидкость на водной основе нагнетается нагнетательным оборудованием системы вытеснения сырой нефти в ее нагнетательную скважину(ы) 10. Далее вытесняющая жидкость на водной основе проходит через геологический горизонт, в котором находится сырая нефть и пластовые воды, в результате чего сырая нефть вытесняется из порового пространства геологического горизонта. Далее нефть может быть перемещена через пласт в эксплуатационную скважину 1a-1d, которая находится на расстоянии от нагнетательной скважины 10 и из которой извлекается нефть.

Посредством идентификации изменений в отличительных признаках химического состава нефти, получаемой из эксплуатационной скважины 1a-1d, можно обнаружить высвобождение дополнительной нефти во время заводнения с низкой минерализацией. Это возможно в связи с тем, что определенные изменения отличительных признаков состава нефти указывают на дополнительную нефть. Таким образом, в настоящем изобретении предлагаются средства для получения ценной информации, относящейся к появлению дополнительной нефти в эксплуатационной скважине 1a-1d. В частности, также возможно обнаружить прорыв воды с низкой минерализацией в эксплуатационную скважину 1a-1d в ходе заводнения с низкой минерализацией.

Соответственно на фиг. 2 представлена блок-схема способа 200 обнаружения добычи дополнительной нефти из нефтеносного пласта 3, через который проходит по меньшей мере одна нагнетательная скважина 10 и по меньшей мере одна эксплуатационная скважина 1a-1d. На шаге 202 способ включает

отбор фоновой пробы нефти и анализ фоновой пробы нефти для определения фоновых отличительных признаков состава кислородосодержащих органических соединений в нефти. Фоновые отличительные признаки состава могут быть установлены различными подходящими способами, более подробно описанными ниже.

Могут быть отобраны несколько фоновых проб подвижной нефти для определения устойчивых фоновых отличительных признаков состава кислородосодержащих органических соединений в подвижной нефти. Например, может быть вычислена средняя величина, например среднее арифметическое, фоновых отличительных признаков. Представляется, что одна или более из этих фоновых проб подвижной нефти может быть отброшена в случае загрязнения нефтяной пробы, например, буровыми растворами или растворами для заканчивания скважины, используемыми при бурении и заканчивании эксплуатационной скважины 1a-1d. Поэтому может быть предпочтительным отбор фоновых проб нефти несколько дней или недель после начала добычи нефти из эксплуатационной скважины 1a-1d.

В случае третичного заводнения с низкой минерализацией фоновая проба подвижной нефти может быть получена из пласта 3 во время первичной добычи, во время обычного заводнения водой с высокой минерализацией, например морской водой, либо может представлять пробу нефти после заводнения из области пласта, в который еще только должна проникнуть нагнетаемая вода с низкой минерализацией.

В случае вторичного заводнения с низкой минерализацией фоновая проба подвижной нефти может быть извлечена из нефтяного пласта 3 во время первичной добычи (если этот этап не исключен) либо это может быть проба нефти, отобранная после заводнения из области пласта, в который еще только должна проникнуть нагнетаемая вода с низкой минерализацией. Например, проба нефти после заводнения может быть отобрана либо из области пласта, в который еще только должна проникнуть нагнетаемая вода с низкой минерализацией, либо, в случае пары нагнетательной и эксплуатационной скважин, может быть извлечена из эксплуатационной скважины во время начальной фазы вторичного заводнения с низкой минерализацией, т.е. перед тем, как фронт заводнения с низкой минерализацией успеет пройти значительное расстояние через нефтяной пласт от нагнетательной скважины к эксплуатационной скважине.

На шаге 204 заводнение с низкой минерализацией начинается, когда вода с низкой минерализацией нагнетается в нефтяной пласт 3 из нагнетательной скважины 10. На шаге 206 флюиды, включающие сырую нефть, извлекаются из нагнетательной скважины 1a-1d. На шаге 208 одна или более проб добытых флюидов после заводнения отбираются из флюидов, добытых из эксплуатационной скважины 1a-1d в течение продолжительного времени. Способы отбора проб добываемых флюидов хорошо известны специалисту. Например, пробы после заводнения могут быть взяты внутри скважины в эксплуатационной скважине 1a-1d, в устьевой арматуре 9a-9d, из выкидной линии 7a-7d, или в коллекторе 8. Пробы добываемых флюидов после заводнения могут находиться под повышенным давлением либо при нормальном давлении.

Как правило, пробы добываемых флюидов после заводнения отделяются в лаборатории, расположенной либо вне производственного объекта, либо в нем. В случае проб под давлением пробы после заводнения разделяют на газовую фазу, нефтяную фазу и водную фазу и пробы нефти после заводнения отбирают из отделенной нефтяной фазы. В случае пробы под нормальным давлением пробы после заводнения разделяют на нефтяную фазу и водную фазу и пробы нефти после заводнения отбирают из отделенной нефтяной фазы.

Пробы добытых флюидов из эксплуатационной скважины 1a-1d после заводнения (а, значит, и пробы нефти после заводнения) могут отбираться либо непрерывно, либо с перерывами. Если пробы добываемых флюидов после заводнения (а, значит, пробы нефти после заводнения) отбираются с перерывами, частота выборки со временем может увеличиваться к моменту, когда ожидается прорыв дополнительной нефти в эксплуатационную скважину. Как было показано выше, первые пробы нефти после заводнения, взятые перед прорывом дополнительной нефти в эксплуатационную скважину, могут быть использованы в качестве фоновых проб нефти. На шаге 210 выполняется анализ пробы(б) нефти после заводнения для определения отличительных признаков состава после заводнения для кислородосодержащих органических соединений в нефти.

На шаге 212 определяют различие между одним или более отличительными признаками состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти после заводнения и фоновых отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти, которое характерно для дополнительной нефти, высвобождаемой за счет заводнения с низкой минерализацией. Было установлено, что различие в отличительных признаках состава для кислородосодержащих органических соединений наблюдается при прорыве дополнительной нефти, обусловленном заводнением с низкой минерализацией, в эксплуатационную скважину 1a-1d. Таким образом, изменения в кислородосодержащих органических соединениях в нефти служат демаскирующим или отличительным признаком высвобождения дополнительной нефти во время заводнения с низкой минерализацией. Шаги 210 и 212 способа будут рассмотрены далее более подробно, применительно к аналитическим методам масс-спектрометрии высокого разрешения (МСВР).

Различие между отличительными признаками состава после заводнения может быть установлено различными подходящими способами. Например, когда фоновые отличительные признаки состава и от-

личительные признаки состава после заводнения могут быть выражены в виде одного числа, различие может выражаться увеличением, уменьшением или изменением. Например, обнаруженным различием может быть увеличение, уменьшение или изменение, составляющее по меньшей мере 75%, по меньшей мере 50%, по меньшей мере 25% или по меньшей мере 10%.

Настоящее изобретение обеспечивает лучшее управление заводнением с низкой минерализацией и, тем самым, позволяет оптимизировать извлечение из нефтяного пласта дополнительной нефти. Например, идентификация различия между одним или более из отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти после заводнения и фоновых отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти, которое характерно для дополнительной нефти, высвобождаемой за счет заводнения с низкой минерализацией, может быть использована

в качестве средства наблюдения для обнаружения перемещения дополнительной нефти через пласт во время заводнения с низкой минерализацией;

для подтверждения того, что дополнительная нефть была добыта из эксплуатационной скважины;

для определения момента прекращения нагнетания воды с низкой минерализацией в нагнетательную скважину и момента начала нагнетания воды с низкой минерализацией в другую нагнетательную скважину;

для определения расположения скважин, уплотняющих первоначальную сетку размещения скважин, для оптимизации продвижения по нефтяному пласту воды с низкой минерализацией или

для количественной оценки объема дополнительной нефти, добываемой благодаря заводнению с низкой минерализацией.

Например, может быть установлено, что количество дополнительной нефти, добытой за счет заводнения с низкой минерализацией, относительно мало, и определено, что более рентабельно вместо этого начать заводнение с высокой минерализацией.

Отличительные признаки состава для кислородосодержащих органических соединений в фоновых пробах нефти и пробах нефти после заводнения могут быть сгенерированы с использованием любых подходящих аналитических методов, в частности масс-спектрометрии высокого разрешения (МСВР). В одном примере масс-спектрометр высокого разрешения может быть частью соответствующим образом расположенного измерительного оборудования 22, как это показано на фиг. 1. Это измерительное оборудование может входить в состав производственного оборудования (например, находится на платформе или FPSO) или располагаться в удаленной лаборатории. Данные, получаемые измерительным оборудованием 22, могут быть проанализированы на месте или удаленно.

При использовании МСВР разрешение может выражаться как $(m/\Delta m)$, где Δm представляет собой ширину пика на высоте, составляющей определенную долю максимальной высоты пика. Согласно общепринятому правилу, хорошо известному специалистам, Δm определяется как полная ширина пика на высоте, составляющей половину его максимальной высоты (ПШПВ). Масс-спектрометр высокого разрешения, используемый в настоящем изобретении, обычно имеет разрешение более 50000 ПШПВ, предпочтительно более 100000 ПШПВ при величине отношения m/z , равной, например, 400. Высокора разрешающие масс-спектрометры, подходящие для использования в настоящем изобретении, включают масс-спектрометры ионно-циклотронного резонанса с Фурье-преобразованием (FT-ICR), время-пролетные масс-спектрометры высокого разрешения (HR-TOF), секторные масс-анализаторы, использующие статический электрический сектор или магнитный сектор, или их комбинацию, в качестве масс-анализатора, или масс-спектрометры с ионной ловушкой (IT - от англ. ion trap).

Обычно далее выполняется нормализация интенсивности числовых m/z данных (где m обозначает массу, а z - заряд) относительно суммарной интенсивности выбранного класса гомологических органических соединений (предпочтительно относительно суммарной интенсивности специфичных DBE последовательностей внутри выбранного класса гомологических органических соединений) с генерированием таблицы данных, содержащей данные нормализованной относительной интенсивности для назначенных органических ионов. Класс или ряд гомологических органических соединений, используемых для нормализации интенсивности, может зависеть от типа нефти, образцы которой отобраны, и способа ионизации, использованного для масс-спектрального анализа. Обычно класс или ряд гомологических органических соединений, используемых для нормирования по интенсивности, представляет собой распространенный и стабильный класс или ряд гомологических органических соединений, естественно находящихся в нефти, которые не испытывают существенных изменений интенсивности во время заводнения с низкой минерализацией и, в частности, не меняют существенно интенсивности при прорыве дополнительной нефти. В частности, в пробы сырой нефти могут быть добавлены один или более внутренних стандартов в известной концентрации(ях), что позволяет сравнивать анализируемые пробы в разное время, используя один и тот же прибор, или пробы, анализируемые разными приборами. Примером подходящего внутреннего стандарта является фторированное органическое соединение, например фторированная кислота, поскольку фторированные органические соединения в природной сырой нефти не встречаются. Преимуществом использования фторированного органического соединения также является и то, что фтор имеет другой дефект массы по сравнению с водородом, в результате чего пики ионизированного

фторированного органического соединения находятся в другой области m/z спектра масс, нежели пики ионизированных органических соединений, входящих в состав сырой нефти. Для специалиста должно быть понятно, что добавление внутреннего стандарта(ов) в пробы нефти позволит повысить точность нормирования интенсивности числовых данных m/z . При этом нормирование интенсивности может быть выполнено относительно интенсивности внутреннего стандарта(ов)

Таким образом создаются таблицы нормированных числовых данных для фоновой пробы нефти и для проб нефти после заводнения. Может быть проанализирована одна или более подгрупп этих таблиц данных для идентификации различий в отличительных признаках состава для кислородосодержащих соединений проб нефти после заводнения, в сравнении с фоновым образцом нефти, характерных для до-полнительной нефти, высвобождаемую при заводнении с низкой минерализацией. Предпочтительно одна или более подгрупп таблиц данных используются для построения массива зависимостей, сравнение которых позволяет идентифицировать любые изменения отличительных признаков состава кислородосодержащих органических соединений.

Предпочтительно методы ионизации, используемые в МСВР исследовании, обеспечивают ионизацию кислородосодержащих органических соединений для получения заряженных молекул (ионов) и минимизируют фрагментацию этих ионов.

Кислородосодержащие соединения, находящиеся в сырой нефти, обычно разделяются на:

1) кислые соединения, например линейные алифатические карбоновые кислоты, разветвленные алифатические карбоновые кислоты, моноциклические нафтенновые кислоты, бициклические нафтенновые кислоты, полициклические нафтенновые кислоты, ароматические кислоты, бициклические ароматические кислоты, полициклические ароматические кислоты, фенолы и крезолы; и

2) некислые соединения, например эфиры, альдегиды, кетоны, бензофураны и дибензофураны.

Для ионизации кислородосодержащих органических соединений могут быть использованы любые подходящие способы ионизации, включая ионизацию электрораспылением отрицательных ионов (ESI(-) - electrospray ionization(-)), способную ионизировать кислородосодержащие органические соединения, например фенолы и карбоновые кислоты, и азотосодержащие соединения, например пирролы и пирролидины; ионизацию электрораспылением положительных ионов (ESI(+)) - electrospray ionization(+)), способную ионизировать азотосодержащие органические соединения, например амины и пиридины, и серосодержащие органические соединения; фотоионизацию отрицательных ионов при атмосферном давлении (APPI(-) - atmospheric pressure photoionisation(-)), способную ионизировать ароматические углеводороды, фенолы, пирролы, карбоновые кислоты и серосодержащие углеводороды; и фотоионизацию положительных ионов при атмосферном давлении (APPI(+)) - atmospheric pressure photoionisation(+)), способную ионизировать ароматические углеводороды, некислые кислородосодержащие органические соединения, фенолы, крезолы, пирролы, пиридины и серосодержащие углеводороды, например тиофены. Каждый из других использованных способов ионизации дает другой спектр, характеризующий пробу нефти. В варианте выполнения изобретения в масс-спектральном анализе проб нефти предпочтительно используется один способ ионизации, а именно ESI(-).

При использовании ESI(-) напряжение на входе масс-спектрометра устанавливается так, чтобы ионизировать молекулы пробы при инъекции в источник ионизации, но без их заметной фрагментации. Напряжения, используемые в МСВР, при которых достигается ионизация, но минимальна фрагментация, хорошо известны специалистам в данной области.

При использовании APPI ионизация достигается иным механизмом. Обычно проба подвергается облучению ультрафиолетовым излучением, приводящим к возбуждению молекул в пробе нефти с потерей молекулами электронов и образованием радикал-катионов. Ионы могут также генерироваться непрямым путем, через возбуждение легирующей примеси, например толуола, который может быть добавлен в пробу нефти.

Предпочтительно перед ионизацией пробы нефти разбавляются органическим растворителем или смесью органических растворителей. Предпочтительные растворители для ионизации способом ESI(-) включают смеси ароматических растворителей (например, бензола, толуола или ксилола, предпочтительно толуола или ксилола) со спиртом (например, метанолом, этанолом или 2-пропанолом, предпочтительно метанолом). Предпочтительно ароматический растворитель и спирт смешиваются в соотношении от 1:1 до 3:1, в частности примерно 1,5:1. Опционально, в смесь растворителей добавляется основа, способствующая ионизации кислородосодержащих органических растворителей. Предпочтительные основы включают растворы аммиака или гидроокиси аммония. Предпочтительно концентрация аммиака в смеси растворителя составляет от 0,1 до 2 об.% (исходя из добавления 35% по объему раствора аммиака в спирт, например метанол, этанол или 2-пропанол).

Разбавленные пробы нефти могут быть введены в масс-спектрометр с использованием любого подходящего способа введения, включая непосредственное нагнетание, или, в случае жидкостной хромато-масс-спектрологии (ЖХ/МС), использования анализа с вводом пробы в поток (FIA -от англ. flow injection analysis), путем удаления колонны для жидкостной хроматографии и введения пробы в непрерывный поток несущей текучей среды, предпочтительно жидкость-носитель. Жидкостью-носителем для ЖХ/МС спектрометра может быть органический растворитель, а подходящие органические растворители хорошо

известны специалистам.

Когда в качестве аналитического метода используется МСВР, изменения в отличительных признаках состава для кислородосодержащих органических соединений, указывающие на высвобождение дополнительной нефти при заводнении с низкой минерализацией, включают одно или более из следующего:

1) увеличение полной нормированной интенсивности сигнала класса гомологических соединений с общей формулой $C_xH_yO_n$, в которой x - целое число в интервале от 5 до 100, предпочтительно от 8 до 75, более предпочтительно от 8 до 60, в частности от 10 до 45; y - целое число $\leq 2x+2$; а n - целое число в интервале от 1 до 10, предпочтительно от 1 до 5, более предпочтительно от 1 до 3, в частности 2;

2) уменьшение интенсивности взвешенной величины эквивалентной массы преполимера (DBE) для класса гомологических соединений с общей формулой $C_xH_yO_n$, в которой x , y и n определены выше;

3) увеличение полной нормированной интенсивности сигнала класса гомологических соединений с общей формулой $C_xH_yO_n$ (DBE = 1), в которой x , y и n определены выше.

Надежность использования изменений в кислородосодержащих соединениях, служащих демаскирующим или отличительным признаком извлекаемой дополнительной нефти во время заводнения с низкой минерализацией, нарастает с повышением специфичности класса гомологических соединений. Например, увеличение отношения полных интенсивностей сигнала класса гомологических соединений с общей формулой $C_xH_yO_n$ (DBE = 1), в которой x , y и n определены выше, а $n=2$, может служить характерным индикатором дополнительной нефти, высвобождаемой во время заводнения с низкой минерализацией.

Специалистам известно, что параметр DBE выражает степень ненасыщенности органического соединения. Присвоение величин DBE каждой из формул, исходя из m/z численных значений массового спектра является общепринятым методом анализа. DBE, равная 1, соответствует либо одной π -связи ($C=C$ связи или $C=O$ связи), либо одному замкнутому полностью насыщенному кольцу. Можно заметить, что насыщенные алифатические монокарбоновые кислоты и насыщенные кетоны имеют DBE, равную 1; моноциклические нафеновые кислоты, имеющие единственную карбоксилатную функциональную группу и не имеющие центров этиленовой ненасыщенности, имеют DBE, равную 2; фенол и метилфенол (крезол) имеют DBE = 4; бензойная кислота и фенилуксусная кислота имеют DBE = 5; и бензофуран имеет DBE+6. Таким образом, уменьшение взвешенной по интенсивности величины DBE для класса гомологических соединений с общей формулой $C_xH_yO_n$, в которой x , y и n определены выше, служит свидетельством высокой степени насыщения кислородосодержащих органических соединений в дополнительной нефти, появляющейся в результате заводнения с низкой минерализацией.

Показанная на фиг. 3 система 300 может быть использована для определения извлечения дополнительной нефти из эксплуатационной скважины 1a-1d. Система 300 включает компонент 304 масс-спектрометра высокого разрешения (МСВР), который может анализировать спектры проб нефти, полученные с использованием МСВР оборудования. В одном примере МСВР оборудование может быть частью соответственно расположенного измерительного оборудования 22, показанного на фиг. 1 и 3.

В одной схеме построения, компонент 304 МСВР анализа выполнен системой 300 обработки, содержащей обычную операционную систему и системную шину, соединенную с центральным процессором (ЦП) 318, твердым диском 316, оперативной памятью (ОЗУ) 328, сопрягающими устройствами 320 ввода/вывода и сети, обеспечивающими соединение с устройствами ввода/вывода пользователя и соединение с другими устройствами сети 322. ОЗУ 328 содержит ПО 302 операционной системы, которое управляет известным образом низкоуровневой работой системы 300 обработки данных. ОЗУ 328 содержит компонент 304 МСВР анализа, компонент 306 режима работы и модель 308 нефтяного пласта в процессе работы. Конфигурация каждого из этих компонентов может быть изменена по результатам измерений и/или заданным данным, хранящимся в базе данных (БД) 326 или другом компоненте памяти, функционально связанным или соединенным с системой 300 обработки.

Данные измерений, полученные приемными средствами системы 300, основаны на измеренных характеристиках нефтяного пласта 3 и вытесняющей жидкости на водной основе, как будет показано ниже. Данные измерений могут содержать конкретные измеренные величины, непосредственно полученные надлежащим образом размещенным измерительным оборудованием 22, например измерительным оборудованием, содержащим МСВР оборудование и, опционально, конкретные измеренные величины, непосредственно полученные каротажным зондом внутри соответственно расположенной наблюдательной скважины, который может, например, измерять водонасыщенность пласта или минерализацию воды, содержащейся в резервуаре. Другие данные измерений могут содержать соотношения значений характеристик либо могут содержать величины, полученные от независимых измерений характеристик согласно известным методам. При этом необработанные измерения характеристик могут быть, при необходимости или предпочтительно, обработаны с использованием подходящего программного обеспечения посредством ЦП 318 системы 300 для получения данных измерений, пригодных для введения в модель 308 пласта, компонента 304 МСВР или компонента 306 режима работы. Такая обработка может включать просто преобразование единиц измерения или создание требуемого соотношения измеренных величин.

Система 300 может быть функционально присоединена к контроллеру 324 системы вытеснения сырой нефти из пласта, например, посредством сети 322. Контроллер 324 системы вытеснения автоматически настраивается на один или более режимов работы, определяемых системой 300; контроллер 324 при этом приспособлен использовать один или более режимов работы.

Способ 200, показанный на фиг. 2, может быть полностью или частично реализован системой 300. Данные измерений, относящиеся к фоновым пробам нефти или пробам нефти после заводнения, могут быть получены измерительным оборудованием 22, присоединенным к сетевому сопрягающему устройству 320. Например, данные МСВР могут быть получены системой 300 и сохранены на жестком диске 316. Компонент 304 МСВР анализа содержит ПО, выполняемое ЦП 318 для анализа данных от МСВР оборудования для определения отличительных признаков состава пробы нефти. Таким образом, компонент 304 МСВР анализа анализирует или управляет данными, ассоциированными с фоновой пробой(ами) нефти или пробой(ами) нефти после заводнения. Данные могут быть опционально выведены на монитор компьютера или сохранены для дальнейшего использования.

Компонент 304 МСВР анализа также может быть запрограммирован для идентификации различий между одними или более отличительными признаками состава кислородосодержащих органических соединений в нефти после заводнения и фоновыми отличительными признаками состава кислородосодержащих органических соединений в нефти, характерных для дополнительной нефти, высвобождаемой за счет заводнения с низкой минерализацией. В альтернативном случае такая идентификация может быть выполнена вручную.

При третичном заводнении с низкой минерализацией, изменения отличительных признаков состава кислородосодержащих органических соединений обычно происходят в вытесняемой нефтяной зоне, которая прорывается в эксплуатационную скважину 1a-1d. Соответственно, изменения в отличительных признаках состава кислородосодержащих органических соединений в нефти могут быть использованы в качестве инструмента наблюдения в ходе заводнения с низкой минерализацией для определения момента, когда вытесняемая нефтяная зона достигнет эксплуатационной скважины 1a-1d. Как правило, достижение нефтяной зоной эксплуатационной скважины соответствует увеличению отношения нефть/вода в текущих средах, добываемых из скважины.

Специалисту должно быть понятно, что, когда заводнение с низкой минерализацией выполняется при третичном способе извлечения после обычного заводнения водой с высокой минерализацией, подвижная нефть уже в значительной мере вытеснена из нефтяного пласта так, что вода с низкой минерализацией служит для высвобождения с поверхности пластовой пористой породы сцепившейся с ней нефтью и перемещения образовавшейся подвижной зоны к эксплуатационной скважине. В отличие от этого, когда заводнение с низкой минерализацией выполняется при вторичном способе извлечения, функцией воды низкой минерализации является перемещение подвижной нефти (т.е. нефти, которая была бы извлечена с использованием обычного заводнения с высокой минерализацией) перед водой с низкой минерализацией к эксплуатационной скважине и высвобождение сцепившейся дополнительной нефти от поверхности пластовой пористой породы. Не вдаваясь в теорию вопроса, тем самым формируется перемещающаяся зона дополнительной нефти между фронтом заводнения с низкой минерализацией и задним фронтом подвижной нефти, тем самым продлевая период добычи обезвоженной нефти перед прорывом нагнетаемой воды в эксплуатационную скважину (в сравнении с периодом добычи обезвоженной нефти при обычном заводнении с высокой минерализацией). Между вытесняемой нефтяной зоной и подвижной нефтью может происходить дисперсионное смешивание. Соответственно, различие в отличительных признаках состава кислородосодержащих органических соединений при прорыве дополнительной нефти в эксплуатационной скважине может быть менее заметным при вторичном способе извлечения, чем в третичном способе извлечения. Поэтому для вторичного заводнения с низкой минерализацией может потребоваться более частый отбор проб и анализ добываемой нефти, чем для третичного заводнения с низкой минерализацией.

Специалисту должно быть также понятно, что количество дополнительной нефти, которая потенциально может быть добыта из нефтяного пласта во время заводнения с низкой минерализацией, может быть определено путем (1) взятия столбика керна из пробы пластовой пористой породы и выполнения эксперимента с заводнением керна, с использованием фонового вторичного заводнения с высокой минерализацией, например заводнения морской водой, с последующим третичным заводнением с низкой минерализацией, или (2) взятия двух "родственных столбиков" керна из пробы пластовой пористой породы и выполнения вторичного заводнения с низкой минерализацией на первом столбике керна и вторичного фонового заводнения с высокой минерализацией на втором столбике керна. Под "родственными столбиками" понимаются образцы породы, отобранные от части керна с аналогичными свойствами породы. Эти эксперименты с заводнением керна могут быть проведены либо в условиях нефтяного пласта, либо в упрощенных условиях. В упрощенных условиях эксперимента по заводнению керна используются текучие среды без свободного газа (сырая нефть и воды, не содержащие никакого газа), в то время как в испытании по заводнению керна в условиях нефтяного пласта используются текучие среды со свободным газом (сырая нефть и воды, соединенные с газом, имеющим такой же или аналогичный состав, что и газ, отделенный от добываемых флюидов в производственном оборудовании). В обоих случаях пробы сырой

нефти предпочтительно отбирают из того же нефтяного пласта, что и пробы пластовой пористой породы. Изменения в отличительных признаках состава кислородосодержащих органических соединений в нефти, добытой во время эксперимента по заводнению керн с низкой минерализации, относительно нефти, полученной в эксперименте фоновое заводнение керн с высокой минерализацией, затем могут быть сопоставлены с добычей дополнительной нефти во время испытания по заводнению керн с низкой минерализацией. В частности, для этого сопоставления может быть использована нормированная интенсивность относительного сигнала одного или более из определенных выше классов гомологических кислородосодержащих органических соединений, характерная для дополнительной нефти, высвобожденной за счет заводнения керн с низкой минерализацией. Эксперимент по заводнению керн может быть, таким образом, использован для определения отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений, обладающих наибольшей распространенностью и/или являющихся наиболее характерным признаком дополнительной нефти, которая может потенциально быть добыта из нефтяного пласта при заводнении с низкой минерализацией.

Согласно одной особенности настоящего изобретения изменение отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти в сравнении с фоновой пробой нефти может быть использовано для обратной адаптации модели заводнения с низкой минерализацией нефтяного пласта по данным измерения, полученным во время заводнения с низкой минерализацией пласта. Обратная адаптация моделирующей программы пласта по данным измерений хорошо известна специалистам. Обратная адаптация включает настройку моделирования нефтяного пласта до тех пор, пока оно не будет точно воспроизводить поведение пласта в прошлом. Адаптированная таким образом модель может быть использована для моделирования будущего поведения пласта с высокой степенью достоверности.

Существуют промышленные моделирующие программы нефтяного пласта, имитирующие заводнение с низкой и высокой минерализацией. Одной такой промышленной моделирующей программой является Eclipse, выпускаемая компанией Schlumberger. Кроме того, в статье G.R.Jerauld et al., "Modeling Low-Salinity Waterflooding", SPE 102239 описывается, как адаптировать моделирующую программу нефтяного пласта для моделирования заводнения с низкой минерализацией. Существующие модели пластов, например Eclipse, могут моделировать заводнения как с малой, так и с высокой минерализацией. Например, моделированное заводнение с высокой минерализацией может предсказать, что общий объем добытой нефти составит $V_{\text{высок. минерал.}}$. Сохраняя неизменными все прочие условия и моделируя заводнение с низкой минерализацией, модель может предсказать, что общий объем добытой нефти составляет $V_{\text{низк. минерал.}}$. Количество дополнительной нефти, добытой за счет использования заводнения с низкой минерализацией, составит, таким образом:

$$V_{\text{доп.}} = V_{\text{низк. минерал.}} - V_{\text{высок. минерал.}}, \text{ где } V_{\text{низк. минерал.}} > V_{\text{высок. минерал.}}$$

Несмотря на то, что эти обычные моделирующие программы нефтяного пласта позволяют моделировать заводнения с низкой и высокой минерализацией для определения, среди прочего, количества нефти, которое было бы добыто за счет такого заводнения, прогнозируемые моделированием количества могут быть неточными. Например, полученное моделированием количество(а) может не совпадать с тем, что получают при реальном заводнении конкретного нефтяного пласта. Одним источником ошибки моделирования может быть неопределенность входных данных моделей. Неопределенность входных данных модели может влиять на результаты моделирования. Обратная адаптация модели включает изменение входных данных модели и сравнение результатов моделирования с тем, что наблюдается/измеряется во время реального заводнения. Шаг изменения входных данных может выполняться итеративно, пока не будет достигнуто хорошее совпадение между выходными данными моделирования и результатами измерения. Например, различие между результатами моделирования и результатами измерения могут снижаться до тех пор, пока это различие не станет меньше приемлемого порога, например отклонение менее 10%, более предпочтительно менее 5%, еще более предпочтительно менее 1% между выходным результатом моделирования и результатами измерения. В других примерах также могут использоваться и абсолютные пороговые значения, например, определяться абсолютная величина допустимого отклонения.

После того как получена обратно адаптированная модель, может быть вычислен объем дополнительной нефти, который будет добыт при заводнениях с низкой минерализацией. Для этого выполняют сравнение полученного моделированием объема нефти, добытой при заводнении с высокой минерализацией с полученным моделированием объемом нефти, добытой при заводнении с низкой минерализацией. Предсказанное количество дополнительной нефти, скорее всего, будет ближе к реальному, поскольку модели были подвергнуты обратному адаптированию. При этом решение о проведении заводнений с низкой минерализацией может быть принято на основании предсказанного объема дополнительной нефти. Например, может оказаться более рентабельным выполнить заводнение с высокой минерализацией, чем опреснять морскую воду, если предсказанный объем дополнительной нефти невелик.

Одним возможным реальным/измеренным результатом, который может быть использован в обратном адаптивном моделировании, является время, за которое дополнительная нефть прорвется в эксплуатационную скважину 1a-1d. В качестве альтернативы или дополнительно, для обратной адаптации модели может быть использован измеренный объем добытой нефти в виде функции времени. Этот измерен-

ный момент время, когда дополнительная нефть прорывается в эксплуатационную скважину, может быть определен способом 200, представленным на фиг. 2. Как было пояснено выше, способом 200 можно обнаружить присутствие дополнительной нефти в добытой нефти. Это затем может быть использовано для определения момента времени, когда дополнительная нефть будет обнаружена в эксплуатационной скважине 1a-1d после начала заводнения с низкой минерализации. Как только был измерен момент времени, когда дополнительная нефть прорывается в эксплуатационную скважину нефтяного пласта, эта величина может быть использована для обратной адаптации модели пласта.

Как было упомянуто выше, моделирующая программа пласта может быть использована для оценки количества дополнительной нефти, которая может быть потенциально добыта во время заводнения с низкой минерализацией в масштабах пласта. Моделирующая программа нефтяного пласта хорошо известна специалистам и используется для моделирования или симуляции нагнетания текучих сред в один или более слоев пласта через нагнетательную скважину(ы), движения текучих сред через слой(и) пласта и добычи флюидов из слоя(ев) пласта через эксплуатационную скважину(ы). Как правило, статическая геологическая модель пласта вводится в моделирующую программу пласта. Эту статическую геологическую модель получают, вводя данные сейсмических изображений, петрофизические данные, ассоциированные со слоем(ями) пластовых пористых пород (например, пористости и абсолютной проницаемости слоя(ев) пластовых пород), и геологическое описание слоя(ев) пластовых пористых пород (например, минералогические характеристики слоя(ев) пластовых пород) и данные насыщенности флюидом (например, исходную водонасыщенность и исходную нефтенасыщенность пласта), в геологическую модель, генерируя 3-мерную (3-D) модель нефтяного пласта, показывающую слой(и) пластовых пористых пород, ловушки для нефти, любые дефекты или любые области низкой проницаемости.

После введения статической геологической модели в моделирующую программу пласта выбирают места расположения нагнетательной скважины(н) и эксплуатационной скважины(н) и вводятся в моделирующую программу пласта. Также в моделирующую программу пласта вводятся дополнительные данные текучих сред, например характеристики реликтовой воды (например, ОСРТВ в реликтовой воде и содержание одного или более отдельных растворенных ионов), характеристики нефти (например, химический состав, плотность и вязкость нефти), характеристики нагнетаемой воды с низкой минерализацией (например, ОСРТВ в воде с низкой минерализацией и содержание одного или более отдельных растворенных ионов) и характеристики фоновой нагнетаемой воды с высокой минерализацией (например, ОСРТВ в воде с высокой минерализацией и содержание одного или более отдельных растворенных ионов). В моделирующую программу пласта также вводятся относительные проницаемости пластовой пористой породы для нефти и воды, измеренные при минерализации нагнетаемой воды с низкой минерализацией и фоновой нагнетаемой воды с высокой минерализацией. В случае если свойства породы (пористость, абсолютная проницаемость или минералогические характеристики) изменяются по пласту (например, характеристики породы меняются между слоями пластовой пористой породы или поперек пласта), измеренные относительные проницаемости для нефти и воды для породы других типов вводятся в моделирующую программу нефтяного пласта. Как хорошо известно специалистам, относительные проницаемости пластовой пористой породы для нефти и воды могут быть определены из экспериментов по заводнению керна, проведенных на пробах пластовой породы в условиях нефтяного пласта. Обычно относительные проницаемости пластовой пористой породы для нефти и воды измеряются как функция увеличения водонасыщенности (уменьшения нефтенасыщенности) с построением кривых относительной проницаемости. Как пояснено в статье G.R. Jerauld et al., "Modeling Low-Salinity Waterflooding", SPE 102239, относительная проницаемость и капиллярное давление являются функцией минерализации. Кривые относительной проницаемости для высокой и низкой минерализации вводятся в модель пласта и могут быть интерполированы для промежуточных значений минерализации.

Данные, относящиеся к характеристикам воды с низкой минерализацией и к относительным проницаемостям пластовой пористой породы для нефти и воды, измеренным при уровне минерализации воды с низкой минерализацией, далее называются "входными данными низкой минерализации." Данные, относящиеся к характеристикам фоновой воды с высокой минерализацией и к относительным проницаемостям пластовой пористой породы для нефти и воды, измеренным при уровне минерализации фоновой воды с высокой минерализацией, далее называются "входными данными высокой минерализации." Остальные данные, вводимые в моделирующую программу пласта далее будут называться "общими входными данными". Например, общие входные данные могут содержать расположение нагнетательной скважины(н) и эксплуатационной скважины(н) и данные текучих сред, содержащие характеристики реликтовой воды и нефти, связанными со слоем(ми) пластовой пористой породы.

Моделирующая программа пласта далее использует общие входные данные и входные данные низкой минерализации для моделирования в виде функции времени, нагнетания воды с низкой минерализацией в пласт через нагнетательную скважину(ы), движение флюидов через один или более слоев пласта, в частности нефтеносный слой(и), и извлечение флюидов из пласта через эксплуатационную скважину(ы), с учетом препятствий для потока в геологической модели, например, дефектов или снижения проницаемости пластовой пористой породы. Результирующее моделирование нефтяного пласта, таким образом, вырабатывает различные выходные данные низкой минерализации, включающие:

- (а) коэффициент охвата по объему для одного или более слоев нефтяного пласта;
- (б) момент времени, когда вода с низкой минерализацией прорвется в эксплуатационную скважину(ы);
- (в) давления в нагнетательной скважине(ах) и эксплуатационной скважине(ах), в частности давления в нагнетательной скважине(ах) и эксплуатационной скважине(ах) на глубине(ах) нефтеносного слоя(ев) пласта; и
- (г) объемы нефти и воды, добываемые из эксплуатационной скважины(н) во время заводнения пласта с низкой минерализацией, в виде функции времени (с получением, таким образом, профиля добычи нефти "низкой минерализации").

В некоторых примерах время, за которое дополнительная нефть прорывается в эксплуатационную скважину(ы), также может быть смоделировано, или выведено из выходных данных низкой минерализации.

Для специалиста должно быть понятно, что одни или более из выходных данных (а)-(в) низкой минерализации, предпочтительно все из входных данных (а)-(в) низкой минерализации, могут быть использованы как дополнительные входные данные для моделирующей программы пласта при вычислении объема(ов) нефти и воды, которые могли бы быть добыты из эксплуатационной скважины(н) при заводнении с низкой минерализацией, в виде функции времени. Коэффициент охвата по объему показывает часть пласта, которая была охвачена или не была охвачена нагнетенной водой.

Далее моделирование пласта может быть повторено с использованием общих входных данных и входных данных высокой минерализации для получения выходных данных высокой минерализации, включающих:

- (а) коэффициент охвата по объему для одного или более слоев нефтяного пласта;
- (б) момент времени, когда вода с высокой минерализацией прорвется в эксплуатационную скважину(ы);
- (в) давления в нагнетательной скважине(ах) и эксплуатационной скважине(ах), в частности давления в нагнетательной скважине(ах) и эксплуатационной скважине(ах) на глубине(ах) нефтеносного слоя(ев) пласта; и
- (г) объемы нефти и воды, которые были бы добыты из эксплуатационной скважины(н) во время заводнения с высокой минерализацией, в виде функции времени (с получением, таким образом, профиля добычи нефти "высокой минерализации").

Для специалиста должно быть понятно, что одни или более из выходных данных (а)-(в) высокой минерализации, предпочтительно все из входных данных (а)-(в) высокой минерализации, могут быть использованы как дополнительные входные данные для моделирующей программы пласта при вычислении объемов нефти и воды, которые могли бы быть добыты из эксплуатационной скважины(н) при заводнении с высокой минерализацией, в виде функции времени.

Специалисту будет понятно, что в любой момент времени различие в объеме нефти, добываемой из эксплуатационной скважины(н) между моделированным заводнением с высокой минерализацией и моделированным заводнением с низкой минерализацией, представляет собой оценку объема дополнительной нефти, которая потенциально может быть получена во время заводнения нефтяного пласта с низкой минерализацией.

Далее выполняется обратная адаптация модели путем введения данных измерения пласта в модель пласта. Эти данные измерения пласта включают момент времени, когда был обнаружен прорыв дополнительной нефти в эксплуатационную скважину(ы) (определяемый обнаружением изменения в отличительных признаках состава после заводнения для кислородосодержащих соединений в нефти в сравнении с фоновыми отличительными признаками состава нефти). Предпочтительно данные измерения нефтяного пласта также включают одно из:

- а) объем воды с низкой минерализацией, нагнетаемой в нагнетательную скважину(ы), в функции времени, например объем воды с низкой минерализацией, нагнетаемой в каждую нагнетательную скважину в день;
- б) объем нефти, получаемой из эксплуатационной скважины(н) в функции времени, например объем нефти, добываемой из каждой эксплуатационной скважины в день;
- в) объем воды, получаемой из эксплуатационной скважины(н) в функции времени, например объем воды, добываемой из каждой эксплуатационной скважины в день;
- г) обводненность скважинной продукции пласта в функции времени (здесь под "обводненностью скважинной продукции" понимается отношение объема воды к объему нефти, добываемым из пласта), в частности, обводненность скважинной продукции для каждой эксплуатационной скважины в виде функции времени;
- д) скважинные давления в нагнетательной скважине(ах) и эксплуатационной скважине(ах) на глубине(ах) нефтеносного слоя(ев) пласта в виде функции времени;
- е) минерализация добываемой воды в виде функции времени;
- ж) концентрации выбранных ионов в добываемой воде в виде функции времени, например концентрация двухвалентных катионов, например катионов магния или кальция в функции времени;

з) момент времени, когда был обнаружен прорыв воды с низкой минерализацией в эксплуатационную скважину(ы);

и) в случае, когда наблюдательная скважина проникает в нефтяной пласт (как будет показано ниже), водонасыщенность нефтеносного слоя(ев) пластовой пористой породы, окружающего наблюдательную скважину, в функции времени и/или минерализация воды, содержащейся в поровом пространстве нефтеносного слоя(ев) пластовой пористой породы, окружающего наблюдательную скважину, в функции времени;

к) при их наличии, четырехмерные (4D) данные сейсмического изображения, т.е. данные сейсмического изображения, полученные в одной или более точках во время после начала добычи нефти из нефтяного пласта.

Далее выполняется обратная адаптация выходных данных моделирования нефтяного пласта (включая предсказанные объемы добываемой нефти для моделирования заводнения с низкой минерализацией) для данных измерения пласта, путем настройки неопределенностей во входных данных (например, неопределенностей в статической геологической модели, неопределенностей петрофизических данных или неопределенностей данных относительной проницаемости). Эти настройки продолжаются до тех пор, пока не будет достигнуто совпадение между выходными данными моделирующей программы нефтяного пласта и данными измерения пласта. Специалисту должно быть понятно, что по мере продолжения заводнения с низкой минерализацией, шаг обратной адаптации модели может быть повторен один или более раз так, чтобы выходные данные моделирования нефтяного пласта точно совпадали с данными измерения этого пласта. Обратная адаптация модели заводнения с низкой минерализацией может быть осуществлена путем настройки неопределенностей только входных данных с низкой минерализацией, только общих входных данных или и тех и других вместе. Когда неопределенность общих входных данных скорректирована, обратно адаптированные общие входные данные могут быть также использованы в моделировании нефтяного пласта при высокой минерализации.

Согласованная (обратно адаптированная) модель (моделирующая программа) нефтяного пласта далее может быть использована в режиме прогнозирования для оценки будущей добычи дополнительной нефти из пласта благодаря заводнению с низкой минерализацией, или для обоснования принципов усовершенствованного управления заводнением с низкой минерализацией нефтяного пласта, например, моделированием изменений в количествах воды с низкой минерализацией, нагнетаемой в одну или более из нагнетательных скважин, или прекращением нагнетания воды с низкой минерализацией в одну или более из нагнетательных скважин и началом нагнетания воды с низкой минерализацией в одну или более других нагнетательных скважин.

Согласно другой особенности настоящего изобретения, изменение в отличительных признаках состава для кислородосодержащих соединений в нефти относительно фоновых проб нефти могут быть использованы для получения оценки количества дополнительной нефти, добываемой из нефтяного пласта. Как было показано выше, обратная адаптация модели нефтяного пласта выполняется после прорыва дополнительной нефти в эксплуатационную скважину(ы) нефтяного пласта так, что прогнозируемые объемы извлекаемой нефти и воды при заводнении с низкой минерализацией соответствуют фактическим объемам нефти и воды, добываемым из пласта. Обратная адаптация модели нефтяного пласта выполняется регулярно по мере прохождения заводнения с низкой минерализацией так, чтобы прогнозируемые объемы извлечения нефти и воды, получаемые с использованием программы моделирования пласта, продолжали точно соответствовать фактическим объемам нефти и воды, добываемым из пласта. После обратной адаптации выходных данных моделирования пласта к данным измерения пласта может быть получена оценка для дополнительной нефти, добываемой благодаря заводнению с низкой минерализацией, посредством использования прошедшей обратную адаптацию моделирующей программы пласта с входными данными с высокой минерализацией. Например, в моделирующей программе, прошедшей обратную адаптацию, используются обратно адаптированные общие входные данные или любые другие обратно адаптированные входные данные. Обратно адаптированная моделирующая программа пласта, таким образом, прогнозирует объемы извлекаемой нефти и воды, которые могли бы быть добыты при заводнении пласта нагнетаемой водой с фоновой высокой минерализацией, а не нагнетаемой водой с низкой минерализацией. Разница между фактическим объемом(ами) нефти, извлеченной из эксплуатационной скважины(н) нефтяного пласта, и прогнозируемыми объемами согласно обратно адаптированной модели пласта при высокой минерализации дает оценку объема дополнительной нефти за счет заводнения с низкой минерализацией. Как было показано выше, обратная адаптация модели пласта при низкой минерализации выполняется регулярно во время заводнения пласта при низкой минерализации. Соответственно, каждое обратно адаптированное моделирование может быть проведено с использованием входных данных с высокой минерализацией, тем самым порождая оценки для добычи дополнительной нефти по мере продолжающегося заводнения с низкой минерализацией.

Специалисту будет понятно, что когда выполняется обратно адаптированное моделирование с использованием входных данных высокой минерализации, оценки также могут быть сделаны для продленного периода извлечения обезвоженной нефти, обеспечиваемого благодаря вторичному заводнению с низкой минерализацией, либо продленного периода пониженной обводненности скваженной продукции

в результате третичного заводнения с низкой минерализации. Таким образом, измеренное время, когда вода с низкой минерализацией прорвется в эксплуатационную скважину(ны) во время вторичного заводнения с низкой минерализацией, или измеренная обводненность скважинной продукции для добываемых из эксплуатационной скважины(н) текучих сред во время третичного заводнения с низкой минерализацией, может быть сопоставлена с полученным моделированием моментом(ами) времени прорыва воды или полученной моделированием обводненностью, когда обратно адаптированное моделирование пласта проводится с использованием входных данных высокой минерализации.

Система 300, показанная на фиг. 3, может быть использована для обратной адаптации моделирования пласта к данным измерений. Система 300 включает модель 308 пласта, которая может моделировать заводнение. Модель 308 пласта включает модуль 310 низкой минерализации и модуль 312 высокой минерализации. Когда модель 308 пласта использует модуль 310 низкой минерализации, она может быть использована для моделирования заводнения с низкой минерализацией. Когда модель 308 пласта использует модуль 312 высокой минерализации, она может быть использована для моделирования заводнения с высокой минерализацией. Центральный процессор 318 может использовать модель 308 пласта для моделирования нескольких заводнений одновременно или по отдельности. Данные измерений пласта, использованные для обратной адаптации моделирования выходных данных пласта, могут быть получены моделью 308 из компонента 304 МСВР анализа. Например, эти данные измерений пласта могут содержать момент времени, в который был обнаружен прорыв дополнительной нефти в эксплуатационную скважину(ы) (определяется обнаружением изменения в отличительных признаках состава кислородосодержащих соединений в нефти после заводнения в сравнении с фоновыми отличительными признаками состава нефти). Дополнительные данные измерений пласта, перечисленные выше, могут быть получены посредством модели 308 пласта из одной или более баз 326 данных, твердого диска 316 или измерительного оборудования 22. Модель 308 пласта может затем выполнить обратную адаптацию для более точного прогнозирования количества дополнительной нефти, добываемой при заводнении с низкой минерализацией.

На основе полученных моделированием выходных данных обратной адаптации моделирования пласта, компонент 306 режима работы может, например, определить, когда следует остановить нагнетание воды с низкой минерализацией в нагнетательную скважину и когда начать нагнетание воды с низкой минерализацией в другую нагнетательную скважину. Компонент 306 режима работы получает результаты анализа, выполненного моделью пласта, и может выбрать, соответственно, несколько рабочих режимов системы вытеснения. Контроллер 324 системы вытеснения сырой нефти соединен с системой 300. Контроллер 324 применяет один или более рабочих режимов, определенных компонентом 306 режима работы. В другом примере компонент 306 режима работы может определять, в какую нагнетательную скважину 10 нагнетать воду с низкой минерализацией, основываясь на выходных данных, полученных от модели 308 нефтяного пласта. Например, модель пласта может прогнозировать, что нагнетание в одну нагнетательную скважину позволит получить больше дополнительной нефти, чем если бы вода нагнеталась в другую нагнетательную скважину.

На фиг. 4 показана блок-схема, иллюстрирующая способ 400 обратной адаптации моделирования пласта с низкой минерализацией к данным измерений пласта. В одном примере способ 400 выполняется с использованием модели 308 пласта, показанной на фиг. 3. Способ 400 содержит, на шаге 402, получение данных измерений пласта. Например, может быть определено производственное время, когда дополнительная нефть прорвется в эксплуатационную скважину(ы) во время заводнения с низкой минерализацией, с использованием способа 200, описанного выше со ссылкой на фиг. 2. Дополнительные данные измерений пласта, которые могут быть получены, включают измеренный объем(ы) нефти извлеченной из эксплуатационной скважины(н) во время заводнения с низкой минерализацией, в виде функции времени.

На шаге 404 при осуществлении способа в модель нефтяного пласта низкой минерализации загружают общие входные данные и входные данные низкой минерализации для моделирования заводнения с низкой минерализацией, при этом общие входные данные и входные данные низкой минерализации имеют связанные с ними неопределенности. На шаге 406 выполняют моделирование пласта при низкой минерализации с общими входными данными и входными данными низкой минерализации для получения выходных данных низкой минерализации, причем выходные данные низкой минерализации содержат одно или более из:

- вычисленный коэффициент охвата по объему для слоя(ев) пластовой пористой породы в функции времени;

- вычисленный момент(ы) времени, когда вода с низкой минерализацией прорвется в эксплуатационную скважину(ы);

- вычисленные давления в нагнетательной скважине(ах) и эксплуатационной скважине(ах) на глубине нефтеносного слоя(ев) пласта;

- вычисленный объем(ы) нефти, извлеченной из эксплуатационной скважины(н) в условиях низкой минерализации в функции времени.

На шаге 408 при осуществлении способа генерируется обратно адаптированная моделирующая программа заводнения нефтяного пласта с низкой минерализацией путем обратной адаптации данных

низкой минерализации к данным измерения пласта путем настройки неопределенностей во входных данных низкой минерализации. В некоторых примерах генерирование обратно адаптированной моделирующей программы пласта включает настройку неопределенностей в общих входных данных для получения обратно адаптированных общих входных данных.

Способ может опционально также включать введение статической трехмерной (3-D) геологической модели нефтяного пласта в моделирующую программу пласта, показывающей слой(и) пластовой пористой породы и любое препятствие(я) потоку и включающей петрофизические данные, данные свойств пород и данные насыщенности флюидом для слоя(ев) пластовой пористой породы. В некоторых примерах эти входные данные также могут быть настроены во время обратной адаптации.

Опционально, объем дополнительной нефти, извлекаемой из пласта, может быть оценен в функции времени с использованием обратной адаптации моделирования пласта, проводимой в соответствии со способом 400. Способ оценки объема дополнительной нефти в функции времени включает

введение входных данных высокой минерализации в обратно адаптированную моделирующую программу пласта для моделирования заводнения с высокой минерализацией;

выполнение обратно адаптированной моделирующей программы пласта с использованием обратно адаптированных общих входных данных и выходных данных высокой минерализации, включающих вычисленный объем(ы) нефти, извлеченной из эксплуатационной скважины(н) в условиях высокой минерализации, в функции времени; и

оценку объема дополнительной нефти путем вычитания вычисленного объема(ов) нефти, извлеченной из эксплуатационной скважины(н), в функции времени в условиях высокой минерализации, из измеренного объема(ов) нефти, извлеченной из эксплуатационной скважины(н) во время заводнения с низкой минерализацией пласта, в функции времени. Для специалиста должно быть понятно, что в обратно адаптированной моделирующей программе могут быть использованы любые, или все, обратно адаптированные входные данные.

Как было упомянуто выше, через нефтяной пласт может, в частности, проходить наблюдательная скважина, в которую может быть опущен каротажный зонд. Например, в наблюдательной скважине может быть помещен каротажный зонд, который может быть использован для измерения водонасыщенностей нефтеносного слоя(ев) пластовой пористой породы или минерализации (общего содержания растворенных твердых веществ) воды, находящейся в поровом пространстве нефтеносного слоя(ев) пластовой пористой породы. На фиг. 5 показана такая наблюдательная скважина 23, проходящая через нефтяной пласт 3. В данном примере наблюдательная скважина 23 проходит через пласт 3 между нагнетательной скважиной 10 и эксплуатационной скважиной 1а. Наблюдательная скважина 23 также содержит каротажный зонд 24, который может, например, измерять водонасыщенность или минерализацию воды, находящейся в пласте 3.

Изменения водонасыщенности (а, значит, и нефтенасыщенности) одного или более из нефтеносных слоев пластовой пористой породы могут быть соотнесены с извлечением дополнительной нефти из эксплуатационной скважины. Для специалиста должно быть понятно, что изменение водонасыщенности нефтеносного слоя(ев) пластовой пористой породы указывает на изменение нефтенасыщенности, причем нефтенасыщенность составляет $[100 - \text{водонасыщенность}\%]$. Таким образом, для третичного заводнения с низкой минерализацией, когда перемещаемая нефтяная зона распространяется по области пласта, пронизанной наблюдательной скважиной, будут происходить изменения водонасыщенности нефтеносного слоя(ев) пластовой пористой породы. В частности, когда перемещаемая нефтяная зона достигает наблюдательной скважины, происходит увеличение нефтенасыщенности и снижение водонасыщенности пластовой пористой породы (в сравнении с фоновой нефтенасыщенностью и водонасыщенностью пластовой пористой породы в начале заводнения низкой минерализации). Когда задний фронт нефтяной зоны проходит мимо наблюдательной скважины, будет происходить снижение нефтенасыщенности и увеличение водонасыщенности пластовой пористой породы (в сравнении с фоновой нефтенасыщенностью и водонасыщенностью пластовой пористой породы в начале третичного заводнения низкой минерализации). Специалистам должно быть понятно, что после того, как задний фронт перемещаемой нефтяной зоны прошел мимо наблюдательной скважины, пластовая пористая порода придет в состояние остаточной нефтенасыщенности $S_{ог}$.

При вторичном заводнении низкой минерализации будет иметь место снижение нефтенасыщенности и увеличение водонасыщенности пластовой пористой породы, когда задний фронт перемещаемой нефтяной зоны проходит мимо наблюдательной скважины (в сравнении с фоновыми уровнями нефтенасыщенности и водонасыщенности пластовой пористой породы в начале вторичного заводнения с низкой минерализацией). Специалисту должно быть понятно, что, после того как задний фронт перемещаемой нефтяной зоны прошел мимо наблюдательной скважины, пластовая пористая порода придет в состояние остаточной нефтенасыщенности $S_{ог}$.

Изменения минерализации воды, содержащейся в поровом пространстве нефтеносного слоя(ев) пластовой пористой породы могут быть использованы для мониторинга скорости продвижения фронта заводнения низкой минерализации в одном или более нефтеносном слое(ях) нефтяного пласта. При этом будет происходить снижение минерализации воды, содержащейся в поровом пространстве нефтеносного

слоя(ев) по мере продвижения фронта заводнения низкой минерализации мимо наблюдательной скважины. Данные, связанные с обнаружением воды низкой минерализации в эксплуатационной скважине, могут быть в результате использованы для обратной адаптации моделирующей программы нефтяного пласта для достижения большей определенности прогнозирования момента прорыва воды низкой минерализации в эксплуатационную скважину(ы). Эти данные также могут быть использованы для определения того, когда следует повышать частоту отбора проб нефти после заводнения для анализа кислородосодержащих органических соединений в извлекаемой нефти.

В статье G.R. Jerauld et al., "Modeling Low-Salinity Waterflooding", SPE 102239, показано, как происходят изменения нефтенасыщенности, водонасыщенности и минерализации в функции расстояния от нагнетательной скважины в ходе вторичного и третичного заводнений низкой минерализации. Jerauld et al. показывают "скачки" насыщенности в функции расстояния от нагнетательной скважины в конкретный момент времени. Эти скачки относятся к областям, где минерализация и насыщенность внезапно меняются, когда нефть и воду перемещают через пластовую пористую породу. Специалисту должно быть понятно, что посредством временного мониторинга минерализации и насыщенности может быть обнаружен фронт воды низкой минерализации, проходящий мимо наблюдательной скважины. Например, построением графика зависимости минерализации или насыщенности от времени могут быть идентифицированы "скачки", описанные Jerauld et al.

В другом примере могут быть обнаружены различия в результатах измерений фоновых минерализации и насыщенности и измерений этих параметров после заводнения. Могут быть обнаружены различия между одним или более измерениями после заводнения, характерные для фронта заводнения низкой минерализации. Например, различием может быть увеличение, уменьшение или колебание. Например, обнаруженное различие может быть ростом, снижением или колебанием, составляющим по меньшей мере 50%, по меньшей мере 75%, или по меньшей мере 90%. Обычно фоновая минерализация воды, находящейся в поровом пространстве пластовой пористой породы, может составлять от 15000 до 350000 ppmv. Минерализация воды в поровом пространстве пластовой пористой породы после заводнения, после того как фронт воды низкой минерализации прошел мимо наблюдательной скважины, может составлять в интервале от 200 до 12000 ppmv, предпочтительно от 500 до 10000 ppmv, более предпочтительно от 500 до 5000 ppmv.

В другом примере фронт воды низкой минерализации может быть обнаружен на наблюдательной скважине при обнаружении присутствия маркерного препарата, который был введен в воду с низкой минерализацией. Этот маркерный препарат может быть использован для прогнозирования момента достижения заводнением низкой минерализации эксплуатационной скважины.

На фиг. 6 приведен способ 600 обнаружения извлечения дополнительной нефти из нефтеносного пласта 3, содержащего несколько слоев пластовой пористой породы, причем через пласт 3 проходит по меньшей мере одна нагнетательная скважина 10, по меньшей мере одна эксплуатационная скважина 1а и по меньшей мере одна наблюдательная скважина 23, расположенная между нагнетательной скважиной 10 и эксплуатационной скважиной 1а, при осуществлении которого на шаге 610 вводят каротажную аппаратуру 24 в наблюдательную скважину 23. В одном примере каротажная аппаратура позволяет обнаруживать наличие в воде маркерного препарата. В другом примере каротажную аппаратуру 24 используют для мониторинга изменений в водонасыщении одного или более слоев пластовой пористой породы 3, изменений минерализации воды, находящейся внутри порового пространства слоя(ев) пластовой пористой породы 3, или изменений как водонасыщенности, так и минерализации воды. Способ 600 может полностью или частично осуществляться системой 300.

В одном примере при осуществлении способа также, в частности, используют каротажную аппаратуру 24 для формирования фоновых данных измерений по показаниям приборов. Например, могут быть получены фоновые показания для водонасыщенности одного или более нефтеносных слоев пластовой пористой породы 3, фоновых показаний минерализации воды, находящейся в поровом пространстве одного или более нефтеносных слоев пластовой пористой породы 3, или фоновые показания как для водонасыщения, так и для минерализации воды. Если выполняется обнаружение присутствия маркерного препарата для регистрации фронта заводнения с низкой минерализацией, измерение фоновых параметров может не потребоваться.

На шаге 620 способа начинают заводнение нагнетанием воды низкой минерализации в нефтяной пласт 3 из нагнетательной скважины 10 и извлечением нефти из эксплуатационной скважины 1а. В одном примере в воду с низкой минерализацией опционально вводится маркерный препарат. Минерализация воды с низкой минерализацией может быть уже известна.

На шаге 630 способа каротажную аппаратуру используют в течение продолжительного времени. Например, в течение продолжительного времени могут сниматься показания каротажной аппаратуры после заводнения в части водонасыщения нефтеносного слоя(ев) пластовой пористой породы, минерализации воды, находящейся в поровом пространстве нефтеносного слоя(ев) пластовой пористой породы, или для водонасыщения и минерализации вместе. В одном примере показания каротажной аппаратуры, полученные после заводнения, снимают для обнаружения присутствия маркерного препарата.

На шаге 630 также определяют период времени t_1 между началом нагнетания воды с низкой минерализацией в нефтяной пласт из нагнетательной скважины(н) и обнаружением фронта воды с низкой минерализацией в наблюдательной скважине. Например, на этом шаге могут идентифицировать различие между одним или более показаниями каротажной аппаратуры после заводнения и фоновыми показаниями для водонасыщенности нефтеносного слоя(ев) пластовой пористой породы, минерализации воды, находящейся в поровом пространстве нефтеносного слоя(ев) пластовой пористой породы или одновременно водонасыщенности и минерализации воды так, что это различие может быть использовано для идентификации изменения водонасыщенности нефтеносного слоя(ев) пластовой пористой породы или изменения одновременно водонасыщенности и минерализации воды вблизи наблюдательной скважины, указывающего на достижение наблюдательной скважины фронтом заводнения низкой минерализации. В другом примере обнаруживается присутствие маркерного препарата, указывающее на достижение наблюдательной скважины фронтом заводнения низкой минерализации.

На шаге 630 также определяют расстояние L_1 между скважинами, а именно между нагнетательной скважиной(ами) и наблюдательной скважиной, и вычисляют скорость v , с которой продвигается фронт воды с низкой минерализацией, $v=L_1/t_1$. На шаге 630 также определяют расстояние L_2 между скважинами, а именно наблюдательной скважиной и эксплуатационной скважиной(ами), и используют скорость v продвижения фронта для прогнозирования момента времени t_2 прорыва воды с низкой минерализацией в эксплуатационную скважину, где $t_2=t_1+L_2/v$. Расстояния L_1 и L_2 обозначены на фиг. 5.

На шаге 640 отбирают фоновую пробу нефти из нефтяного пласта и анализируют ее для формирования фоновых отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти.

На шаге 650 отбирают пробу нефти после заводнения из нефти, извлеченной из эксплуатационной скважины(н), и анализируют ее для формирования отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти после заводнения для идентификации различия между одним или более наборами отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти после заводнения и набором фоновых отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти, указывающего на извлечение дополнительной нефти за счет заводнения с низкой минерализацией.

Шаг 650 повторяют с нарастающей частотой или сокращающимися промежутками между измерениями по мере приближения к прогнозируемому моменту времени t_2 , когда вода с низкой минерализацией прорывается в эксплуатационную скважину.

На шаге 660 используют найденные различия между наборами отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти после заводнения и фоновых отличительных признаков, для определения момента времени, когда дополнительная нефть прорвется в эксплуатационную скважину.

Любые данные об остаточной нефтенасыщенности, полученные для нефтеносного слоя(ев) пластовой пористой породы путем измерения водонасыщенности ее слоев после прохождения заднего фронта нефтяной перемещаемой зоны (третичным методом извлечения) или заднего фронта дополнительной нефти вторичным методом извлечения) мимо наблюдательной скважины, также могут быть введены в моделирующую программу нефтяного пласта, например модель 308 пласта, для использования в обратной адаптации моделирования пласта к объемам извлеченной нефти и воды. Например, каротажная аппаратура может формировать часть измерительного оборудования 22, показанного на фиг. 3.

Фоновые пробы нефти и пробы после заводнения соответствуют описанным выше.

В том случае, если имеется более одной нагнетательной скважины 10 и более одной эксплуатационной скважины 1a-1d, желательно, чтобы для каждой пары нагнетательной и эксплуатационной скважин имела наблюдательная скважина 23.

Каротажная аппаратура 24 может включать каротажный зонд сопротивлений, зонд ядерно-магнитного каротажа или любой другой каротажный зонд, позволяющий идентифицировать изменения водонасыщенности нефтеносного слоя(ев) пластовой пористой породы или изменений минерализации воды, находящейся в поровом пространстве нефтеносных слоев пластовой пористой породы. Если каротажная аппаратура 24 включает каротажный зонд сопротивлений или зонд ядерно-магнитного каротажа (ЯМР), наблюдательная скважина предпочтительно имеет стекловолоконную обсадную трубу для предотвращения попадания пластовых текучих сред в наблюдательную скважину.

Предпочтительно наблюдательная скважина 23 расположена в основном параллельно эксплуатационной скважине 1a-1d. Предпочтительно, наблюдательная скважина 23 расположена вблизи эксплуатационной скважины 1a-1d так, что изменения водонасыщенности слоев пластовой пористой породы 3 в наблюдательной скважине 23 хорошо согласованы с изменениями водонасыщения слоев пластовой пористой породы 3 в эксплуатационной скважине 1a-1d. Предпочтительно наблюдательная скважина расположена на расстоянии в пределах 30,5 м (100 футов), более предпочтительно в пределах 15,2 м (50 футов) от эксплуатационной скважины 1a-1d, в частности в пределах 7,6 м (25 футов) от эксплуатационной скважины 1a-1d. Подходящим расстоянием наблюдательной скважины 23 от эксплуатационной скважины 1a-1d является расстояние от 3,0 до 30,5 м (10-100 футов), предпочтительно от 4,6 до 15,2 м

(15-50 футов), в частности от 4,6 до 7,6 м (15-25 футов).

Пробы нефти после заводнения могут отбираться либо непрерывно, либо периодически, как это было описано выше. Предпочтительно, анализ фоновой пробы нефти и проб нефти после заводнения на отличительные признаки состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти может быть выполнен с использованием МСВР, как это было описано выше.

Специалисту известно, что вода обычно добывается вместе с нефтью из эксплуатационной скважины(н) 1a-1d. Соответственно, текучие среды, добываемые из нефтяного пласта, обычно разделяются в производственном оборудовании на нефтяную фазу, водную фазу и газовую фазу, и образцы отделенной нефти далее анализируются на кислородосодержащие органические соединения, как это было описано выше. Опционально, из добытой воды в течение продолжительного времени также могут отбираться пробы и подвергаться анализу на повышение концентрации одного или более ионов, например ионов Fe^{2+} , Ca^{2+} , Mg^{2+} и Sr^{2+} , в частности ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} , связанных с прорывом воды с низкой минерализацией в эксплуатационные скважины 1a-1d. Пробы извлеченной воды могут быть также подвергнуты анализу на снижение общего содержания растворенных твердых веществ (минерализации), связанное с прорывом воды с низкой минерализацией в эксплуатационную скважину(ы) 1a-1d. Специалисту должно быть понятно, что для вторичного заводнения с низкой минерализацией, после прорыва воды с низкой минерализацией в эксплуатационную скважину(ы) 1a-1d, добытая вода содержит смесь реликтовой воды (воды, исходно находящейся в нефтяном пласте) и воды с низкой минерализацией. Для третичного заводнения, после прорыва воды с низкой минерализацией в эксплуатационную скважину(ны), полученная вода обычно содержит смесь (а) реликтовой воды, (б) любой ранее закачанной воды (например, воды с высокой минерализацией) и (в) закачанной воды с низкой минерализацией. Пробы полученной воды могут отбираться непрерывно или с перерывами. Прорыв перемещаемой зоны дополнительной нефти может случиться перед прорывом воды с низкой минерализацией в скважину. Однако, благодаря неоднородностям нефтяного пласта, например, различию проницаемости нефтеносных слоев пласта, может происходить прорыв воды с низкой минерализацией в эксплуатационную скважину(ы) из одного или более из нефтеносных слоев с более высокой проницаемостью, перед прорывом перемещаемой зоны дополнительной нефти из одного или более из нефтеносных слоев с низкой проницаемостью.

Информация, относящаяся к прорыву воды с низкой минерализацией в эксплуатационную скважину(ны), вместе с информацией, относящейся к присутствию дополнительной нефти в нефти, извлекаемой из эксплуатационной скважины(н), позволяет более эффективно управлять заводнением с низкой минерализацией. При этом развитие распространения заводнения с низкой минерализацией может быть легко определено путем сравнения проб извлекаемой нефти и, опционально, извлекаемой воды, в течение продолжительного времени из одной или более эксплуатационных скважин (относительно фоновых проб нефти и извлекаемой воды). В результате могут быть приняты надлежащие меры по управлению обводненностью скважинной продукции, локализации нефти, при ее обнаружении, оставшейся в пласте после обычных способов добычи, и увеличения срока эксплуатации скважины.

При необходимости, в нагнетаемую воду с низкой минерализацией может быть добавлен маркерный препарат, а извлекаемая вода анализируется на присутствие маркерного препарата, указывающего на прорыв воды с низкой минерализацией в эксплуатационную скважину(ы).

В том случае, если используются более одной эксплуатационной скважины, предпочтительно, чтобы пробы нефти отбирались из каждой из эксплуатационных скважин, и пробы нефти из каждой из эксплуатационных скважин подвергались анализу для определения отличительных признаков состава после заводнения для кислородосодержащих органических соединений в нефти. Таким образом, идентификация наличия или отсутствия отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений, указывающих на дополнительную нефть в разных эксплуатационных скважинах, позволяет следить за распространением заводнения с низкой минерализацией, в частности путем идентификации областей нефтяного пласта, откуда дополнительная нефть не была извлечена. Когда имеется более одной нагнетательной скважины, и в нагнетательную воду с низкой минерализацией добавляется маркерный препарат, предпочтительно, чтобы для каждой эксплуатационной скважины использовался свой, отличающийся, маркерный препарат, что обеспечивает мониторинг перемещения нагнетательной воды с низкой минерализацией по нефтяному пласту (т.е. движение между разными парами нагнетательных и эксплуатационных скважин).

Кроме того, для третичного заводнения с низкой минерализацией мониторинг отношения нефти к воде (н/в) в текучих средах, добываемых из эксплуатационной скважины(н), может осуществляться определением общего дебита для извлекаемых текучих сред (нефти, воды и газа) и рабочих дебитов для извлекаемых потоков нефти и воды, разделяемых на производственном оборудовании. Увеличение отношения н/в указывает на приход зоны перемещаемой дополнительной нефти к одной или более эксплуатационным скважинам. Если возможно, мониторинг отношения н/в для каждой эксплуатационной скважины может осуществляться путем отбора проб текучих сред, извлекаемых из каждой эксплуатационной скважины.

Пробы добываемой нефти можно анализировать в производственном оборудовании, либо в лаборатории, удаленной от производственного оборудования. Аналогично, образцы извлекаемой воды можно

анализировать в производственном оборудовании либо в лаборатории, удаленной от производственного оборудования. Для снижения риска каких-либо изменений химического состава образцов, образцы могут охлаждаться перед анализом (например, могут охлаждаться до температуры менее 10°C, в частности, до температуры в интервале от 3 до 5°C). Риск каких-либо изменений химического состава проб может быть далее снижен гарантией того, что из образцов удален кислород. В частности, образцы могут храниться в инертной атмосфере, например, в атмосфере азота. Предпочтительно образцы добываемой нефти хранятся до анализа менее 1 месяца, более предпочтительно менее 2 недель, в частности менее 1 недели.

Как было показано выше, способы 200, 400 и 600 могут осуществляться во время вторичного либо третичного заводнения низкой минерализации.

Могут использоваться одна нагнетательная скважина и одна эксплуатационная скважина, однако предпочтительно использование более одной нагнетательной скважины и более одной эксплуатационной скважины. Могут существовать различные пространственные взаимные расположения между некоторой или каждой нагнетательной скважиной, и некоторой или каждой эксплуатационной скважиной. Нагнетательные скважины могут располагаться вокруг эксплуатационной скважины. В другом варианте нагнетательные скважины могут располагаться двумя или более рядами, между которыми из которых располагаются эксплуатационные скважины. Обычной схемой расположения нагнетательных скважин для наземных промыслов является линейная рядная система площадного заводнения, шахматнорядная система площадного заводнения, двухточечная, трехточечная, четырехточечная, пятиточечная, семиточечная и девятиточечная. Схемы называются нормальными или правильными, если каждая включает только одну эксплуатационную скважину. Схемы считаются обращенными, если каждая включает только одну нагнетательную скважину. Специалисту должно быть понятно, как управлять работой нагнетательных скважин "внутриконтурного заводнения" для достижения максимальной нефтеотдачи во время заводнения с низкой минерализацией.

Контур заводнения может быть изменен в ходе эксплуатации нефтяного пласта для изменения направления потока в пласте для обеспечения контакта с нетронутой нефтью. Также широко используется сокращение размера контура заводнения посредством бурения с меньшим интервалом (уплотнительного), улучшающего извлечение нефти за счет повышения непрерывности пласта между нагнетательными скважинами и эксплуатационными скважинами. Этот способ, однако, менее пригоден для оффшорных нефтяных пластов из-за высокой стоимости уплотнительного бурения. Способы 200, 400 и 600 могут быть использованы для определения оптимальных мест бурения уплотнительных скважин на основе присутствия или отсутствия различия в отличительных признаках состава кислородосодержащих органических соединений в нефти, добываемой из существующих эксплуатационных скважин (и степени этого различия).

Далее настоящее изобретение будет проиллюстрировано приведенными ниже примерами.

Экспериментальная часть

Приведенные далее примеры экспериментальных результатов помогают продемонстрировать изменение отличительных признаков состава кислородосодержащих органических соединений в подвижной нефти до заводнения и во время него. Изменения отличительных признаков могут быть связаны с добычей дополнительной нефти.

Приспособление для заводнения керна.

Эксперименты по заводнению керна выполнялись с использованием приспособлений для заводнения керна, работающих в условиях, отличающихся от условий нефтяного пласта (обычно называемых "упрощенными условиями") при температуре до 75°C, поровом давлении 20 бар абс. и более высоком ограничивающем горном давлении до 60 бар абс. В приспособлении для заводнения керна используются жидкости без свободного газа (нефть и вода не имеют растворенных газов при условиях эксперимента).

Приготовление столбика керна.

Для исследования использовались столбики керна (образцы породы) длиной 3 дюйма и диаметром 1,5 дюйма. Специалисту, однако, понятно, что также могут быть использованы столбики керна и с другими размерами. Столбики керна приготавливались либо из кернов песчаника, взятых из нефтяных пластов (керны А, В, С, D, Е и I), или из массива обнажений породы (керны F, G и H). Под "керном" понимается цилиндрическая секция пластовой пористой породы, получаемая бурением породы колонковым буром, имеющим вращающийся кольцевой режущий инструмент и устройство хранения цилиндрического керна. Свойства породы в разных слоях керна могут сильно отличаться.

Пористости, проницаемости для воды (K_w) при 100% водонасыщенности ($S_w=1$) и минералогический состав проб керна показаны в табл. 1. В случае проб обнаженной породы, минералогический состав был представлен усредненными величинами, определенными методом рентгеновской дифракции на нескольких пробах обнаженной породы. Для проб С и Е керна минералогический состав оценивался с использованием проб, смежных с теми пробами, что использовались в экспериментах с заводнением. Данные измерений рентгеновской дифракции пробы D керна отсутствовали.

Таблица 1

Анализ породы					
Тип столбика	Пористость %	Kw при Sw=1 (миллидарси, мД)	Кварц, %	Содержание глины, %	Другие минералы, %
Керн А – Ст. 1	24,8	190,0	94,3	3,1	2,6
Керн А – Ст. 2	23,8	36,0	83,1	6,9	10,0
Керн В – Ст. 1	15,2	37,1	75,3	11,6	13,0
Керн В – Ст. 2	15,1	41,8	87,1	6,5	6,3
Керн С – Ст. 1	24,8	91,2	69,4	20,5	10,1
Керн С – Ст. 2	14,7	7,1	83,0	8,4	8,6
Керн D – Ст. 1	16,0	128,2			
Керн E – Ст. 1	18,9	15,1	68,6	3,6	27,8
Керн D – Ст. 2	16,7	170,0	93,2	5,4	1,4
Керн С – Ст. 3	21,7	108,9	78,5	14,0	7,5
Керн С – Ст. 4	24,7	101,2	78,5	14,0	7,5
Керн F – Ст. 1	15,2	37,5	76,0	11,3	12,7
Керн G – Ст. 1	29,4	948,2	85,0	10,9	4,1
Керн H – Ст. 1	24,6	158,1	86,6	8,4	5,0

Столбец "Другие минералы" в табл. 1 относится к другим кристаллическим минералам, помимо кварца и глин, включая доломит, кальцит, полевой шпат, сидерит, плагиоклаз, пирит, галит, гематит, гетит и барит.

Сначала каждая проба керн приводилась в исходное состояние, т.е., проба очищалась с использованием хорошо смешиваемых растворителей (например, метанола и толуола) так, чтобы проба керн была максимально близка к состоянию "гидрофильного керн". Эта очистка продолжалась, пока вытекающая из пробы керн жидкость не становилась бесцветной. После очистки, проба керн помещалась в кернодержатель гидростатического типа и насыщалась реликтовой водой с высокой минерализацией. Состав реликтовой воды, использованной в каждом примере, приведен в табл. 4. После пропускания приблизительно 10 поровых объемов (ПО) реликтовой воды, проба керн извлекалась из гидростатического кернодержателя, и в пробе керн устанавливалась начальная водонасыщенность посредством описанной ниже процедуры.

Получение начальной водонасыщенности (S_{wi}).

Важно, чтобы каждая проба керн имела характерное значение начальной водонасыщенности (S_{wi}). Начальная водонасыщенность пробы керн достигается методом уменьшения насыщенности пористой пластинки с использованием азота - газа с выраженными несмачивающими свойствами. Этот метод хорошо известен специалистам и подробно здесь описываться не будет. После достижения начальной водонасыщенности проба керн помещалась в кернодержатель гидростатического типа и насыщалась очищенной нефтью под обратным давлением. Затем выполнялось отмучивание (описано ниже) для определения полученной величины S_{wi} .

Старение проб керн.

Далее проба керн помещалась в кернодержатель и медленно доводилась до испытательных условий повышением давления и температуры.

Далее очищенная нефть в условиях испытаний вытеснялась сырой нагнетанием столбика толуола объемом 0,5 ПО. При этом столбик толуола нагнетался в пробу керн перед нагнетанием сырой нефти. Толуол смешивается как с очищенной нефтью, так и с сырой нефтью, и поэтому позволяет сырой нефти легко вытеснить очищенную нефть. После стабилизации перепада давлений на пробе керн, определялась эффективная проницаемость пробы керн для сырой нефти с использованием хорошо известного специалистам способа. Далее выполнялось старение пробы керн при повышенной температуре в сырой нефти либо в течение одной недели (Примеры 1-8 и 10-13) или трех недель (Пример 9). В ходе процесса старения, сырая нефть была замещена непосредственно перед началом заводнения пробы керн. Сырая нефть также замещалась еженедельно в ходе процесса старения в Примере 9. Минимально один поровый объем сырой нефти нагнетался в пробу керн и достаточное количество сырой нефти было использовано для достижения постоянного перепада давления (дифференциальное давление) на пробе керн.

Свойства образцов сырой нефти, использованной в процессе старения, приведены в табл. 2.

Таблица 2

Свойства образцов сырой нефти					
Сырая нефть	Плотность при комнатной температуре (г/мл)	Вязкость		Общее кислотное число (мг/г КОН)	Общее щелочное число (мг/г КОН)
		при 40°C (сантистокс)	при 100°C (сантистокс)		
1	0,9155	40,5	6,8	0,42	0,39
2*	0,9354	117,0	12,3	0,37	0,49
3	0,9171	41,7	6,8	0,23	0,52

*Сырая нефть 2 была разбавлена додеканом для снижения вязкости.

Испытания по заводнению керна.

Все испытания по заводнению керна выполнялись в нестационарных условиях с использованием процедур, хорошо известных специалистам.

Вода нагнеталась в пробы керна с расходом, указанным в табл. 4 (соответствует типичной скорости продвижения фронта при заводнении нефтяного пласта).

Испытания по вторичному заводнению выполнялись с использованием воды одного типа (вода с низкой минерализацией). Испытания по заводнению керна вторичными водами с низкой минерализацией продолжались, пока не достигалось равновесное состояние перепада давления и показателей добычи нефти. Что касается добычи нефти, достижение равновесия определялось по отсутствию нефти в выходном потоке, отводимом от пробы керна. Затем измерялась проницаемость пробы керна для воды при остаточной (оставшейся) насыщенности нефти способом, хорошо известным специалистам.

Испытания по третичному заводнению выполнялись с водой высокой минерализации методом вторичной добычи. Испытания по заводнению керна вторичными водами с высокой минерализацией продолжались, пока не достигалось равновесное состояние перепада давления и показаний извлечения нефти. Затем начиналось заводнение водой с низкой минерализацией, которое продолжалось до тех пор, пока перепад давления и показатели извлечения нефти не достигали равновесия. И в этом случае, что касается извлечения нефти, достижение равновесия определялось по отсутствию нефти в выходном потоке, отводимом от пробы керна. Затем измерялась проницаемость проб керна для воды при остаточной (оставшейся) насыщенности нефти.

Состав образцов воды, использованной в испытаниях по заводнению керна, представлен в табл. 3.

Во время испытаний по заводнению керна пробы нефти и получаемого водного отходящего потока собирались, и определялось количество нефти, добытой при различных условиях заводнения.

В конце последовательности заводнений последняя нефтенасыщенность пробы керна определялась посредством испытания отмучиванием (описано ниже) для обеспечения эффективного материального баланса в последовательности заводнений.

Таблица 3

Состав воды

	Вода 1	Вода 2	Вода 3	Вода 4	Вода 5	Вода 6	Вода 7	Вода 8	Вода 9	Вода 10
<i>Соль</i>	<i>мг/л</i>	<i>мг/л</i>	<i>мг/л</i>	<i>мг/л</i>	<i>мг/л</i>	<i>мг/л</i>	<i>мг/л</i>	<i>мг/л</i>	<i>мг/л</i>	<i>мг/л</i>
NaHCO ₃	2464,43	74,48	191,37	6,28	191,37	6,28	191,37	31,90	0,00	47,84
Na ₂ SO ₄	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CaCl ₂ ·2H ₂ O ^a	260,41	7,87	1467,07	48,12	1467,07	36,34	1467,07	9581,05	6700,00	5524,05
MgCl ₂ ·6H ₂ O ^a	276,03	8,34	10639,80	348,99	10639,80	163,60	10639,80	0,00	300,00	5319,90
KCl	68,64	2,07	724,57	23,77	724,57	23,77	724,57	724,57	600,00	724,57
SrCl ₂ ·6H ₂ O ^a	14,30	0,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NaI	30223,25	913,35	0,00	0,00	0,00	0,00	50000,00	50000,00	28200,00	50000,00
NaCl	0,00	0,00	23478,11	770,08	14086,87	462,04	3960,09	4093,80	0,00	4082,7
ОСРТВ(мг/л)	33090,87	1000,0	30489,72	1000,1	21098,48	596,22	60971,70	62085,16	33999,98	61520,39

^a Кристаллизационная вода не входит в ОСРТВ.

Таблица 4

Испытания по заводнению керна

Пример	Тип столбика	Реликтовая вода	Тип нефти	Вторичная вода	Третичная вода 1	Расход нагнетания (мл\час)	Извлеченная дополнительная нефть
1	Керн А – столб.1	Вода 1	Нефть 1	Вода 1	Вода 2	4	Да
2	Керн А – столб.2	Вода 1	Нефть 1	Вода 3	Вода 4	3,9	Да
3	Керн В – столб.1	Вода 7	Нефть 2	Вода 3	Вода 4	3,99	Да
4	Керн А – столб.2	Вода 7	Нефть 2	Вода 3	Вода 4	10	Да
5	Керн С – столб.1	Вода 3	Нефть 2	Вода 3	Вода 4	10	Да
6	Керн С – столб.2	Вода 7	Нефть 2	Вода 4		4	Нет данных
7	Керн D – столб.1	Вода 8	Нефть 2	Вода 3		3,87	
8	Керн E – столб.1	Вода 9	Нефть 2	Вода 3	Вода 4	3,86	Да
9	Керн D – столб.2	Вода 10	Нефть 3	Вода 3	Вода 6	3,82	Да
10	Керн С – столб.3	Вода 3	Нефть 3	Вода 3	Вода 4	10	Да
11	Керн F – столб.1	Вода 3	Нефть 3	Вода 4		10	Нет данных
12	Керн G – столб.1	Вода 3	Нефть 3	Вода 4		10	-
13	Керн H – столб.1	Вода 3	Нефть 3	Вода 4		10	Нет данных

Испытания отмучиванием.

Испытания отмучиванием проводились на разных этапах приготовления проб керн и экспериментов по заводнению. Задача испытания отмучиванием состоит в измерении объема текучей среды внутри пробы керн на разных этапах экспериментов. Например, испытание отмучиванием, проводимое на пробе керн со 100% водонасыщенностью, позволит получить данные о поровом объеме и пористости пробы керн, а испытание отмучиванием, проведенное на пробе керн с исходной водонасыщенностью (S_{wi}) или остаточной нефтенасыщенностью (S_{or}), предоставит данные об уровне этих значений насыщенности. Таким образом, результаты испытаний отмучиванием дают уверенность в объемных данных, получаемых во время экспериментов по заводнению.

В испытаниях отмучиванием текучая среда без добавок, находящаяся в поровом пространстве пробы керн, может быть подвергнута смешивающемуся вытеснению текучей средой с добавками, либо текучая среда с добавками, находящаяся в поровом пространстве пробы керн, может быть подвергнута смешивающемуся вытеснению текучей средой без добавок. Так, водная текучая среда без добавок может быть подвергнута смешивающемуся вытеснению водной текучей средой с добавкой иодида (или наоборот), в то время как масляная текучая среда без добавок может быть подвергнута смешивающемуся вытеснению масляной текучей средой с добавкой иододекана (либо наоборот). Масляной текучей средой с добавкой может быть очищенная нефть с добавкой. Плотность подвергнутой смешивающемуся вытеснению текучей среды (отходящего потока) определяется в течение некоторого времени отбором проб отходящего потока. Плотности проб отходящего потока нормируют относительно плотности текучей среды с добавкой ($\rho_{пробы} = \rho_{сброс}/\rho_{текучей\ среды\ с\ добавкой}$) и нормированные плотности графически изображаются в зависимости от объема отходящего потока, вытесненного из керн, при отборе каждой из проб отходящего потока. Затем вычисляется объем подвижной текучей среды (водной или масляной текучей среды) внутри пробы керн на основании объема вытесненной текучей среды, находящейся в пробах отходящего потока. При этом может быть вычислен объем подвижной текучей среды по известным плотностям и объемам каждой из проб отходящего потока.

Когда испытание отмучиванием проводят на пробе керн со 100% водонасыщенностью, используются водные текучие среды и при испытании получают величину общего объема пор пробы керн.

Когда испытание отмучиванием проводят на пробе керн с начальной водонасыщенностью S_{wi} , часть порового объема пробы керн занята подвижной нефтяной фазой, а оставшаяся часть порового объема занята неподвижной водной фазой. Поэтому в испытании отмучиванием используют нефть с добавкой иододекана (масляная текучая среда) в качестве вытесняющей жидкости. Соответственно, объем водной текучей среды в поровом пространстве пробы керн при водонасыщенности S_{wi} составляет:

Объем водной текучей среды = Общий поровый объем - Объем нефти.

Когда испытание отмучиванием выполняется на пробе керн при остаточной нефтенасыщенности, S_{or} , часть порового объема пробы керн занята подвижной водной фазой, а остаток порового объема занят неподвижной нефтяной фазой. Поэтому испытание отмучиванием использует водную текучую среду с добавкой иодида. Соответственно, объем нефти в поровом пространстве пробы керн при нефтенасыщенности S_{or} составляет:

Объем нефти = Общий поровый объем - Объем водной текучей среды.

Таким образом, при условии, что определен общий поровый объем пробы керн, может быть определен и объем нефти, оставшейся в пробе керн.

Как было упомянуто выше, в ходе последовательных заводнений керна были собраны пробы извлеченной нефти и полученного отходящего потока, и был определен объем нефти, полученной при различных условиях заводнения.

Далее были вычислены процентные показатели дополнительно полученной нефти:

$$[(S_{ог} - S_{ог}^1) / (S_{oi} - S_{ог})] \times 100\%$$

При этом S_{oi} (начальная нефтенасыщенность) вычислялась из соотношения:

$$S_{oi} = (\text{объем углеводородов в порах}) / \text{общий поровый объем}.$$

Объем углеводородов в порах определялся при испытаниях отмучиванием, проводимых с пробой керна при начальной водонасыщенности S_{wi} . Общий поровый объем определялся при испытаниях отмучиванием, когда весь поровый объем пробы керна был заполнен водой, т.е. перед определением S_{wi} .

Затем вычислялась остаточная нефтенасыщенность, $S_{ог}$ на основании объема нефти, полученной во время вторичного заводнения:

$$S_{ог} = S_{oi} - [\text{нефть, полученная при вторичном заводнении} / \text{общий поровый объем}].$$

Величина $S_{ог}^1$ была определена с использованием объема нефти, полученной при третичном заводнении:

$$S_{ог}^1 = S_{ог} - [\text{нефть, полученная при третичном заводнении} / \text{общий поровый объем}].$$

Общее количество полученной нефти было сопоставлено с последней остаточной нефтенасыщенностью кернов, определенной в испытаниях отмучиванием, для подтверждения эффективного материального баланса при заводнении.

В испытаниях на третичное заводнение керна с низкой минерализацией, за критерий дополнительного извлечения нефти по сравнению с предшествующим вторичным заводнением керна с высокой минерализацией принималось по меньшей мере 1,5% увеличение извлечения нефти.

Масс-спектрометрия высокого разрешения.

Несколько проб нефти из экспериментов по заводнению керна были выбраны для дальнейшего анализа с использованием масс-спектрометрии высокого разрешения (МСВР). Эти пробы нефти были разбавлены ароматическим растворителем, например толуолом или ксилолом. Пробы, предназначенные для ионизации с использованием ионизации электрораспылением положительных и отрицательных ионов (ESI(+)) или ESI(-)), разбавлялись спиртом. Пробы нефти из экспериментов по заводнению керна были подвергнуты анализу с использованием одного или более масс-спектрометрических инструментов (анализаторов): масс-спектрометрии ионно-циклотронного резонанса с Фурье-преобразованием (FT-ICR-MS), жидкостной хроматографии-времени-пролетной масс-спектрометрии (LC-TOF-MS), масс-спектрометрии с ионной ловушкой (IT-MS). МСВР представляет собой мощный и универсальный метод подробного изучения состава сырой нефти. В МСВР используется управляемая ионизация компонентов проб нефти для генерирования органических ионов при их минимальной фрагментации. Используемыми методами ионизации были ESI(+), ESI(-), APPI(+) или APPI(-).

Методами FT-ICR-MS, HR-TOF-MS и IT-MS с высокой точностью измеряется масса ионов, что позволяет сопоставить уникальный химический состав каждой величине m/z в пределах заданных вручную параметров. FT-ICR-MS обладает более высоким разрешением, чем HR-TOF-MS и IT-MS, хотя все эти методы обладают разрешающей способностью ($m/\Delta m$), составляющей примерно 100000 или более при 400 m/z .

Имеется возможность соотнесения общих формул с классами гомологических соединений или гомологических рядов соединений на основе установленного химического состава, выбора способа ионизации и подробного химического анализа сырой нефти. Кроме того, степень ненасыщенности для каждой массы может быть вычислена по установленному химическому составу путем определения эквивалентной массы преполимера, содержащей 1 моль двойных виниловых связей (DBE), где DBE=1 соответствует либо одной π -связи (связь C=C или C=O), либо одному полностью насыщенному замкнутому кольцу. Соответствующие структурные формулы для органических соединений, имеющих значения DBE от 0 до 7, показаны в табл. 5a и 5b. Для специалиста должно быть понятно, что не все соединения, показанные в табл. 5a и 5b, обнаружены в сырой нефти и что сырая нефть может содержать соединения, имеющие значения DBE, превышающие 7.

В качестве измерительных средств МСВР для анализа выбранных проб нефти были использованы масс-спектрометры ионно-циклотронного резонанса с Фурье-преобразованием типа 12 T Bruker SolarisX и 4,7 T Bruker SolarisX, масс-спектрометр типа LECO Citis HR-TOF и масс-спектрометр типа ThermoScientific Orbitrap™ IT. Для масс-спектрометра FT-ICR пробы вводились экстрагированием, и для получения общего масс-спектра усреднялось от 200 до 300 спектров. Для масс-спектрометров HR-TOF и IT пробы вводились либо экстрагированием, либо анализом с вводом пробы в поток (FIA - от англ. flow injection analysis), т.е. с отделением от прибора колонны жидкостной хроматографии. При использовании HR-TOF-MS метода для формирования масс-спектра усреднялось меньшее число сканов, чем при ис-

пользовании FT-ICR-MS метода, например менее 10. Для IT-MS метода усреднялось менее 10 сканов, когда для ионизации использовалась методика APPI, или усреднялось примерно 40 сканов, когда для ионизации использовалась методика ESI. Измерительные средства MCBP работали со следующим решением.

Таблица 5a

Соответствующие структурные формулы эквивалентной массы преполимера, содержащей 1 моль двойных виниловых связей (DBE), для углеводородов и кислородосодержащих соединений

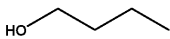
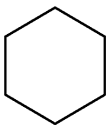
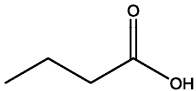
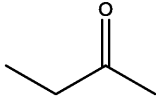
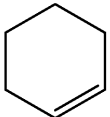
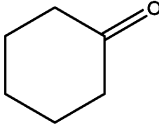
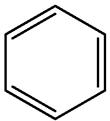
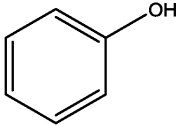
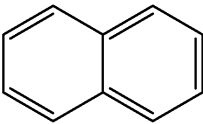
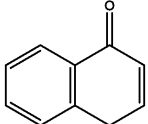
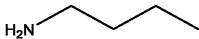
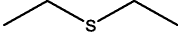
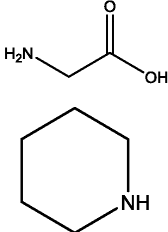
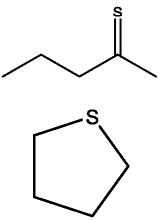
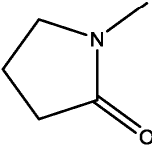
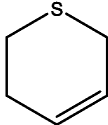
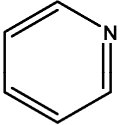
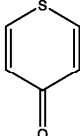
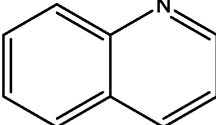
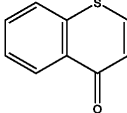
DBE	Углеводороды	Кислородосодержащие соединения
0		
1	 	 
2		
4		
7		

Таблица 5b

Соответствующие структурные формулы эквивалентной массы преполимера, содержащей 1 моль двойных виниловых связей (DBE), для соединений азота и соединений серы

DBE	Соединения азота	Соединения серы
0		
1		
2		
4		
7		

FT-ICR-MS - при максимальном разрешении более 200000 $m/\Delta m$ при 400 m/z ;

HR-TOF-MS - при максимальном разрешении примерно 100000 $m/\Delta m$ при 400 m/z ;

IT-MS - при максимальном разрешении более 180000 $m/\Delta m$ при 400 m/z .

Отсечение по молекулярной массе для масс-спектра, полученного при использовании FT-ICR-MS, обычно составляло в интервале от 1400 до 1600, например, примерно 1500 m/z . Отсечение по молекулярной массе для масс-спектра, полученного при использовании HR-TOF-MS, обычно составляло в интервале от 800 до 850 m/z . Отсечение по молекулярной массе для масс-спектра, полученного при использовании IT-MS, обычно составляло в интервале от 1000 до 2000 m/z .

Далее проводилась обработка спектров для получения химического состава (ошибка определения массы менее 5 ppm). Ионы определялись в спектре масс одним из двух способов: 1) программное обеспечение масс-спектрометра использовалось для определения ионов, попадающих в следующие интервалы параметров: количество элементов C=0-100, H=0-200, N=0-4, O=0-5 и S=0-3; либо 2) из собранных масс-спектрометром данных получалась таблица спектров, которая далее вводилась в программу анализа характеристик сырой нефти и ее продуктов на молекулярном уровне ("Петролеомика"). С помощью этой программы данные подвергались повторной калибровке и определялись ионы, попадающие в следующие интервалы параметров: C=0-100, H=0-200, N=0-4, O=0-5 и S=0-3.

Для дальнейшего улучшения интерпретации данных были использованы только химические составы, отнесенные к классу гомологических соединений, состоящих по меньшей мере из трех членов, например по меньшей мере пяти членов. Классом гомологических соединений может быть либо класс гомологических углеводородных соединений, либо класс гомологических углеводородных соединений, содержащих один или более гетероатомов, например один или более гетероатомов, выбранных из O, N и S. Предпочтительно использовались только химические составы, отнесенные к гомологическим рядам внутри класса гомологических соединений, в которых ряды были определены интервалом значений DBE. Для специалиста должно быть понятно, что члены класса соединений имеют одинаковую общую формулу, но могут отличаться по своей структуре или своими функциональными группами. Специалисту также понятно, что гомологические ряды внутри класса гомологических соединений относятся к группе соеди-

нений, отличающихся только числом групп CH_2 (гомологическая разность) в главной углеродной цепи. Специалисту также понятно, что в сырой нефти могут присутствовать гомологические соединения многих разных классов.

Основными способами ионизации, используемыми для анализа проб нефти методами масс-спектрометрии, были:

ионизация электрораспылением отрицательных ионов ESI(-), способная ионизировать, например, фенолы, карбоновые кислоты, пирролы и пиридинны. Классы гомологических соединений, которые могут быть обнаружены, включают $\text{C}_x\text{H}_y\text{O}$, $\text{C}_x\text{H}_y\text{O}_2$, $\text{C}_x\text{H}_y\text{O}_3$ и $\text{C}_x\text{H}_y\text{N}$, где x и y - целые числа;

ионизация электрораспылением положительных ионов ESI(+), способная ионизировать, например, амины и пиридинны. Классы гомологических соединений, которые могут быть обнаружены, включают $\text{C}_x\text{H}_y\text{N}$, $\text{C}_x\text{H}_y\text{NS}$, $\text{C}_x\text{H}_y\text{SO}$, $\text{C}_x\text{H}_y\text{SO}_2$, $\text{C}_x\text{H}_y\text{SO}_3$ и $\text{C}_x\text{H}_y\text{NO}$, где x и y - целые числа;

фотоионизация положительных ионов при атмосферном давлении APPI(+), способная ионизировать ароматические углеводороды, фенолы, пирролы и пиридинны, и серосодержащие углеводороды, например тиофены. Классы гомологических соединений, которые могут быть обнаружены, включают C_xH_y , $\text{C}_x\text{H}_y\text{S}$, $\text{C}_x\text{H}_y\text{S}_2$, $\text{C}_x\text{H}_y\text{O}$ и $\text{C}_x\text{H}_y\text{N}$, где x и y - целые числа;

фотоионизация отрицательных ионов при атмосферном давлении APPI(-), способная ионизировать ароматические углеводороды, фенолы, пирролы, кислоты и серосодержащие углеводороды. Классы гомологических соединений, которые могут быть обнаружены, включают C_xH_y , $\text{C}_x\text{H}_y\text{S}$, $\text{C}_x\text{H}_y\text{S}_2$, $\text{C}_x\text{H}_y\text{O}$, $\text{C}_x\text{H}_y\text{O}_2$ и $\text{C}_x\text{H}_y\text{N}$, где x и y - целые числа.

Перед ионизацией пробы нефти подвергаются дальнейшему разбавлению до концентрации в диапазоне от 0,1 до 1 мг/мл в растворителе или смеси растворителей. Примеры растворителей и смесей растворителей, которые могут быть использованы в различных способах ионизации, приведены в табл. 6.

Таблица 6

Растворители

Способ ионизации	Подходящие растворители или смеси растворителей
APPI(+)	толуол ксилол : толуол (6:4 по объему)
APPI(-)	толуол ксилол : толуол (6:4 по объему)
ESI(+)	толуол : пропан-2-ол (1:2 по объему) + 1 объемн.% уксусной кислоты (174 миллимоль) толуол : метанол (1:2 по объему) толуол : метанол (6:4 по объему) + 0,1 объемн.% муравьиной кислоты (26,0 миллимоль) ксилол : метанол (6:4 по объему) + 0,1 объемн.% муравьиной кислоты (26,0 миллимоль)
ESI(-)	дихлорметан : метанол (1:2 по объему) толуол : метанол (1:5 по объему) + 0,1 объемн.% гидроксида аммония (8,5 миллимоль) толуол : метанол (6:4 по объему) + 0,1 объемн.% гидроксида аммония (8,5 миллимоль) ксилол : метанол (6:4 по объему) + 0,1 объемн.% гидроксида аммония (8,5 миллимоль)

Интенсивности пиков в спектре, соответствующих отдельным ионам (которые являются маркерами дополнительной нефти, высвобождаемой во время заводнения с низкой минерализацией), были нормированы к суммарной интенсивности распространенного и стабильного класса гомологических органических соединений, что компенсировало любые вариации интенсивности, вызываемые флуктуациями при

ионизации. Полученные в результате нормированные интенсивности далее будут называться "первичными нормированными данными интенсивности".

Предпочтительно стабильный класс гомологических соединений, использованных для нормирования, имеет определенное число DBE и определенное число дефицита водорода (HD), также называемое "индексом дефицита водорода". Числа дефицита водорода для органических соединений могут быть легко вычислены специалистом. Например, число дефицита водорода для бензола (C_6H_6) и циклогексана (C_6H_{12}) составляет соответственно -6 и 0.

Класс гомологических соединений, используемых для нормирования, должен присутствовать во всех пробах нефти, получаемой из пробы керна во время индивидуального заводнения. Стабильность интенсивностей выбранного класса гомологических соединений означает, что этот класс гомологических соединений не служит в качестве маркера для дополнительной нефти, высвобождаемой во время заводнения с низкой минерализацией. Нормирование интенсивностей пиков в спектрах позволяет провести сравнение интенсивности в масс-спектрах, выполняемое на пробах нефти, получаемой из пробы керна по ходу каждого заводнения, и сравнение распространенности различных отдельных соединений, классов гомологических соединений или гомологических рядов соединений в масс-спектрах для каждой из проб нефти. Классы гомологических соединений, использованных для первичного нормирования для способов ионизации, применяемых в каждом примере, представлены в табл. 7.

Нормирование интенсивностей отдельных пиков в масс-спектрах выполнялось с использованием следующего соотношения:

$$\text{Нормированная интенсивность} = \frac{\text{Полная интенсивность отдельного иона} \times 1000}{\text{Суммарная полная интенсивность для нормируемого ряда}}$$

Полная интенсивность отдельного иона умножена на 1000 для удобства работы с числами.

Полная интенсивность отдельного иона определена по интенсивности пика, отнесенного к моноизотопной форме отдельного иона, т.е. иона, содержащего только основные или наиболее распространенные изотопы для каждого элемента его молекулярной формулы (например, изотопы 1H , ^{12}C , ^{14}N , ^{16}O или ^{32}S). Полная интенсивность отдельного иона затем вычисляется по интенсивности моноизотопного иона посредством учета ионов, содержащих один или более менее распространенных изотопов H, C, N, O и S. Масса и распространенность этих изотопов приведены ниже:

	Масса	Распространенность
2H	2,014101778	0,000115
13C	13,00335484	0,0107
15N	15,0001089	0,00364
17O	16,9991317	3,80E-04
18O	17,999161	2,05E-03
33S	32,97145876	0,0076
34S	33,9678669	0,0429
36S	35,96708076	2,00E-04

Для вычисления полной интенсивности для всех изотопных форм отдельного иона по интенсивности моноизотопного иона, выполняются следующие вычисления:

Полная интенсивность отдельного иона = моноизотопная интенсивность x

(1+ (распространенность 2H x число атомов водорода в молекулярном ионе) +
 (распространенность 13C x число атомов углерода в молекулярном ионе) +
 (распространенность 15N x число атомов азота в молекулярном ионе) +
 (распространенность 17O x число атомов кислорода в молекулярном ионе) +
 (распространенность 18O x число атомов кислорода в молекулярном ионе) +
 (распространенность 33S x число атомов серы в молекулярном ионе) +
 (распространенность 34S x число атомов серы в молекулярном ионе) +
 (распространенность 36S x число атомов серы в молекулярном ионе)).

Например, для молекулярного иона с молекулярной формулой $C_9H_8O_1$, имеющего моноизотопную интенсивность, равную 425B8, общая интенсивность молекулярного иона определяется следующим образом:

$$425,8 \times (1 + (0,0107 \times 9) + (0,000115 \times 8) + (3,80E-4 \times 1) + (2,05E-3 \times 1)) = 469,10389$$

Суммарной полной интенсивностью для нормированного ряда является сумма всех полных интенсивностей отдельных ионов в гомологическом ряду (в пределах класса соединений) нормированного ряда.

Таблица 7

Примеры классов гомологических соединений, использованных для первичной нормализации для разных методов ионизации

Пример	ESI(+)			ESI(-)			APPI(+)			APPI(-)		
	Ряды, используемые для нормировки	HD	DBE	Ряды, используемые для нормировки	HD	DBE	Ряды, используемые для нормировки	HD	DBE	Ряды, используемые для нормировки	HD	DBE
1	C_xH_yN	-21	12				C_xH_y Рад	-16	9			
2	C_xH_yN	-21	12				C_xH_yN Рад	-25	14			
3	C_xH_yN	-17	10	C_xH_yN	-17	10	C_xH_y Рад	-14	8			
4	C_xH_yN	-17	10	C_xH_yN	-21	12	C_xH_y Рад	-16	9			
5	C_xH_yN	-11	7	C_xH_yN	-21	12						
6	C_xH_yN	-13	8	C_xH_yN	-15	9						
7	C_xH_yN	-13	8	C_xH_yN	-15	9	C_xH_y Рад	-16	9	C_xH_y Рад	-16	9
8	C_xH_yN	-13	8	C_xH_yN	-21	12	C_xH_y Рад	-16	9	C_xH_y Рад	-16	9
9	C_xH_yN	-13	8	C_xH_yN	-15	9						
10	C_xH_yN	-13	8	C_xH_yN	-15	9						
11	C_xH_yN	-13	8	C_xH_yN	-15	9						
12	C_xH_yN	-13	8	C_xH_yN	-15	9						
13	C_xH_yN	-13	8	C_xH_yN	-15	9						

ESI(+)- все молекулярные ионы протонированы.

ESI(-) - все молекулярные ионы депротонированы.

Рад - молекулярные ионы являются радикал-ионами.

Далее нормированные интенсивности отдельных ионов подвергаются следующему нормированию ("вторичное нормирование"), при котором определяется полная интенсивность класса гомологических соединений или гомологических рядов соединений и умножается на 1000 (для получения "суммарной полной интенсивности"). "Данные вторичной нормированной интенсивности" затем получаются путем определения отношения суммарной полной интенсивности для класса гомологических соединений или гомологических рядов соединений для проб нефти, получаемых в ходе заводнения с низкой минерализацией, к суммарной полной интенсивности для того же класса гомологических соединений или гомологических рядов соединений для фоновой пробы нефти. Обычно для испытания вторичного заводнения керна фоновая проба нефти извлекается из пробы керна, вначале или вскоре после начала испытания на заводнение керна (т.е. представляет собой пробу нефти, которая не могла бы взаимодействовать с нагнетенной водой низкой минерализации). Обычно для испытания на третичное заводнение керна с низкой минерализацией фоновая проба нефти извлекается во время предшествующего испытания на вторичное заводнение керна с высокой минерализацией. Как правило, пробы нефти выбирались для масс-спектрального анализа для исследования потенциальных маркеров для дополнительной нефти в испытаниях на вторичное или третичное заводнение керна с низкой минерализацией в течение временного интервала, когда в отходящем потоке, извлекаемом из пробы керна, наблюдалось повышенное количество нефти. В испытании на вторичное заводнение керна, это обычно происходило после прорыва воды с низкой минерализацией (также называемой слабоминерализованной водой).

Данные нормированной интенсивности для Примеров 1-13 представлены в табл. 8.

Таблица 8

Вторичные нормированные интенсивности проб нефти								
Пример	Средние нормированные интенсивности проб нефти						Число проанализированных проб нефти и усредненных интенсивностей	
	C _x H _y N (ESI(+))		C _x H _y O ₂ (ESI(-))		C _x H _y O ₂ (ESI(-)) DBE = 1			
	Усреднение по вторичному заводнению керна	Усреднение по третичному заводнению керна	Усреднение по вторичному заводнению керна	Усреднение по третичному заводнению керна	Усреднение по вторичному заводнению керна	Усреднение по третичному заводнению керна	В ходе вторичного заводнения керна	В ходе третичного заводнения керна
1	100	100,36	-	-	-	-	1	2
2	100	104,11	-	-	-	-	1	2
3	100	105,1	100	108,58	100	213,63	1	5
4	100	100,43	100	131,86	100	169,39	1	7
5	98,48	90,23	158,12	309,55	150,72	223,68	5	8
6	118,97	-	200,95	-	920,58	-	33	
7	99,61	-	121,14	-	156,8	-	6	Нет данных
8	104,01	130,81	95,22	171,53	99,05	373,64	5	15
9	96,24	106,34	289,52	359,65	426,21	972,05	7	18
10	103,09	111,26	99,43	171,86	191,73	505,12	3	8
11	98,68	-	149,62	-	162,28	-	18	Нет данных
12	101,04	-	124,73	-	140,06	-	24	Нет данных
13	97,35	-	126,52	-	106,22	-	16	Нет данных

Примеры 1 и 2 включают вторичные заводнения керна Водами 1 и 3 высокой минерализации соответственно и третичные заводнения керна Водами 2 и 4 низкой минерализации соответственно. Пробы нефти, извлеченные в ходе этих испытаний на заводнение, подвергались анализу только средствами

ESI-MS. Сравнение данных усредненной нормированной интенсивности для C_xH_yN класса гомологических соединений для проб нефти, полученных для вторичного и третичного заводнения (т.е. для проведения всего испытания на заводнение керна), показали, что средние нормированные интенсивности существенно не изменяются, что указывает на то, что C_xH_yN класс гомологических соединений не служит маркером для дополнительной нефти, добываемой во время третичного заводнения с низкой минерализацией.

Пример 3 относится к вторичному заводнению керна с высокой минерализацией Водой 3 и третичному заводнению керна с низкой минерализацией Водой 4. В Примере 3 положительно-ионный ESI-MS анализ проб нефти, извлеченных во время вторичного и третичного заводнения керна, показал, что C_xH_yN класс гомологических соединений сохраняет стабильность в течение всего испытания на заводнение керна. Отрицательно-ионный ESI-MS анализ проб нефти обнаружил небольшое увеличение нормированной интенсивности $C_xH_yO_2$ класса гомологических соединений для проб нефти, извлеченных во время третичного заводнения с низкой минерализацией, при суммировании по всем идентифицированным DBE величинам (при сравнении с пробами нефти, извлеченными во время вторичного заводнения керна с высокой минерализацией). Выделение данных усредненной нормированной интенсивности для $C_xH_yO_2$ класса соединений с величиной DBE=1 показало более сильное увеличение нормированной интенсивности для проб нефти, извлеченных во время третичного заводнения с низкой минерализацией (при сравнении с пробами нефти, извлеченными во время вторичного заводнения с высокой минерализацией). $C_xH_yO_2$ класс гомологических соединений поэтому может служить маркером для дополнительной нефти, высвобожденной во время третичного заводнения с низкой минерализацией Водой 4.

Примеры 4 и 5 соответствуют испытаниям на заводнение керна с использованием тех же вод, что и в Примере 3. Могут быть сделаны те же выводы, что и в Примере 3, т.е. что C_xH_yN класс гомологических соединений остается стабильным в пробах нефти, извлеченных в ходе всего заводнения, в то время как имеется рост концентрации $C_xH_yO_2$ класса гомологических соединений (для всех идентифицированных величин DBE и DBE=1) для проб нефти, извлеченных во время третичного заводнения с низкой минерализацией (при сравнении с пробой нефти, извлеченной во время вторичного заводнения с высокой минерализацией). Хотя вариации интенсивностей C_xH_yN класса гомологических соединений для Примера 5 выше, чем для Примеров 1 и 4, эти вариации значительно ниже вариаций интенсивностей для $C_xH_yO_2$ класса гомологических соединений по всем идентифицированным величинам DBE и для DBE=1.

Пример 6 представляет нормированные данные интенсивности для вторичного заводнения с низкой минерализацией Водой 4. Данные средней нормированной интенсивности были получены путем нормирования относительно пробы нефти, полученной ранее при заводнении керна (т.е. нефти, вытесненной из части столбика керна, который должен быть далее подвергнут заполнению водой с низкой минерализацией). Нормированная интенсивность для C_xH_yN класса гомологических соединений, идентифицированных положительно-ионным ESI-MS анализом, составила 118,97, аналогично величинам, полученным для проб нефти, извлеченных во время третичных заводнений керна с низкой минерализацией из Примеров 1-5. Нормированная интенсивность для $C_xH_yO_2$ класса гомологических соединений, идентифицированных с использованием отрицательно-ионного ESI-MS анализа, имела среднее значение 200,95 (по всем DBE) и 920,58 (для DBE=1), указывая на то, что $C_xH_yO_2$ класс гомологических соединений также действует как маркер дополнительной нефти, высвобожденной во время вторичного заводнения с низкой минерализацией.

Пример 7 иллюстрирует данные нормированной интенсивности для вторичного заводнения с низкой минерализацией Водой 3. Данные усредненной нормированной интенсивности были получены путем нормирования относительно пробы нефти, полученной ранее в заводнениях (извлеченной из части керна, который должен быть далее подвергнут заполнению водой с высокой минерализацией). Что касается предыдущих примеров, средняя нормированная интенсивность для C_xH_yN класса гомологических соединений составляла примерно 100 (99,61). Средние нормированные интенсивности для $C_xH_yO_2$ класса гомологических соединений по всем идентифицированным величинам DBE (121,14) и для DBE=1 (156,8), были значительно ниже наблюдаемых в испытаниях на вторичное заводнение керна с низкой минерализацией в Примере 6, что указывает на то, что вода с высокой минерализацией не так эффективна, как вода с низкой минерализацией для высвобождения гомологических соединений этого класса.

В Примере 8 представлены данные нормированной интенсивности для испытаний на вторичное заводнение керна Водой 3 и третичное заводнение керна с низкой минерализацией Водой 4. В этом примере использовались те же воды, что и в Примере 5, и были получены аналогичные результаты.

Пример 9 относится к вторичному заводнению керна Водой 3 с высокой минерализацией и третичному заводнению керна Водой 6 с низкой минерализацией. Было обнаружено, что усредненная нормированная интенсивность для C_xH_yN класса гомологических соединений оставалась неизменной для проб нефти, извлеченных в ходе всего испытания на заводнение, в то время как наблюдалось заметное увеличение усредненной нормированной интенсивности для $C_xH_yO_2$ класса гомологических соединений для проб нефти, извлеченных во время третичного заводнения керна с низкой минерализацией по всем идентифицированным величинам DBE и для DBE=1 (в сравнении с пробами нефти, извлеченными во время вторичного заводнения керна с высокой минерализацией).

Пример 10 относится к вторичному заводнению кернa водой с высокой минерализацией и третичному заводнению кернa водой с низкой минерализацией (те же воды, что были использованы в Примере 5). Было обнаружено, что усредненная нормированная интенсивность для C_xH_yN класса гомологических соединений оставалась неизменной для проб нефти, извлеченных в ходе всего испытания на заводнение, в то время как наблюдалось заметное увеличение усредненной нормированной интенсивности для $C_xH_yO_2$ класса гомологических соединений для проб нефти, извлеченных во время третичного заводнения кернa с низкой минерализацией по всем идентифицированным величинам DBE и для DBE=1 (в сравнении с пробами нефти, извлеченными во время вторичного заводнения кернa с высокой минерализацией).

Примеры 11-13 аналогичны Примеру 6 (вторичные заводнения кернa с низкой минерализацией Водой 4). Могут быть сделаны такие же выводы, что и в отношении Примера 6.

Данные FT-ICR-MS для Эксперимента 3 по заводнению кернa (с использованием ESI(-) в качестве способа ионизации).

Пример 3 относится к испытанию по третичному заводнению кернa с низкой минерализацией Водой 3, вслед за испытанием на вторичное заводнение кернa с высокой минерализацией (Вода 4).

На фиг. 7 представлен график зависимости углеродного числа (размер молекулы) от эквивалентной массы преполимера, содержащего один моль двойных виниловых связей (DBE), для $C_xH_yO_2$ класса гомологических соединений для проб нефти, извлеченных во время Эксперимента 1 по заводнению кернa. Размер точек и градации серого соответствуют интенсивностям сигналов. График для нефти, проба которой отобрана из нефтяного пласта (Проба 0), представляет собой фоновое распределение зависимости углеродного числа от DBE для $C_xH_yO_2$ класса гомологических соединений. Проба 1 была извлечена во время состаривания пробы кернa и перед всеми заводнениями. Можно заметить, что нефть в процессе старения значительно обеднена $C_xH_yO_2$ соединениями с высоким числом DBE. Проба 2 была получена во время вторичного заводнения с высокой минерализацией. Можно заметить, что график для Пробы 2 напоминает график для нефти, отобранной из нефтяного пласта (Проба 0). Проба 3 была извлечена при прорыве воды с низкой минерализацией при третичном заводнении с низкой минерализацией, и график для этой пробы показывает, что нефть обогащена соединениями с низким числом DBE. Проба 4 представляет нефть, полученную позже во время третичного заводнения с низкой минерализацией, и график напоминает график для пробы 3 нефти, взятой сразу же после прорыва воды с низкой минерализацией. График для Пробы 4 показывает, что дополнительные $C_xH_yO_2$ гомологические соединения были высвобождены из пластовой пористой породы позже во время заводнения с низкой минерализацией.

Данные HR-TOF-MS для Эксперимента 3 по заводнению кернa (с использованием ESI(-) в качестве способа ионизации).

На фиг. 8 представлен график зависимости углеродного числа (размер молекулы) от эквивалентной массы преполимера, содержащего 1 моль двойных виниловых связей (DBE), для $C_xH_yO_2$ класса гомологических соединений для проб нефти, извлеченных во время Эксперимента 3 по заводнению кернa. Здесь также размер точек и градации серого соответствуют интенсивностям сигналов. Данные, полученные с использованием метода LC-TOF-MS демонстрируют картину, аналогичную данным, полученным методом FT-ICR-MS.

На фиг. 9 представлено углеродное число (размер молекулы) для $C_xH_yO_2$ класса гомологических соединений с величиной DBE=1 для Проб 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6 и 7. Можно заметить, что Пробы 4 и 6, отобранные после прорыва воды с низкой минерализацией, обогащены гомологическими соединениями класса $C_xH_yO_2$ (ср. с фоновой Пробой 0). Это указывает на то, что результаты, полученные методом FT-ICR-MS, воспроизводятся методом LC-TOF-MS с худшим разрешением.

Наконец, результаты, представленные в табл. 8 и на фиг. 7-9, показывают, что дополнительная нефть может быть обнаружена путем анализа проб нефти на определение отличительных признаков состава после заводнения для кислородосодержащих органических соединений в нефти. Считается, что дополнительная нефть обнаруживается, когда установлено идентифицируемое различие между одним или более из отличительных признаков состава после заводнения для кислородосодержащих органических соединений в нефти и фоновыми отличительными признаками состава для кислородосодержащих соединений.

Кроме того, эти результаты показывают, что эти различия могут иметь место для кернов, нефти и воды многих типов.

Описанные выше варианты выполнения следует воспринимать как частные примеры, иллюстрирующие изобретение. Можно представить и другие варианты выполнения изобретения. Следует понимать, что любой признак, описанный в связи с любым вариантом выполнения, может быть использован индивидуально или в комбинации с другими описанными признаками, и также может быть использован в комбинации с одним или более признаками любого другого из вариантов выполнения, или любой комбинации любого другого из вариантов выполнения. Кроме того, также могут быть использованы не описанные выше эквиваленты и модификации, не выходящие за пределы области притязаний изобретения, определенного приложенной формулой.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ обнаружения добычи дополнительной нефти из нефтеносного пласта, через который проходят по меньшей мере одна нагнетательная скважина и по меньшей мере одна эксплуатационная скважина, при осуществлении которого

отбирают фоновую пробу нефти и анализируют ее для установления фоновых отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти;

начинают заводнение с низкой минерализацией посредством нагнетания воды с низкой минерализацией в пласт через нагнетательную скважину;

извлекают нефть из эксплуатационной скважины;

отбирают пробы нефти после заводнения, добытой из эксплуатационной скважины, в течение продолжительного времени;

анализируют пробы нефти после заводнения для установления отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти после заводнения;

идентифицируют различие между одним или более из отличительных признаков состава кислородосодержащих органических соединений после заводнения и фоновых отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти, характерное для дополнительной нефти, высвобождаемой заводнением с низкой минерализацией.

2. Способ по п.1, в котором отличительные признаки состава для проб нефти после заводнения сравнивают с фоновой пробой подвижной нефти.

3. Способ по п.2, в котором воду с низкой минерализацией нагнетают в нефтяной пласт во вторичном методе извлечения.

4. Способ обнаружения добычи дополнительной нефти из нефтеносного пласта, содержащего несколько слоев пластовой породы, через который проходит по меньшей мере одна нагнетательная скважина, по меньшей мере одна эксплуатационная скважина и по меньшей мере одна наблюдательная скважина, расположенная между нагнетательной скважиной и эксплуатационной скважиной, при осуществлении которого

вводят каротажную аппаратуру в наблюдательную скважину;

нагнетают воду с низкой минерализацией в нефтеносный пласт через нагнетательную скважину и извлекают нефть из эксплуатационной скважины;

используют каротажную аппаратуру в течение продолжительного времени для определения промежутка времени t_1 между началом нагнетания воды с низкой минерализацией в нефтяной пласт через нагнетательную скважину(ы) и обнаружением фронта воды с низкой минерализацией в наблюдательной скважине;

определяют расстояние L_1 между нагнетательной скважиной(ами) и наблюдательной скважиной и вычисляют скорость v , с которой распространяется через нефтяной пласт фронт воды с низкой минерализацией, причем $v = L_1/t_1$;

определяют расстояние L_2 между наблюдательной скважиной и эксплуатационной скважиной(ами) и используют скорость v распространения фронта для прогнозирования момента времени t_2 , когда вода с низкой минерализацией прорвется в эксплуатационную скважину, причем $t_2 = t_1 + L_2/v$;

отбирают фоновую пробу нефти из нефтяного пласта перед нагнетанием воды с низкой минерализацией и анализируют фоновую пробу нефти для установления отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти;

отбирают пробы нефти после заводнения, добытой из эксплуатационной скважины(н), в течение продолжительного времени и анализируют эти пробы нефти для установления отличительных признаков состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти после заводнения для идентификации различия между одними или более отличительными признаками состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти после заводнения и фоновыми отличительными признаками состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти, характерного для дополнительной нефти, высвобождаемой заводнением с низкой минерализацией;

повышают частоту отбора проб добытой нефти после заводнения по мере приближения прогнозированного момента t_2 прорыва нагнетаемой воды с низкой минерализацией в эксплуатационную скважину и используют идентифицированное различие между отличительными признаками состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти после заводнения и фоновыми отличительными признаками состава для кислородосодержащих органических соединений в нефти для определения момента времени, когда дополнительная нефть прорвется в эксплуатационную скважину.

5. Способ по любому из предыдущих пунктов, в котором пробы нефти анализируют с использованием масс-спектрометрии высокого разрешения (МСВР) на увеличение полной интенсивности сигнала для класса гомологических соединений с общей формулой $C_xH_yO_n$ (I), где x представляет собой целое число в интервале от 5 до 100, предпочтительно от 8 до 75, более предпочтительно от 8 до 60, в частности от 10 до 45, y представляет собой целое число $\leq 2x+2$ и n представляет собой целое число в интервале от 1 до 10, предпочтительно от 1 до 5, более предпочтительно от 1 до 3, в частности 2.

6. Способ по п.5, в котором пробы нефти дополнительно анализируют средствами МСВР на снижение интенсивности величины средневзвешенной эквивалентной массы преполимера, содержащей 1 моль двойных виниловых связей (DBE) для класса гомологических соединений с общей формулой (I).

7. Способ по п.6, в котором пробы нефти дополнительно анализируют средствами МСВР на повышение полной интенсивности сигнала для класса гомологических соединений с общей формулой (I), имеющих величину DBE, равную 1.

8. Способ по любому из предыдущих пунктов, в котором пробы добытой воды, отобранные после начала заводнения с низкой минерализацией, анализируют на повышение концентрации ионов, выбранных из Fe^{2+} , Ca^{2+} , Mg^{2+} и Sr^{2+} , относительно фоновой пробы добытой воды, отобранной перед началом заводнения с низкой минерализацией.

9. Способ по п.8, в котором пробы добытой воды анализируют на снижение общего содержания растворенных твердых веществ относительно фоновой пробы добытой воды, отобранной перед началом заводнения с низкой минерализацией.

10. Способ по любому из предыдущих пунктов, в котором регистрируют моменты времени, когда каждая из проб нефти после заводнения добыта из эксплуатационной скважины(н);

определяют пробы после заводнения, которые демонстрируют различие между отличительными признаками состава после заводнения и фоновыми отличительными признаками состава для кислородо-содержащих органических соединений, которое характерно для дополнительной нефти, высвобожденной заводнением с низкой минерализацией; и

принимают наиболее раннее время добычи, когда обнаружено различие в отличительных признаках состава пробы после заводнения, в качестве момента времени прорыва дополнительной нефти в эксплуатационную скважину(ы).

11. Способ обратной адаптации модели нефтяного пласта с низкой минерализацией к данным измерений нефтяного пласта, при осуществлении которого

обнаруживают дополнительную нефть способом по п.10 для получения таким путем момента(ов) времени добычи, когда дополнительная нефть прорывается в эксплуатационную скважину(ы), в качестве первых данных измерений нефтяного пласта;

получают дополнительные данные измерений нефтяного пласта, включающие измеренный объем(мы) нефти, добытой из эксплуатационной скважины(н) во время заводнения с низкой минерализацией, в виде функции времени;

вводят общие входные данные и входные данные низкой минерализации в моделирование нефтяного пласта с низкой минерализацией для моделирования заводнения с низкой минерализацией, при этом общие входные данные и входные данные низкой минерализации имеют связанные с ними неопределенности;

выполняют моделирование нефтяного пласта с низкой минерализацией с использованием общих входных данных и входных данных низкой минерализации для генерирования выходных данных низкой минерализации, содержащих вычисленный момент(ы) времени, когда дополнительная нефть прорывается в эксплуатационную скважину(ы); и вычисленный объем(ы) нефти, добытой из эксплуатационной скважины(н) в условиях низкой минерализации, в виде функции времени; и

генерируют обратно адаптированную модель нефтяного пласта для заводнения с низкой минерализацией посредством обратной адаптации выходных данных низкой минерализации к данным измерения нефтяного пласта путем настройки неопределенностей во входных данных низкой минерализации.

12. Способ по п.11, в котором дополнительные данные измерений нефтяного пласта добавочно включают одно или более из

измеренного объема(ов) воды низкой минерализации, нагнетенной в нагнетательную скважину(ы), в функции времени;

измеренного объема(ов) воды, добытой из эксплуатационной скважины(н), в функции времени;

измеренной минерализации добытой воды в функции времени;

измеренных концентраций выбранных ионов в добытой воде в функции времени;

измеренных скважинных давлений в нагнетательной скважине(ах) и эксплуатационной скважине(ах) на глубине нефтеносного слоя(ев) пласта, в функции времени.

13. Способ по п.11 или 12, в котором обратно адаптированную модель нефтяного пласта используют в прогнозирующем режиме для оценки увеличения будущей добычи дополнительной нефти из нефтяного пласта за счет заводнения с низкой минерализацией и/или для планирования усовершенствованного управления заводнением с низкой минерализацией нефтяного пласта.

14. Способ по любому из пп.11, 12, в котором повторяют обратную адаптацию моделирования нефтяного пласта один или более раз в ходе заводнения с низкой минерализацией нефтяного пласта.

15. Способ оценивания объема дополнительной нефти, добываемой из нефтяного пласта, как функции времени, при осуществлении которого

выполняют обратную адаптацию модели нефтяного пласта с низкой минерализацией к данным измерения пласта способом по любому из пп.11-14, причем при генерировании обратно адаптированной

модели нефтяного пласта настраивают неопределенности в общих входных данных и во входных данных низкой минерализации;

вводят входные данные высокой минерализации в обратно адаптированную моделирующую программу нефтяного пласта для моделирования заводнения с высокой минерализацией;

управляют работой обратно адаптированной программы нефтяного пласта, использующей общие входные данные и входные данные высокой минерализации, для генерирования выходных данных высокой минерализации, включающих вычисленный объем(ы) нефти, добытой из эксплуатационной скважины(н) в условиях высокой минерализации, как функции времени; и

оценивают объем дополнительной нефти путем вычитания вычисленного объема(ов) нефти, добытой из эксплуатационной скважины(н) в условиях высокой минерализации, как функции времени, из измеренного объема(ов) нефти, добытой из эксплуатационной скважины(н) во время заводнения с низкой минерализацией нефтяного пласта, как функции времени.

16. Способ оценки продленного периода извлечения обезвоженной нефти для вторичного заводнения с низкой минерализацией, при осуществлении которого

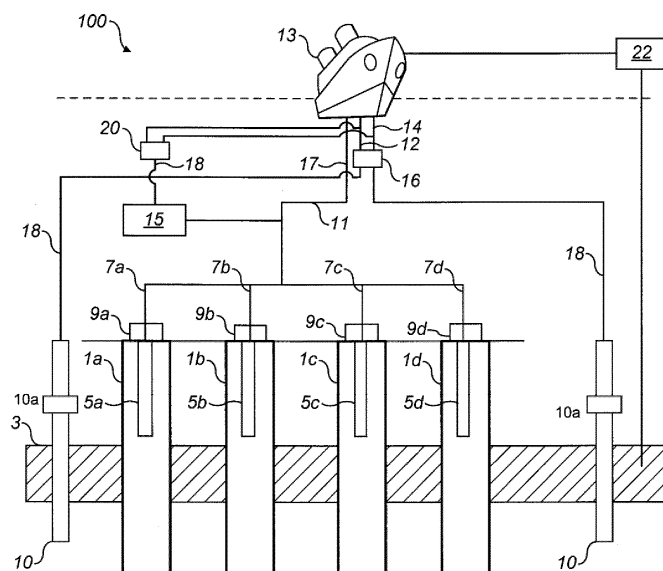
оценивают объем дополнительной нефти, добываемой из нефтяного пласта, как функции времени, способом по п.15, причем выходные данные высокой минерализации дополнительно включают вычисленный момент(ты) времени, когда вода высокой минерализации прорывается в эксплуатационную скважину(ы); и

оценивают продленный период извлечения обезвоженной нефти для вторичного заводнения с низкой минерализацией вычитанием вычисленного момента(ов) времени, когда вода с высокой минерализацией прорывается в эксплуатационную скважину(ы), из измеренного момента(ов) времени, когда вода с низкой минерализацией прорывается в эксплуатационную скважину(ы).

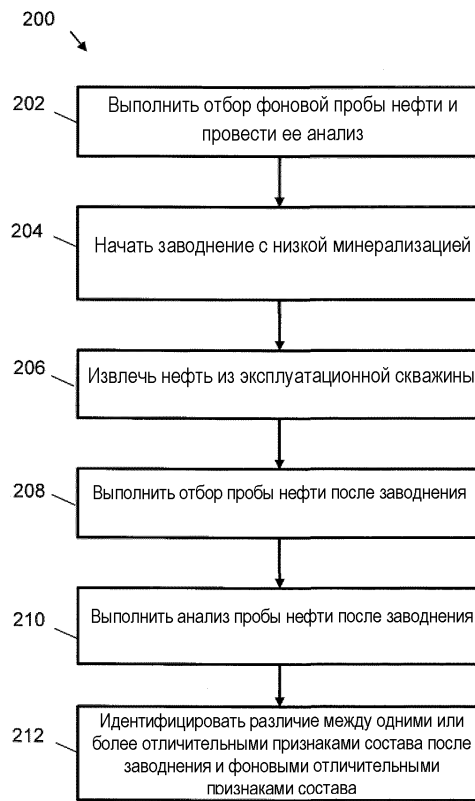
17. Способ оценки продленного периода пониженной обводненности скважинной продукции для третичного заводнения с низкой минерализацией, при осуществлении которого

оценивают объем дополнительной нефти, добытой из нефтяного пласта, как функцию времени, способом по п.15, причем выходные данные высокой минерализации дополнительно включают вычисленную обводненность(и) флюидов, добытых из эксплуатационной скважины(н); и

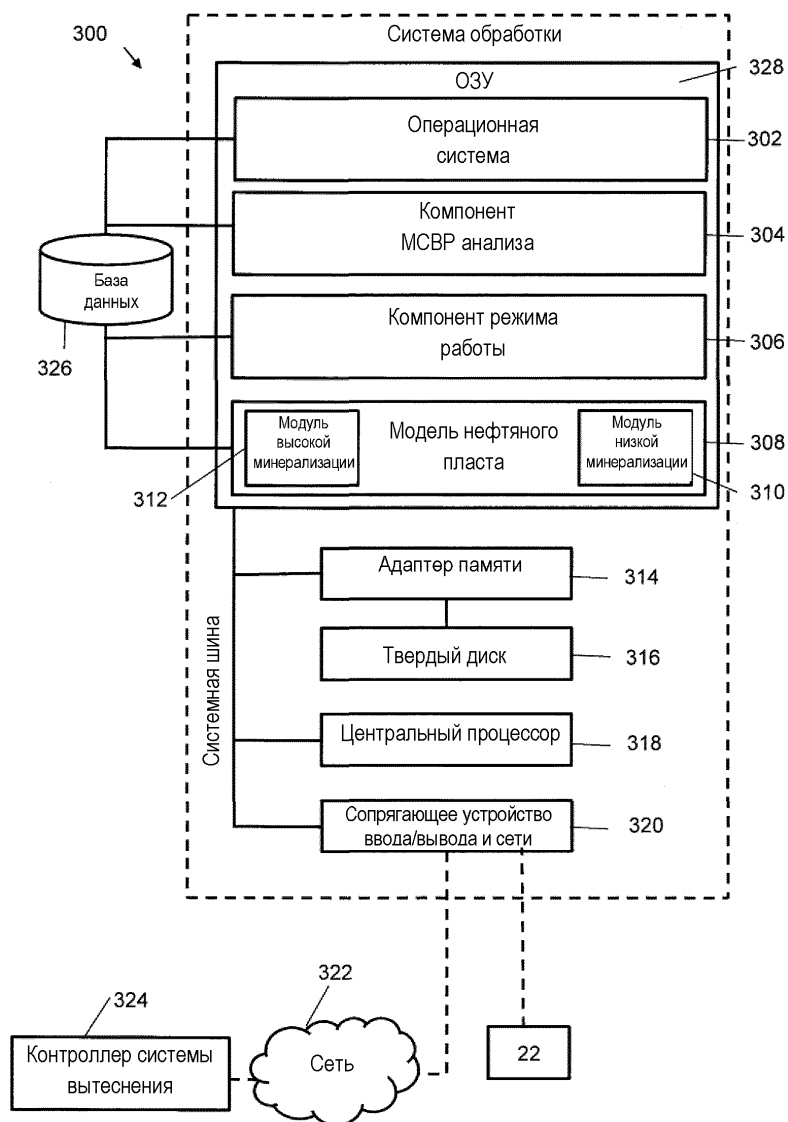
оценивают продленный период пониженной обводненности для третичного заводнения с низкой минерализацией путем вычитания вычисленной обводненности(ей) флюидов, добытых из эксплуатационной скважины(н), из измеренной обводненности(ей) флюидов, добытых из эксплуатационной скважины(н) во время третичного заводнения низкой минерализации.



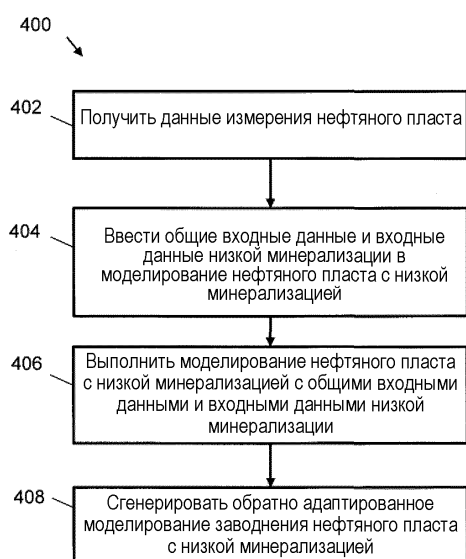
Фиг. 1



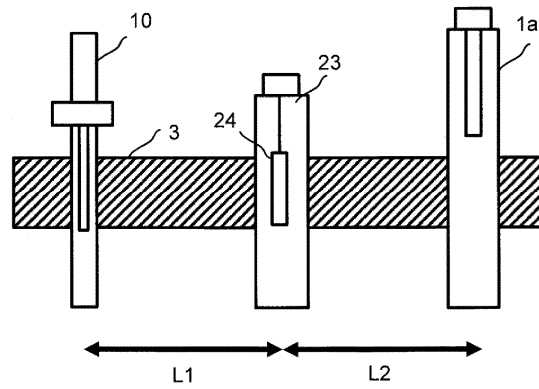
Фиг. 2



Фиг. 3

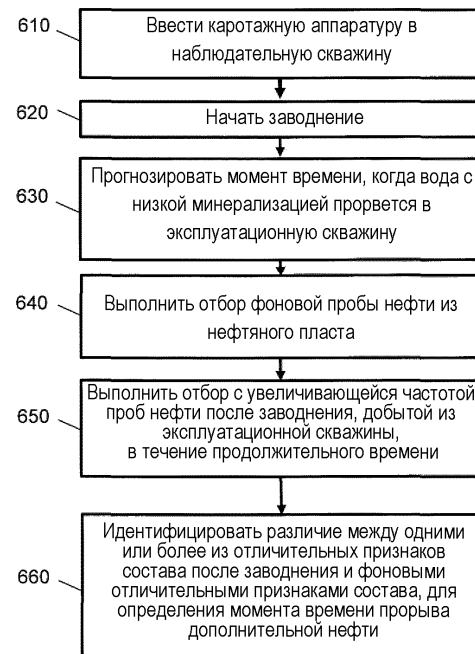


Фиг. 4



Фиг. 5

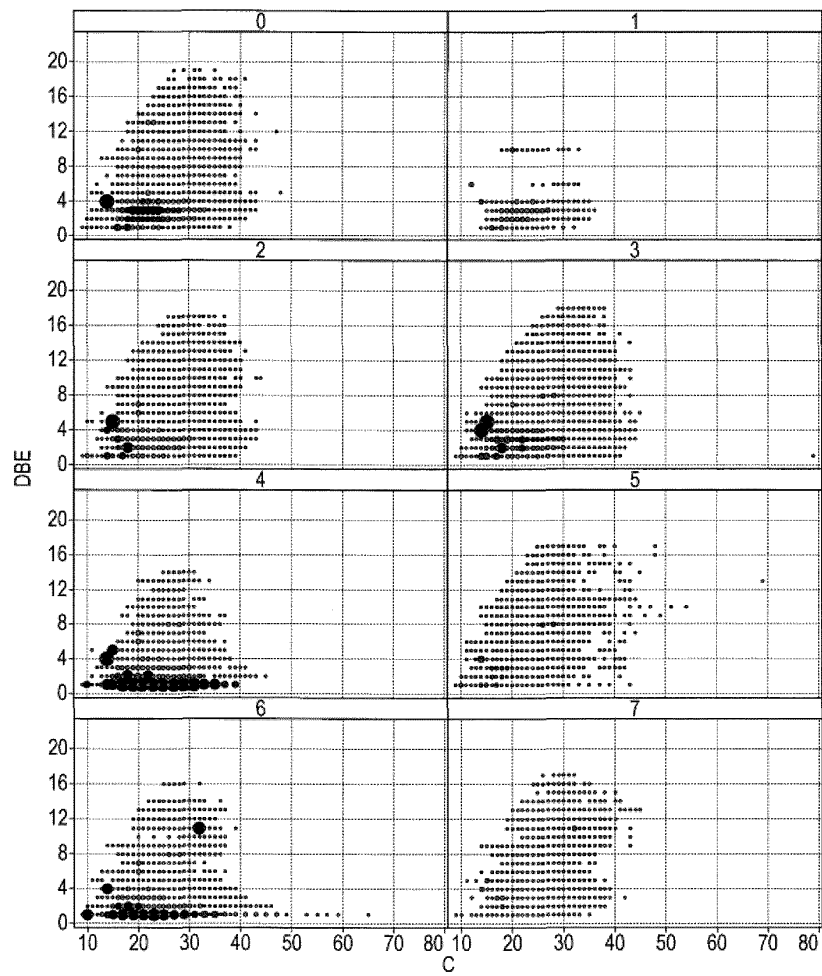
600



Фиг. 6

Окраска согласно
нормированной
интенсивности

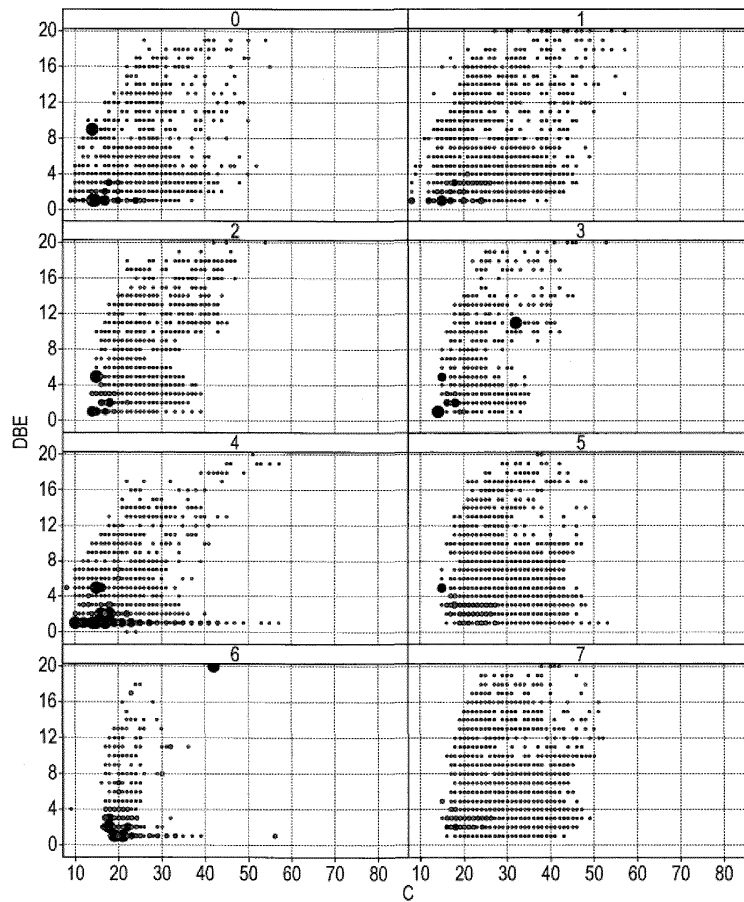
■ 150,00
■ Мин (0,00)



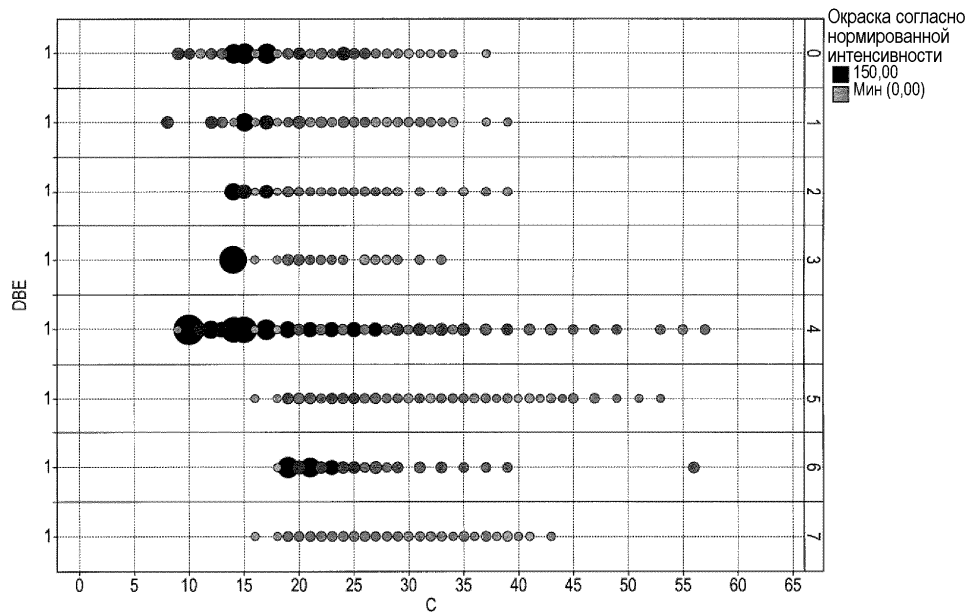
Фиг. 7

Окраска согласно
нормированной
интенсивности

■ 150,00
■ Мин. (0,00)



Фиг. 8



Фиг. 9



Евразийская патентная организация, ЕАПВ
Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2