

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **018151**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента  
**2013.05.30**

(51) Int. Cl. *E21B 43/12* (2006.01)

(21) Номер заявки  
**200971134**

(22) Дата подачи заявки  
**2008.06.03**

---

(54) **СПОСОБ И СИСТЕМА ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ИЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ СКВАЖИННОГО НАСОСА**

---

(31) **0711635.3**

(56) US-A-3016833  
WO-A-2005040669  
US-A1-2002121376  
WO-A-2006106300

(32) **2007.06.15**

(33) **GB**

(43) **2010.04.30**

(86) **PCT/GB2008/001868**

(87) **WO 2008/152357 2008.12.18**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:  
**ОЙЛФЛОУ СОЛЮШНЗ ХОЛДИНГЗ  
ЛИМИТЕД (GB)**

(72) Изобретатель:  
**Крэбтри Майкл Джон, Флетчер  
Филип, Форсиз Джеффри (GB)**

(74) Представитель:  
**Дощечкина В.В., Липатова И.И.,  
Рыбаков В.М., Новоселова С.В.,  
Хмара М.В. (RU)**

---

(57) Изобретение относится к нефтяной скважине, включающей в себя ствол скважины (2) ниже уровня земли (4), идущий к нефтяному пласту (6). Ствол скважины включает в себя крепление (8) обсадными трубами, внутри которого расположен эксцентриковый винтовой насос (10), имеющий впускное отверстие (12) в нижнем конце и своим верхним концом присоединенный к насосно-компрессорной трубе (14). Кольцевое пространство (16) определяется между насосом (10)/трубой (14) и креплением (8). Кольцевое пространство сообщается с пластом и включает в себя напор (20) пластового флюида. Композиция на водной основе, содержащая необязательно сшитый поливиниловый спирт, может заливаться в кольцевое пространство (16) и перемещаться под действием силы тяжести в пласт (6) непосредственно перед впускным отверстием (12). Композиция может улучшать производительность и эффективность насоса (10) благодаря своей способности увеличивать подвижность нефти в пласте непосредственно перед насосом (10) и/или повышать способность нефти проникать во впускное отверстие насоса. Кроме того, за счет улучшения подвижности и/или уменьшения величины обратного давления при прохождении нефти через впускное отверстие насоса (или любое другое сужение) может быть увеличена скорость течения нефти из пласта в ствол скважины, что приведет к возрастанию нормы выработки нефти.

---

**018151**  
**B1**

**018151**  
**B1**

### Область техники

Настоящее изобретение имеет отношение к углеводородам и в том числе, но не исключительно, имеет отношение к добыче углеводородов. Предпочтительные варианты осуществления нацелены на улучшение производительности насосов, относящихся к стволу скважины, и/или увеличение нормы выработки углеводородов.

В процессе добычи углеводородов при естественном геотермальном давлении в пласте пластовое давление будет уменьшаться. С течением времени давление в пласте может стать слишком низким для того, чтобы вытеснять флюид из продуктивной зоны скважины к поверхности, и может возникнуть необходимость в применении механических методов эксплуатации скважины. В некоторых случаях методы механизированной добычи используют на самом начальном этапе добычи в зависимости от общих технико-экономических характеристик продуктивного пласта.

Систему механизированной добычи определяют как любую систему, сообщающую энергию столбу флюида в стволе скважины с целью инициирования и улучшения добычи в скважине. Способы механизированной добычи подразделяют на две группы: способы, при которых используется газ, и способы, при которых используются насосы.

Согласно газлифтному способу газ инжектируют в скважину через вентили, размещенные вдоль ствола скважины в стратегически важных точках. Газ аэрирует флюид, делая его менее густым, и, как следствие, пластовое давление становится достаточным для того, чтобы поднимать нефть и вытеснять ее из ствола скважины.

В способах, при которых используются насосы, для приведения в действие глубинной насосной установки применяют поверхностный источник энергии. Целью является создание значительного положительного градиента давления между выходом из насоса и поверхностью для увеличения скорости транспортировки флюида к поверхности. Кроме того, глубинные насосы служат для снижения давления между входом в насос и поверхностью раздела между стволом скважины и пластом. Это увеличивает перепад давления между пластом и стволом скважины, что, в свою очередь, может увеличить скорость течения флюида в ствол скважины при условии, что пласт является податливым.

При прохождении из пласта к поверхности флюид, содержащий углеводороды, протекает через различные дроссели, отверстия и сужения. Например, если насос находится в стволе скважины, флюид, перед тем как быть поднятым на поверхность, должен пройти через впускное отверстие насоса. Кроме того, в некоторых случаях стволы скважин могут включать в себя соответствующие барьеры для борьбы с поступлением в скважину песка (также известные как "песчаные пробки", "противопесочные фильтры" и "гравийные набивки"), расположенные перед скважинным насосом. Барьеры для борьбы с поступлением в скважину песка обеспечивают поддержание целостности конструкции ствола скважины в отсутствие крепления, в то же время позволяя флюиду перемещаться из пласта в ствол скважины, а также регулируют миграцию пластового песка в скважинные насосы и/или наземное оборудование. Однако барьеры для борьбы с поступлением в скважину песка могут выступать в качестве значительной силы, противодействующей прохождению флюида в ствол скважины.

Неблагоприятным является то, что прохождение флюида, содержащего углеводороды, через сужения, как было описано, может создавать значительное избыточное давление, способное привести к снижению скорости течения флюида из пласта в ствол скважины и/или в скважинный насос.

Целью настоящего изобретения является разрешение описанных выше проблем.

Согласно первому аспекту изобретения предложен способ улучшения производительности или эффективности скважинного насоса, связанного со стволом скважины, и/или увеличения нормы выработки пластового флюида из пласта, где для перекачивания скважинного флюида внутри ствола скважины к поверхности используют скважинный насос, при этом указанный способ включает в себя следующие стадии:

- (a) выбор ствола скважины, содержащего связанный с ним скважинный насос; и
- (b) приведение пластового флюида перед впускным отверстием скважинного насоса в контакт с обрабатываемой композицией, где указанная обрабатываемая композиция включает в себя первый полимерный материал, содержащий фрагменты -O-, боковые по отношению к его основной полимерной цепи, и где первый полимерный материал является необязательно сшитым.

Неожиданно было установлено, что использование обрабатываемой композиции способствует облегчению прохождения пластового флюида, содержащего углеводороды, через сужения за счет уменьшения поверхностного натяжения и/или сил трения между пластовым флюидом и стенками, определяющими границы сужения. Стенки могут принадлежать порам призабойной зоны пласта; либо могут быть стенками насосно-компрессорных труб, идущих от выпускного отверстия насоса к поверхности; или могут быть стенками устья трубы входного или выходного отверстия насоса; или могут быть внутренними стенками внутри самих насосов или же могут находиться внутри барьеров для борьбы с поступлением в скважину песка. Такие уменьшенные силы могут облегчить прохождение пластового флюида и, соответственно, могут улучшить производительность или эффективность насоса, относящегося к стволу скважины. Помимо этого, использование обрабатываемой композиции может с успехом позволить увеличить скорость течения флюида, переходящего из пласта в ствол скважины, а вследствие этого может

быть увеличено число баррелей нефти в сутки (BOPD), что является очень важным с экономической и коммерческой точек зрения.

Согласно одному из вариантов осуществления при использовании обрабатывающей композиции можно просто уменьшить вращающий момент на скважинном насосе. Однако согласно другому варианту осуществления может быть уменьшена высота столба пластового флюида в кольцевом пространстве ствола скважины и, вследствие этого, будет снижено обратное давление столба жидкости, и тогда пласт сможет давать большее количество нефти. Согласно третьему варианту осуществления, при котором ствол скважины включает в себя связанный с ним барьер для борьбы с поступлением в скважину песка, использование обрабатывающей композиции может облегчить течение нефти через барьер, снизить обратное давление, и, таким образом, пласт сможет давать большее количество нефти. Согласно четвертому варианту осуществления способ может быть использован для увеличения нормы выработки для непродуктивной или "сухой" скважины.

Указанный пластовый флюид соответственно включает в себя жидкие углеводороды, например нефть, такую как тяжелая нефть. Способ может быть с успехом использован для увеличения скорости добычи указанных выше жидких углеводородов.

На стадии (b) указанный пластовый флюид предпочтительно сначала контактирует с указанной обрабатывающей композицией в указанном стволе скважины.

Согласно первому варианту осуществления указанный ствол скважины может иметь максимальный наклон от 0 до 60°. Максимальный наклон скважины может быть от 0 до 30°. Указанный ствол скважины может располагаться, по существу, вертикально. Согласно другому варианту осуществления изобретение может быть использовано для увеличения нормы выработки пластовых флюидов из горизонтальных скважин или скважин, имеющих стволы, отклоняющиеся более чем на 60°.

Перед контактированием с указанным пластовым флюидом указанная обрабатывающая композиция соответственно находится выше поверхности земли, в которой образован указанный ствол скважины. Она может содержаться в коллекторе. На стадии (b) указанную обрабатывающую композицию предпочтительно приводят в движение из первого положения, расположенного на расстоянии от впускного отверстия скважинного насоса, по направлению ко второму положению, определяемому впускным отверстием скважинного насоса. Во время движения к указанному второму положению указанная обрабатывающая композиция предпочтительно может перемещаться вдоль пути потока флюида, находящегося внутри ствола скважины (предпочтительно внутри кольцевого пространства ствола скважины). Предпочтительно, чтобы указанный путь потока флюида проходил между первой зоной ствола скважины, граничащей с верхним концом ствола скважины, и второй зоной ствола скважины, соответственно расположенной ниже первой зоны, предпочтительно в или рядом с указанным впускным отверстием указанного насоса. Предпочтительно, чтобы, по существу, весь указанный путь потока флюида проходил внутри ствола скважины. Указанный путь потока флюида может составлять по меньшей мере 10 м, предпочтительно по меньшей мере 30 м.

Предпочтительно, чтобы на стадии (b) к обрабатываемому флюиду была приложена сила, приводящая его в движение между указанными первым и вторым положениями. Указанная сила может быть обеспечена, по меньшей мере частично, за счет наносного средства. Предпочтительно, чтобы основную часть указанной силы составляла сила тяжести. Приемлемо, чтобы по меньшей мере 60%, предпочтительно по меньшей мере 70%, более предпочтительно по меньшей мере 80%, в особенности по меньшей мере 90% указанной силы приходилось на долю силы тяжести. Согласно предпочтительному варианту осуществления обрабатывающую композицию вводят в указанный ствол скважины и позволяют опускаться под действием силы тяжести и посредством этого перемещаться по направлению к скважинному насосу. В этом случае соответственно можно не использовать наносное средство для ускорения течения обрабатывающей композиции внутри ствола скважины.

Согласно первому предпочтительному варианту осуществления на стадии (b) указанная обрабатывающая композиция может сначала контактировать с пластовым флюидом в кольцевом пространстве ствола скважины. После первоначального контакта обрабатывающая композиция может опускаться под действием силы тяжести и двигаться по направлению к впускному отверстию скважинного насоса. Если в кольцевом пространстве отсутствует пакер или иное препятствие, обрабатывающая композиция может быть введена в верхнюю часть кольцевого пространства или рядом с ней. В случае, когда в кольцевом пространстве имеется пакер (или иное препятствие), обрабатывающая композиция может быть введена за пределами пакера, так что она сможет перемещаться (соответственно, под действием силы тяжести) по направлению к впускному отверстию скважинного насоса. При этом через пакер может быть проведена трубка, позволяющая обрабатывающей композиции пересекать пакер.

Предпочтительно, чтобы обрабатывающая композиция сначала контактировала с пластовым флюидом в положении, которое находится по меньшей мере на 5 м выше впускного отверстия скважинного насоса. В случае, если в стволе скважины имеется более одного насоса, приемлемо, чтобы рассматриваемый насос был самым нижним.

Согласно второму, менее предпочтительному варианту осуществления трубопровод, содержащий обрабатываемую композицию, может тянуться к положению, граничащему с впускным отверстием насоса, для подачи композиции непосредственно в зону вблизи впускного отверстия. Трубопровод может заканчиваться подающим устройством, имеющим некоторое количество, предпочтительно множество, выпускных отверстий для направления потоков обрабатываемой композиции в область вокруг впускного устройства.

Указанная обрабатываемая композиция может быть введена в ствол скважины из положения входа, где положение входа находится на воображаемой вертикальной линии, расположенной горизонтально от впускного устройства скважинного насоса на расстоянии менее 500 м, предпочтительно менее 50 м, более предпочтительно менее 10 м. Таким образом, в описанном первом варианте осуществления первым положением может быть положение, где обрабатываемая композиция первоначально контактирует с пластовым флюидом (и воображаемая вертикальная линия может идти вертикально вниз из этого положения). Во втором варианте осуществления первое положение может быть определено выпускным отверстием подающего устройства.

Со стволом скважины может быть связано фильтрационное устройство, например барьер для борьбы с поступлением в скважину песка, расположенное перед скважинным насосом. Особенно успешно описанный способ может применяться для таких структур, потенциально приводящих к увеличению WOPD скважины.

Указанный скважинный насос может быть насосом любого типа. Предпочтительно, чтобы указанный скважинный насос был выбран из электропогружного центробежного насоса (PCP) (также известного как эксцентриковый винтовой насос), балансирного насоса (также известного как вставной штанговый насос, шаговый балансирный насос и вакуумный вставной насос) и центрифужного насоса, например электроцентробежного погружного насоса (ESP).

PCP представляет собой такой тип насоса, в котором флюид перемещается при помощи последовательности небольших дискретных полостей, движущихся через насос. Эти полости несут в себе флюид. PCP состоит из металлического ротора спиральной формы, внецентрично вращающегося внутри статора спиральной формы. Точная форма и шаг спиралей на роторе и статоре, количество полостей на длину насоса и размер зазоров между ротором и статором предельно оптимизированы для скважинных условий и размера насоса.

Балансирные насосы представляют собой простые устройства, в состав которых входят плунжер и пара клапанов на конце балансира (насосной штанги), совершающего возвратно-поступательное движение, перемещаясь в продольном направлении в насосно-компрессорных трубах скважины. Такое устройство приводится в движение с помощью поверхностного источника энергии, как правило, электрического двигателя или газового либо дизельного двигателя. Он вращает пару коленчатых рычагов, которые своим действием преобразуют вращательное движение мотора в вертикальное возвратно-поступательное движение балансира. Результатом является характерное колебательное движение. Скважинные плунжер и клапан преобразуют возвратно-поступательное движение в вертикальное движение флюида. По существу, во время хода балансира вниз плунжер заполняется флюидом, а во время хода балансира вверх флюид доставляется к фронтальной поверхности насоса.

Описанный способ может быть использован наиболее успешно с указанными выше скважинными насосами, поскольку это позволяет увеличить производительность и/или эффективность насосов и/или может привести к уменьшению износа и/или сокращению интервалов между циклами технического обслуживания насосов.

В некоторых случаях предпочтительными насосами могут быть PCP насосы или балансирные насосы. Однако в ряде случаев изобретение может быть с успехом использовано в ситуациях, где со стволами скважин соединены насосы ESP. ESP, как правило, являются относительно недорогими, однако в большинстве случаев они непригодны для транспортировки тяжелой нефти. Тем не менее, применение настоящего изобретения может позволить использовать такие насосы даже для транспортировки к поверхности относительно тяжелой нефти.

На стадии (а) способ может включать в себя

выбор ствола скважины, имеющего скважинный насос описанного типа;

выбор ствола скважины, имеющего гидростатический напор в кольцевом пространстве, который по меньшей мере на 15 м, предпочтительно по меньшей мере на 30 м выше уровня впускного отверстия указанного скважинного насоса. Напор может быть менее чем на 300 м выше указанного уровня;

выбор ствола скважины, связанного с пластом, способным давать большее количество нефти при увеличении скорости потока через ствол скважины.

Способ может оказывать на пласт стимулирующее воздействие, вследствие чего тот будет давать большее количество нефти.

На стадии (а) способ может включать в себя выбор ствола скважины, имеющего объемный коэффициент полезного действия менее 60%, а также способ может включать в себя выбор ствола скважины, где нефть в скважинном флюиде имеет вязкость в пределах от 2000 до 50000 сП, предпочтительно от 5000 до 50000 сП, измеренную при температуре пласта.

Согласно этому способу обрабатываемая композиция может быть введена в зону перед скважинным насосом (например, введена в ствол скважины и/или его кольцевое пространство) со скоростью, составляющей по меньшей мере 0,1 л обрабатываемой композиции в минуту. Скорость может быть 500 л/мин или менее. Согласно предпочтительным вариантам осуществления скорость может составлять по меньшей мере 0,25 л/мин; также приемлемой является скорость 25 л/мин или менее.

Согласно этому способу соотношение между объемом пластового флюида и объемом обрабатываемой композиции может лежать в пределах от 60:40 (пластовый флюид:композиция) до 95:5, предпочтительно быть в пределах от 70:30 (пластовый флюид:композиция) до 85:15.

Способ в соответствии с первым аспектом включает в себя стадию использования скважинного насоса для прокачивания флюида через ствол скважины, соответственно, к поверхности.

Согласно этому способу предпочтительно, чтобы скорость извлечения жидких углеводородов из ствола скважины после контакта с указанной обрабатываемой композицией была выше, чем скорость извлечения жидких углеводородов перед контактом с указанной обрабатываемой композицией.

Предпочтительно, чтобы способ приводил к отделению или позволял отделять жидкие углеводороды от других компонентов (например, воды) флюида, собранного на поверхности скважины.

Указанная обрабатываемая композиция соответственно имеет, по существу, ньютоновскую вязкость при температуре 25°C выше 0,75 сП, соответственно выше 0,9 сП. Указанная обрабатываемая композиция предпочтительно имеет вязкость в описанных условиях не более 10 сП, предпочтительно 5 сП или менее, более предпочтительно 2 сП или менее. Тем не менее, согласно варианту осуществления в соответствии с четвертым аспектом, описанным в данном контексте, вязкость может быть и выше.

Указанная обрабатываемая композиция может включать в себя по меньшей мере 70 мас.%, предпочтительно по меньшей мере 80 мас.% воды. Количество воды может составлять 99,9 мас.% или менее.

Указанная обрабатываемая композиция соответственно включает в себя по меньшей мере 0,1 мас.% указанного необязательно сшитого первого полимерного материала. Указанная обрабатываемая композиция соответственно включает в себя менее 5 мас.%, предпочтительно менее 3 мас.%, более предпочтительно менее 2 мас.%, в особенности менее 1 мас.% указанного необязательно сшитого первого полимерного материала.

Указанная обрабатываемая композиция может включать в себя по меньшей мере 30 массовых частей (м.ч.) воды на каждую м.ч. указанного необязательно сшитого полимерного материала.

Согласно предпочтительному варианту осуществления указанная обрабатываемая композиция включает в себя

0,1-3 мас.% (предпочтительно 0,1-0,5 мас.%) указанного необязательно сшитого полимерного материала;

0-20 мас.% растворенных или диспергированных компонентов помимо указанного необязательно сшитого полимерного материала (например, соли, присутствующей в морской воде);

77-99,9 мас.% воды.

Согласно особенно предпочтительному варианту осуществления указанная обрабатываемая композиция включает в себя

0,1-0,5 мас.% указанного необязательно сшитого полимерного материала;

0-10 мас.% указанных растворенных или диспергированных компонентов;

89,5-99,9 мас.% воды.

Вода, используемая в обрабатываемой композиции, может быть получена из любого подходящего источника. Это может быть питьевая вода, поверхностная вода, морская вода, вода водоносного слоя, деионизированная водопроводная вода и фильтрованная вода, полученная из любого из упоминавшихся выше источников.

Приемлемо, чтобы указанный необязательно сшитый полимерный материал составлял в указанной обрабатываемой композиции по меньшей мере 90 мас.%, предпочтительно по меньшей мере 95 мас.%, более предпочтительно по меньшей мере 98 мас.%, в особенности по меньшей мере 99 мас.% активного вещества. Согласно наиболее предпочтительному варианту осуществления предпочтительно, чтобы, по существу, единственным активным веществом в указанной композиции для обработки флюида был указанный необязательно сшитый первый полимерный материал.

Указанный необязательно сшитый первый полимерный материал предпочтительно растворим в воде при температуре 25°C. Предпочтительно, чтобы указанная обрабатываемая композиция включала в себя раствор указанного необязательно сшитого первого полимерного материала.

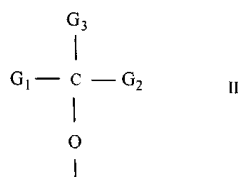
Указанная основная полимерная цепь указанного первого полимерного материала предпочтительно включает в себя атомы углерода. Указанные атомы углерода предпочтительно являются частью фрагментов  $-CH_2-$ . Предпочтительно, чтобы повторяющееся звено указанной основной полимерной цепи содержало углерод-углеродные связи, предпочтительно одинарные C-C-связи. Предпочтительно, чтобы указанный первый полимерный материал включал в себя повторяющееся звено, содержащее фрагмент  $-CH_2-$ . Предпочтительно, чтобы указанная основная полимерная цепь не содержала каких-либо фрагментов -O-, например фрагментов -C-O-, таких как имеются в алкиленоксиполимере, таком как полиэтиленг-

ликоль. Указанная основная полимерная цепь предпочтительно не содержит ароматический фрагмент, такой как фенильная группа, такая как имеется в полиэфирсульфонах. Указанная основная полимерная цепь предпочтительно не содержит каких-либо фрагментов -S-. Указанная основная полимерная цепь предпочтительно не содержит атомов азота. Указанная основная полимерная цепь предпочтительно состоит, по существу, из атомов углерода, предпочтительно в форме С-С- одинарных связей.

Указанные -О-фрагменты предпочтительно напрямую присоединены к основной полимерной цепи.

Указанный необязательно сшитый первый полимерный материал предпочтительно включает в себя в среднем по меньшей мере 10, более предпочтительно по меньшей мере 50 -О-фрагментов, боковых по отношению к его основной полимерной цепи. Указанные -О-фрагменты предпочтительно являются частью повторяющегося звена указанного первого полимерного материала.

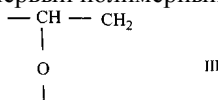
Предпочтительно, чтобы указанные -О-фрагменты были напрямую присоединены к атому углерода в указанной основной полимерной цепи указанного первого полимерного материала, приемлемо, чтобы указанный первый полимерный материал включал в себя фрагмент (предпочтительно являющийся частью повторяющегося звена) формулы



где  $G^1$  и  $G^2$  - другие части основной полимерной цепи;

$G^3$  - еще один боковой фрагмент основной полимерной цепи, предпочтительно, чтобы  $G^3$  был атомом водорода.

Предпочтительно, чтобы указанный первый полимерный материал включал в себя фрагмент



Указанный фрагмент III предпочтительно является частью повторяющегося звена. Указанный фрагмент III может быть частью сополимера, включающего в себя повторяющееся звено, содержащее фрагмент другого типа по сравнению с фрагментом III. Приемлемо, чтобы по меньшей мере 60 мол.%, предпочтительно по меньшей мере 80 мол.%, более предпочтительно по меньшей мере 90 мол.% указанного первого полимерного материала включало в себя повторяющиеся звенья, содержащие (предпочтительно состоящие из) фрагменты III. Предпочтительно, чтобы указанный первый полимерный материал состоял, по существу, из повторяющихся звеньев, содержащих (предпочтительно состоящих из) фрагменты III.

Приемлемо, чтобы 60 мол.%, предпочтительно 80 мол.%, более предпочтительно 90 мол.%, в особенности, по существу, весь указанный первый полимерный материал включал в себя винильные группы.

Предпочтительно, чтобы свободная связь атома кислорода в боковом -О-фрагменте основной полимерной цепи указанного первого полимерного материала (а также предпочтительно и в фрагментах II и III) была соединена с группой  $R^{10}$  (так, что боковой фрагмент основной полимерной цепи указанного первого полимерного материала будет иметь формулу -O- $R^{10}$ ). Предпочтительно, чтобы группа  $R^{10}$  включала в себя менее 10, более предпочтительно менее 5, в особенности 3 или менее атомов углерода. Предпочтительно, чтобы она содержала только атомы, выбранные из атомов углерода, водорода и кислорода. Заместитель  $R^{10}$  предпочтительно выбран из атома водорода и алкилкарбонила, в особенности метилкарбонильной группы. Предпочтительно, чтобы фрагмент -O- $R^{10}$  в указанном полимерном материале AA был гидроксильной группой либо ацетатом.

Указанный первый полимерный материал может включать в себя некоторое количество, предпочтительно множество функциональных групп (каковые объединяют описанные -О-фрагменты), соответственно выбранных из гидроксильных групп и ацетатов. Указанный полимерный материал предпочтительно включает в себя по меньшей мере несколько групп, где  $R^{10}$  представляет собой гидроксильную группу. Приемлемо, чтобы по меньшей мере 30%, предпочтительно по меньшей мере 50%, в особенности по меньшей мере 80% групп  $R^{10}$  были гидроксильными группами. Указанный первый полимерный материал предпочтительно включает в себя множество гидроксильных групп, боковых по отношению к указанной основной полимерной цепи; а также включает в себя множество ацетатных групп, боковых по отношению к основной полимерной цепи.

Соотношение числа ацетатных групп и числа гидроксильных групп в указанном первом полимерном материале соответственно составляет 0-3, предпочтительно составляет 0,1-2, более предпочтительно 0,1-1.

Предпочтительно, чтобы, по существу, каждая свободная связь у атомов кислорода в фрагментах -О-, боковых по отношению к основной полимерной цепи в указанном первом полимерном материале, за исключением некоторых свободных связей, соучаствующих в необязательно сшитом первом полимер-

ном материале, имела формулу  $-O-R^{10}$ , где каждая группа  $-OR^{10}$  выбрана из гидроксила и ацетата.

Предпочтительно, чтобы указанный первый полимерный материал включал в себя фрагмент винилового спирта, в особенности фрагмент винилового спирта, повторяющийся на всем протяжении основной цепи полимерного материала. Указанный первый полимерный материал предпочтительно включает в себя фрагмент винилацетата, в особенности винилацетатный фрагмент, повторяющийся на всем протяжении основной цепи полимерного материала.

Поливиниловый спирт обычно получают гидролизом поливинилацетата. Указанный первый полимерный материал может содержать 0-100%, соответственно от 5 до 95, предпочтительно от 60 до 95%, более предпочтительно от 70 до 95%, в особенности от 80 до 90% гидролизованного поливинилацетата.

Указанный первый полимерный материал может иметь среднечисленную молекулярную массу ( $M_n$ ) по меньшей мере 10000, предпочтительно по меньшей мере 50000, в особенности по меньшей мере 75000;  $M_w$  может быть менее 500000, предпочтительно менее 400000. Указанный первый полимерный материал предпочтительно является поливиниловым полимером. Указанный первый полимерный материал может быть сополимером.

Указанный первый полимерный материал предпочтительно является полимером или сополимером поливинилового спирта.

Предпочтительно, чтобы указанный первый полимерный материал включал в себя по меньшей мере один сополимер винилового спирта/винилацетата, который может содержать более 5%, соответственно содержит более 30%, предпочтительно более 65%, более предпочтительно более 80% фрагментов винилового спирта.

Указанный первый полимерный материал может быть статистическим сополимером или блок-сополимером.

Предпочтительно, чтобы указанный первый полимерный материал не был сшитым.

Однако в случае, если указанный первый полимерный материал является сшитым, он может включать в себя полимерный материал, полученный реакцией указанного первого полимерного материала и второго материала, содержащего функциональную группу, способную реагировать в присутствии указанного первого полимерного материала со сшиванием указанного первого полимерного материала и образованием третьего полимерного материала.

Предпочтительно, чтобы образование указанного третьего полимерного материала из указанного первого полимерного материала и второго материала проходило по реакции конденсации. Предпочтительно, чтобы образование указанного третьего полимерного материала проходило по реакции, катализируемой кислотой.

Предпочтительно, чтобы указанные третий полимерный материал и второй материал содержали функциональные группы, способные реагировать, например, подвергаться реакции конденсации, с образованием посредством этого указанного третьего полимерного материала. Предпочтительно, чтобы указанные первый полимерный материал и второй материал содержали функциональные группы, способные реагировать, например, подвергаться реакции, катализируемой кислотой, с образованием посредством этого указанного третьего полимерного материала.

Указанный второй материал может быть альдегидом, карбоновой кислотой, мочевиной, акролеином, изоцианатом, винилсульфатом или винилхлоридом двухосновной кислоты либо может содержать любую функциональную группу, способную конденсироваться с одной или более группами на указанном первом полимерном материале. Примеры вышеупомянутого включают в себя формальдегид, ацетальдегид, глиоксаль и глутаральдегид, а также малеиновую кислоту, щавелевую кислоту, диметилмочевину, полиакролеины, диизоцианаты, дивинилсульфат и хлориды двухосновных кислот.

Указанный второй материал предпочтительно является альдегидсодержащим или альдегидобразующим соединением. Предпочтительно, чтобы указанный второй материал был альдегидсодержащим соединением, более предпочтительно включал в себя множество альдегидных фрагментов. Указанное альдегидсодержащее соединение может быть соединением формулы IV, как описано в патентном документе WO 98/12239, содержание которого включено в данное описание для WO 2006/106300.

Согласно второму аспекту изобретения предложена система, связанная со стволом скважины, при этом система включает в себя

коллектор для обрабатываемой композиции;

трубопровод, идущий от коллектора и предназначенный для доставки обрабатываемой композиции от коллектора к месту, где она контактирует с пластовым флюидом.

Ствол скважины соответственно содержит в себе скважинный насос.

Предпочтительно, чтобы трубопровод был приспособлен для введения обрабатываемой композиции в ствол скважины из положения входа, где положение входа находится на воображаемой вертикальной линии, расположенной горизонтально от впускного отверстия скважинного насоса на расстоянии менее 500 м, предпочтительно менее 25 м, более предпочтительно менее 10 м.

Предпочтительно, чтобы коллектор содержал обрабатываемую композицию, включающую в себя первый полимерный материал, необязательно являющийся сшитым, как описано в соответствии с первым аспектом.

Система может включать в себя устройство для аккумуляции флюида, полученного из ствола скважины при помощи скважинного насоса, и для отделения жидких углеводородов от указанной обрабатываемой композиции.

Система второго аспекта может иметь любой признак, описанный по отношению к способу первого аспекта. Система может служить для выполнения способа первого аспекта.

Согласно третьему аспекту предложено применение необязательно сшитого первого полимерного материала, такого как описан в соответствии с первым аспектом, для обработки ствола скважины для улучшения производительности или эффективности скважинного насоса и/или для увеличения нормы выработки пластового флюида из пласта, сообщающегося со стволом скважины.

Любой признак любого аспекта любого изобретения или варианта осуществления, описанных в данном контексте, могут быть объединены с любым признаком или любым аспектом другого изобретения или варианта осуществления, описанными в данном контексте, с учетом необходимых изменений.

Далее в качестве примера будут описаны конкретные варианты осуществления изобретения со ссылкой на прилагаемые графические материалы, где:

фиг. 1 представляет собой схематическое изображение нефтяной скважины;

фиг. 2 представляет собой изображение, аналогичное представленному на фиг. 1, за исключением того, что скважина содержит в себе гравийный фильтр;

фиг. 3 представляет собой график, иллюстрирующий результаты примера 3, и

фиг. 4 представляет собой схематическое изображение нефтяной скважины, включающей альтернативное устройство для подачи в нее водной композиции.

На чертежах одинаковые или аналогичные части обозначены одинаковыми номерами позиций.

Изображенная на фиг. 1 нефтяная скважина содержит ствол скважины 2 ниже уровня земли 4, идущий к нефтяному пласту 6. Ствол скважины включает в себя обсадную трубу 8, внутри которой расположен эксцентриковый винтовой насос (PCP) 10, включающий в себя впускное отверстие 12 в нижнем конце и своим верхним концом присоединенный к насосно-компрессорной трубе 14. Кольцевое пространство 16 образовано между насосом 10/трубой 14 и обсадной трубой 8. Кольцевое пространство сообщается с пластом и включает в себя верхнюю часть (напор) 20 пластового флюида. Композиция на водной основе, как будет описано в дальнейшем, может заливаться в кольцевое пространство 16 и перемещаться под действием силы тяжести в пласт 6 непосредственно перед впускным отверстием 12. Композиция может улучшать производительность и эффективность насоса 10 благодаря своей способности увеличивать подвижность нефти в пласте непосредственно перед насосом 10 и/или повышать способность нефти проникать во впускное отверстие насоса. Более того, за счет улучшения подвижности и/или уменьшения величины обратного давления при прохождении нефти через впускное отверстие насоса (или любое другое сужение) может быть увеличена скорость течения нефти из пласта в ствол скважины, что приведет к возрастанию нормы выработки нефти.

Композиция на водной основе содержит 0,5 мас.% водного раствора 88% гидролизованного поливинилового спирта с молекулярной массой 180000. Это может быть коммерчески доступный продукт, либо его можно получить известными способами, которые могут заключаться в растворении более концентрированных растворов поливинилового спирта.

В варианте осуществления, изображенном на фиг. 1, ствол скважины может включать в себя относящийся к нему гравийный фильтр 40, как показано на фиг. 2. Гравийный фильтр эффективно отфильтровывает песчаные частицы из нефти по мере прохождения нефти из пласта в ствол скважины во избежание попадания таких частиц в насос 10 и выхода их на поверхность. Однако гравийный фильтр действует как сужение на пути нефти в ствол скважины, поскольку нефть, чтобы попасть в ствол скважины, должна проходить через отверстия гравийного фильтра.

Система, изображенная на фиг. 2, может быть обработана композицией на водной основе, как описано в примере 1. Установлено, что в таком случае может быть улучшена производительность и/или эффективность насоса 10, а также повышена норма выработки нефти.

Предполагается, что использование обрабатываемой композиции облегчает прохождение пластового флюида, в том числе нефти, через отверстия (или другие сужения), например, через впускное отверстие насоса и гравийный фильтр за счет уменьшения поверхностного натяжения нефти и/или межфазного натяжения между нефтью и стенками, определяющими границы сужения. За счет уменьшения эффективного трения между нефтью и стенками, ограничивающими сужения, нефть может более легко проникать через сужения в ствол скважины и/или насос. В результате может быть увеличена скорость течения нефти из пласта в ствол скважины и/или улучшена эффективность скважинных насосов ствола, вероятно, за счет повышения скорости работы насоса.

Не желая быть связанными какой-либо теорией, можно предположить, что действие водной композиции заключается в улучшении "скольжения" нефти относительно твердых тел (таких как стенки, ограничивающие сужения), что может быть проиллюстрировано при помощи простого эксперимента, описанного в примере 1.

## Пример 1.

Брали сосуд с притертой крышкой емкостью 500 мл, содержащий 125 мл водной композиции, включающей в себя 0,5 мас.% поливинилового спирта, как описано выше, и вручную взбалтывали композицию таким образом, чтобы она смачивала стенки сосуда. Затем при минимальном встряхивании на водную композицию сверху наливали 250 мл сырой нефти. После этого сосуд поднимали руками и покачивали с боку на бок, заставляя находящийся в нем флюид слегка вращаться внутри сосуда. Наблюдалось, что нефть была очень подвижной и не прилипла к стенкам сосуда.

Описанный процесс повторяли, за исключением того, что вместо водной композиции, содержащей поливиниловый спирт, использовали только водопроводную воду. В этом случае наблюдалось, что нефть была значительно менее подвижной и, кроме того, капли и/или пятна нефти налипали на стенки сосуда. Таким образом, очевидно, что использование водной композиции существенно увеличивает подвижность нефти.

Не все скважины можно обрабатывать, как указано выше, для улучшения производительности и эффективности насосов и, следовательно, для обработки должны выбираться подходящие скважины. Факторы, влияющие на то, может ли скважина быть эффективно обработана описанным способом, обсуждаются ниже.

(a) Очень высокий напор 20 в кольцевом пространстве может свидетельствовать о том, что насос 10 работает не в оптимальном режиме.

(b) В отсутствие принятых мер по стимулированию пласта для успешного применения способа предпочтительно, чтобы пласт был способен давать большее количество нефти в случае работы насоса с большей эффективностью и/или при более высоких скоростях. Это не всегда так. Пластам хорошо подходят некоторые насосы, работающие при своей максимальной скорости. В таких случаях никакое улучшение производительности насоса не приведет к большему количеству нефти. Напротив, увеличение скорости/производительности насоса может привести к селективной экстракции из пласта воды, а не нефти. Тем не менее, в некоторых случаях для получения большего количества нефти при помощи описанной обработки можно стимулировать сам пласт. Например, если ствол скважины содержит относящийся к нему гравийный фильтр (либо нефть сжимается иным способом в результате проникновения во впускное отверстие насоса), использование водной композиции может уменьшить обратное давление на пласт, вызванное присутствием гравийного фильтра (или другого сужения) и, в результате, использование водной композиции может стимулировать пласт для получения большего количества нефти.

(c) При условии, что пласт может продуцировать большее количество нефти при увеличении производительности и/или эффективности вращений/ходов насоса в минуту (об/мин) и/или через посредство стимулирования, максимальное увеличение суммарной добычи имеет следующий вид:

$$\text{максимальное увеличение} = IP \times \text{давление на входе в насос,}$$

где IP – показатель продуктивности, определенный как

$$Q$$

(пластовое давление – давление на входе в насос)

где Q означает объем добычи флюида из пласта в баррелях в сутки, а все давления приведены в фунтах на квадратный дюйм (psi).

Давление на входе в насос может быть рассчитано по формуле

$$\text{давление на входе в насос} = \rho \times g \times h$$

где h - высота гидростатического напора флюида выше всасывающего отверстия насоса (фиг. 1);

g - ускорение свободного падения;

$\rho$  - плотность флюида выше насоса.

Единицы измерения  $\rho$ , g и h выбраны таким образом, чтобы давление на входе в насос получалось в psi.

Приведенное выше уравнение предназначено для флюида при давлении на входе в насос выше давления насыщения. Если давление на входе в насос ниже давления насыщения, газ может высвободиться из нефти, что может ухудшить производительность насоса или, в лучшем случае, сделать недействительным уравнение, определяющее IP.

(d) Насос может иметь проблемы в точке всасывания, связанные с низкой подвижностью нефти, т.е. низкая подвижность не позволит насосу работать с большей эффективностью и при более высоких скоростях вращения. Если ограничения обусловлены изношенностью насосов, или если подвижность нефти не подразумевает ограничения, использование описанного способа может не помочь.

(e) Максимальное увеличение подвижности нефти может быть отмечено при высокой вязкости нефти в холодном пласте.

(f) Для того чтобы добытый дополнительный флюид был обогащен нефтью и, таким образом, был более ценным, необходимо, чтобы был низким показатель BS&W (основные осадки и вода).

(g) Композиция на водной основе соответственно способна увеличивать подвижность нефти на входе в насос и/или при проходе через другие сужения.

(h) Композиция на водной основе может увеличивать подвижность выше насоса, чтобы минимизировать обратное давление после насоса.

(i) Предпочтительно, чтобы насос был в хорошем состоянии, что определяется при помощи манометрических тестов. Изношенные насосы в присутствии композиции на водной основе могут плохо скользить и будут подавать меньшее количество нефти, чем ожидается.

(j) Установленный насос удовлетворительно работает при низком объемном коэффициенте наполнения и имеет потенциал для его увеличения. Предпочтительно, чтобы объемный коэффициент наполнения (перед применением способа), рассчитанный на основании текущего объема добычи по месторождению при известных скоростях работы насоса, был ниже 60%. Этот параметр не является действительной эффективностью использования энергии, однако выбран в качестве индикатора способности композиции на водной основе увеличивать производительность пласта и насосной установки. Его следует рассматривать в комбинации с давлением на входе в насос, см. (с).

(k) Под действием возросшего перепада давления, создаваемого насосом, продуктивная зона скважины не должна продуцировать значительного количества дополнительной воды.

Следует отметить, что целью применения на практике описанного способа не является исключительно как можно большее снижение высоты напора 20, поскольку должен существовать некоторый напор, чтобы предотвратить приток воздуха или газа во впускное отверстие насоса, что может разрушить насос. Кроме того, для некоторых насосов нагнетание композиции на водной основе в кольцевое пространство будет приводить к увеличению уровня флюида выше насоса, который находится в гидравлическом контакте с пластом. Этот флюид выше насоса оказывает гидростатическое давление на пласт в точке добычи углеводородов, влияние этого давления заключается в противодействии тенденции пласта продуцировать флюид, т.е. в ограничении скорости добычи нефти. Это означает, что скорость закачивания композиции на водной основе должна быть оптимизирована для уменьшения факторов, работающих против увеличения добычи нефти.

Кроме того, целью применения на практике описанного способа не является исключительно увеличение подвижности нефти на максимально возможную величину. Дело в том, что для некоторых насосов (например, для насосов РСР), если сила трения между флюидом, поступающим в насос, и самим насосом является слишком маленькой, флюид может скользить внутри насоса по мере вращения ротора, что приводит к снижению эффективности насоса. Этот эффект может быть осложнен в случае насосов, предназначенных для обслуживания добычи песка, сопровождающей добычу нефти (как при CHOPS - cold heavy oil production with sand - холодной добыче тяжелой нефти вместе с песком). В подобных случаях зазоры между ротором и статором делают заведомо большими, что приводит к лучшему скольжению флюидов с низким коэффициентом трения. В связи с этим может быть важным тщательный контроль за составом флюида и скоростями нагнетания.

При применении описанного способа композиция на водной основе будет нагнетаться во впускное устройство насоса, и насосу будет необходимо подавать эту дополнительную жидкость на поверхность. Конечно улучшение производительности насоса должно быть таким, чтобы можно было увеличить скорость работы насоса настолько, чтобы этого оказалось достаточно для обслуживания дополнительного перекачиваемого флюида и для транспортировки добываемой нефти.

Для достижения максимальной добычи нефти соотношение композиции и нефти должно быть оптимизировано для каждой конкретной скважины. Приемлемо, чтобы соотношение подаваемой композиции и нефти составляло от 60:40, нефть:композиция, до 95:5, нефть:композиция, предпочтительно - в пределах от 70:30 до 85:15.

Подробности испытаний в полевых условиях, проведенных для иллюстрации способа, описаны в примерах 2 и 3.

Пример 2.

На основании оценки факторов, описанных выше в пунктах (а)-(к), выбирали скважину-кандидата как обладающую высоким потенциалом для увеличения уровня добычи нефти за счет обработки описанной композицией на водной основе. Скважина имела барьер для борьбы с поступлением песка. Исходная скорость добычи нефти из скважины составляла приблизительно 48 баррелей в сутки.

0,5 мас.% водный раствор поливинилового спирта вводили в кольцевое пространство путем простого выливания его в кольцевое пространство. Скорость нагнетания оптимизировали в течение четырехдневного периода методом проб и ошибок. В таблице показаны данные для двух ситуаций. Одна из них представляет собой случай, когда водный раствор не вводили (т.е. базовая линия). Во втором случае водный раствор вводили при оптимизированной скорости 23 баррель/сутки.

Название	Скорость насоса, об/мин	Скорость подачи водного раствора, баррель /сутки	Вращающий момент, фунт/фут <sup>2</sup>	WHP, psi	Норма выработки нефти, баррель /сутки	Эффективность насоса, %
Базовая линия	206	0	248	50	48,3	43
Эксперимент	275	23	211	16	76	59,5

Таким образом, было установлено, что закачивание при оптимальной скорости приводило к следующим результатам:

- i) способность увеличивать скорость работы насоса на 34% с 206 до 275 об/мин;
- ii) увеличение более чем на 55% добычи нефти с 48 до 76 баррель/сутки. Это увеличение, равное 28 баррель/сутки, оказалось больше, чем могло бы быть предсказано на основании упоминавшегося выше уравнения (максимальное увеличение = IP x давление на входе в насос). Это означает, что величина IP увеличилась в результате обработки, что свидетельствует об улучшении продуктивности призабойной зоны пласта;
- iii) увеличение объемного коэффициента заполнения насоса с 43 до почти 60%;
- iv) уменьшение вращающего момента на 15% с 248 до 211 фунт/фут<sup>2</sup>;
- v) уменьшение давления на устье скважины (WHP) на 68% с 75 до 16 psi.

После завершения эксперимента скорость насоса была возвращена к низкой скорости (206 об/мин), при этом было отмечено, что нормы выработки углеводородов вернулись к своему исходному низкому значению, составляющему приблизительно 50 баррель/сутки.

Пример 3.

Скважину-кандидата выбирали на основе оценки факторов, описанных выше в пунктах (а)-(к), как обладающую высоким потенциалом для снижения вращающего момента скважинного насоса и устьевого давления при помощи обработки описанной композицией на водной основе. В этом случае скважина не имела гравийного фильтра. Исходная скорость добычи нефти из скважины составляла приблизительно 109 баррель/сутки.

0,7 мас.% водный раствор поливинилового спирта вводили в кольцевое пространство со скоростью 26 баррель/сутки. После 8 ч закачивания композиции со скоростью 26 баррель/сутки при помощи глубинно-насосной установки при 90 об/мин скорость забойного насоса на время проведения опыта увеличивали до 110 об/мин.

На фиг. 3 показаны изменения вращающего момента насоса (фунт/фут<sup>2</sup>) и давления на устье скважины (psi) в зависимости от времени по мере того, как закачивалась композиция. Измеренные величины вращающего момента насоса разделены на 2, чтобы промасштабировать данные таким образом, чтобы и вращающий момент, и устьевое давление можно было показать на одной фигуре. Нулевой момент времени - время, в которое начинали нагнетание композиции.

На фиг. 3 показано, что существует начальный период длительностью до 15 ч, в течение которого как вращающий момент насоса, так и устьевое давление скважины хаотично изменяются, в конечном итоге стабилизируясь до уровней, которые на 25 и 70% меньше, чем их исходные величины. При этом во время проведения эксперимента насос, подающий водную композицию, выключали спустя приблизительно 20 ч на 3 часа. В результате вращающий момент насоса и устьевое давление увеличивались приблизительно около 30 ч, но позже возвращались на более низкий уровень. Это отчетливо демонстрирует, каким образом в отсутствие композиции на водной основе повышается вращающий момент насоса.

Композиция на водной основе может быть с успехом использована для насосов РСР, как описано выше. При этом отмечалось, что такие композиции на водной основе, как правило, не оказывают вредного воздействия на статоры РСР, футерованные резиной или эластомерами, в отличие от органических растворителей, которые могут повреждать статоры. Таким образом, можно предположить, что композиция на водной основе не будет способствовать износу или разрушению статоров или материалов, из которых они изготовлены.

Композиции на водной основе также могут быть использованы для улучшения производительности или эффективности балансирных насосов. Факторы, влияющие на производительность/эффективность и применение композиции на водной основе в большинстве случаев могут быть такими, как описаны выше для насосов РСР.

Как описано выше, композиция на водной основе может просто заливаться в кольцевое пространство, и поскольку композиция обычно имеет плотность больше плотности нефти в кольцевом простран-

ве, она будет падать под действием силы тяжести и перемещаться в нижнюю часть кольцевого пространства в положение рядом с впускным отверстием насоса. Присутствие композиции в этой зоне увеличивает способность нефти проникать во впускное отверстие насоса. Следует отметить, что тщательное перемешивание нефти и композиции является маловероятным вблизи впускного отверстия, поскольку в описанном варианте осуществления не предусмотрено устройство, способствующее перемешиванию.

В некоторых скважинах кольцевое пространство может быть перегорожено, например, при помощи пакера или другого устройства, введенного для изолирования геологических зон скважины и/или стабилизации областей скважины, и, соответственно, будет невозможно просто заливать композицию в кольцевое пространство. В этом случае может быть вставлена трубка, идущая вниз по кольцевому пространству и проходящая через любой пакер или другое устройство, иным образом блокирующее кольцевое пространство, при этом трубка служит для подачи композиции к пласту в положение рядом с впускным отверстием насоса.

Согласно другому варианту осуществления, для подачи композиции в пласт может использоваться более сложное устройство. На фиг. 4 изображено подающее устройство 50, идущее вниз вдоль кольцевого пространства 16 из положения выше уровня земли 4 ко впускному отверстию 12 насоса 10. Устройство 50 включает в себя вытянутую трубку 52, идущую из положения выше уровня земли через любой пакер или другое препятствие (не показаны) к тороидальной трубке 54, окружающей впускное отверстие 12 насоса. Тороидальная трубка содержит в себе ряд отверстий (не показаны), через которые флюид может покинуть устройство. Отверстия расположены таким образом, что флюид, выходящий из трубки, может относительно равномерно распределяться вокруг впускного отверстия.

Устройство может располагаться таким образом, чтобы обеспечивать добавочную силу для интенсивного забора углеводорода из пласта. Это может достигаться за счет течения композиции через насадки или эжекторы, соединенные с тороидальной трубкой, способные увеличивать скорость потока углеводородов за счет эффекта Вентури.

Кроме того, композиция может соответственно подаваться под давлением выше гидростатического давления, опытным путем определенного для впускного отверстия насоса, которое предпочтительно выше давления насыщения нефти.

В каждом из вариантов осуществления, описанных выше, скорость подачи композиции через устройство может быть отрегулирована в соответствии со скоростью добычи нефти и соотношением нефти и композиции. Для нефтяных скважин с производительностью 10-500 баррель/сутки ожидаемые скорости подачи композиции будут составлять 0,25-10 л/мин.

Внутренний диаметр подающего трубопровода будет составлять 0,1-0,8 дюймов, предпочтительно 0,2-0,5 дюймов.

Изобретение не ограничивается деталями приведенного выше варианта (вариантов) осуществления. Изобретение распространяется на любой новый вариант или любую новую комбинацию признаков, раскрытых в данном описании (включая все прилагаемые формулы изобретения, реферат и графические материалы) или на любой новый вариант или любую новую комбинацию стадий любого способа или процесса, раскрытого таким образом.

#### ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ повышения производительности или эффективности скважинного насоса (10), связанного со стволом (12) скважины, и/или увеличения нормы выработки пластового флюида из пласта (6), где скважинный насос используют для перекачивания скважинного флюида внутри ствола скважины к поверхности (4), отличающийся тем, что включает в себя следующие стадии:

(а) выбор ствола скважины, содержащего связанный с ним скважинный насос, который соединен с насосно-компрессорной трубой (14) и установлен внутри обсадной трубы (8);

(b) приведение пластового флюида в кольцевом пространстве (16) перед впускным отверстием скважинного насоса в контакт с обрабатываемой композицией, причем указанное кольцевое пространство образовано между обсадной трубой и насосом (10)/насосно-компрессорной трубой (14) и имеет гидростатический напор (20), который по меньшей мере на 15 м выше уровня впускного отверстия указанного скважинного насоса, где указанная обрабатываемая композиция включает в себя первый полимерный материал, содержащий фрагменты -O-, боковые по отношению к его основной полимерной цепи, где первый полимерный материал является необязательно шитым.

2. Способ по п.1, где использование указанной обрабатываемой композиции уменьшает вращающий момент скважинного насоса или снижает высоту напора (20) пластового флюида в кольцевом пространстве ствола скважины.

3. Способ по п.1 или 2, где на стадии (b) после первоначального контакта обрабатываемая композиция опускается под действием силы тяжести и движется по направлению к впускному отверстию скважинного насоса.

4. Способ по п.1 или 2, где на стадии (b) указанную обрабатываемую композицию приводят в движение из первого положения, расположенного на некотором расстоянии от впускного отверстия сква-

жинного насоса, по направлению ко второму положению, определяемому впускным отверстием скважинного насоса, при этом указанная обрабатываемая композиция перемещается вдоль пути потока флюида, идущего внутри ствола скважины при движении к указанному второму положению, причем на обрабатывающий флюид действует сила, приводящая его в движение между указанными первым и вторым положениями, где по меньшей мере 80% указанной силы составляет сила тяжести.

5. Способ по любому из предшествующих пунктов, где указанный скважинный насос выбирают из электропогружного центробежного насоса, балансирующего насоса и центрифужного насоса.

6. Способ по любому из предшествующих пунктов, где на стадии (а) способ включает в себя выбор ствола скважины, имеющего гидростатический напор в кольцевом пространстве, который находится по меньшей мере на 15 м выше уровня входного отверстия скважинного насоса, но менее чем на 300 м выше указанного уровня; или

выбор ствола скважины, связанного с пластом, способным давать большее количество нефти при увеличении скорости потока через ствол скважины; или

выбор ствола скважины, имеющего скважинный насос с объемным коэффициентом полезного действия менее 60%; или

выбор ствола скважины, где нефть в стволе скважины имеет вязкость 2000-50000 сП.

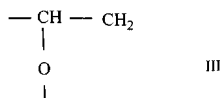
7. Способ по любому из предшествующих пунктов, где указанная обрабатываемая композиция включает в себя по меньшей мере 0,1 мас.% указанного необязательно сшитого первого полимерного материала, но менее 5 мас.% указанного необязательно сшитого первого полимерного материала.

8. Способ по любому из предшествующих пунктов, где используют композицию, включающую 0,1-3 мас.% указанного необязательно сшитого полимерного материала; 0-20 мас.% растворенных или диспергированных компонентов в дополнение к указанному необязательно сшитому полимерному материалу;

77-99,9 мас.% воды.

9. Способ по любому из предшествующих пунктов, где указанный необязательно сшитый первый полимерный материал составляет по меньшей мере 98 мас.% активных веществ в указанной обрабатываемой композиции.

10. Способ по любому из предшествующих пунктов, где указанный первый полимерный материал содержит фрагмент



11. Способ по любому из предшествующих пунктов, где указанный первый полимерный материал содержит множество гидроксильных групп, боковых по отношению к основной полимерной цепи, а также включает в себя множество ацетатных групп, боковых по отношению к основной полимерной цепи.

12. Способ по любому из предшествующих пунктов, где указанный первый полимерный материал включает в себя фрагмент винилового спирта.

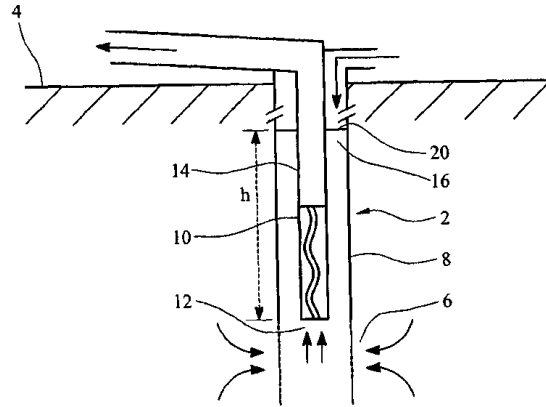
13. Способ по любому из предшествующих пунктов, где указанный первый полимерный материал содержит от 5 до 95% гидролизованного поливинилацетата.

14. Способ по любому из предшествующих пунктов, где указанный первый полимерный материал является несшитым.

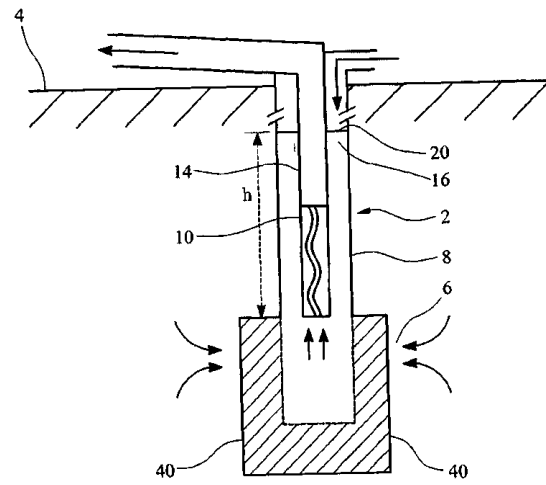
15. Способ по п.1, где обрабатываемую композицию приводят в контакт с пластовым флюидом сначала в положении, которое находится по меньшей мере на 5 м выше впускного отверстия скважинного насоса.

16. Способ по любому из предшествующих пунктов, где обрабатываемую композицию вводят в зону перед скважинным насосом со скоростью, составляющей по меньшей мере 0,1 л/мин обрабатываемой композиции.

17. Скважинная система, ствол скважины которой содержит связанный с ним скважинный насос (10), который соединен с насосно-компрессорной трубой (14) и установлен внутри обсадной трубы (8), включающая в себя: коллектор, содержащий обрабатываемую композицию, включающую в себя первый полимерный материал, содержащий фрагменты -O-, боковые по отношению к его основной полимерной цепи, где первый полимерный материал является необязательно сшитым; трубопровод, идущий от коллектора и предназначенный для доставки обрабатываемой композиции от коллектора к пластовому флюиду в кольцевом пространстве (16), причем указанное кольцевое пространство образовано между обсадной трубой и насосом (10)/насосно-компрессорной трубой (14), а пластовый флюид в кольцевом пространстве (16) имеет гидростатический напор (20), который по меньшей мере на 15 м выше уровня впускного отверстия указанного скважинного насоса.

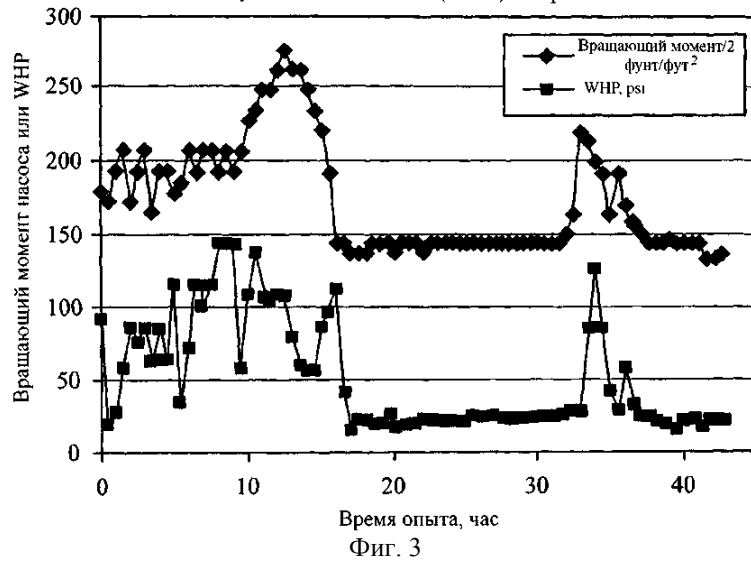


Фиг. 1

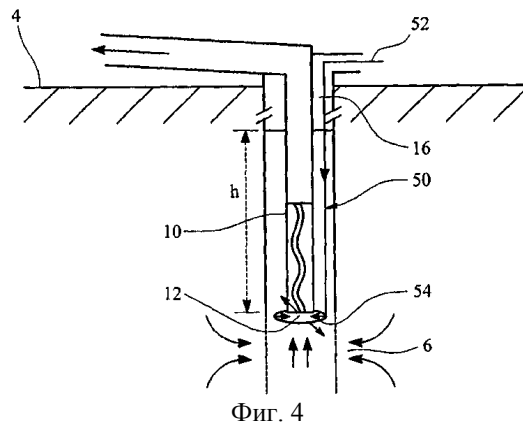


Фиг. 2

Зависимость вращающего момента насоса и устьевого давления (WHP) от времени



Фиг. 3



Фиг. 4