



(19) **RU** <sup>(11)</sup> **2 238 400** <sup>(13)</sup> **C1**

(51) МПК<sup>7</sup> **E 21 B 43/25**

РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(21), (22) Заявка: 2003103260/03, 03.02.2003

(24) Дата начала действия патента: 03.02.2003

(45) Дата публикации: 20.10.2004

(56) Ссылки: RU 2197609 C2, 27.01.2003. RU 2144135 C1, 10.01.2000. RU 2168619 C1, 10.06.2001. RU 99111983 A, 20.06.2001. RU 2168614 C1, 10.06.2001. SU 1772346 A1, 30.10.1992. US 4207193 A, 10.06.1980.

(98) Адрес для переписки:  
450078, г.Уфа, ул. Революционная, 96/2,  
УФЮНИПинетфь, Д.Н. Репину

(72) Изобретатель: Баграмов К.А. (RU),  
Буторин О.О. (RU), Дьячук И.А. (RU), Ерилин  
С.А. (RU), Репин Д.Н. (RU)

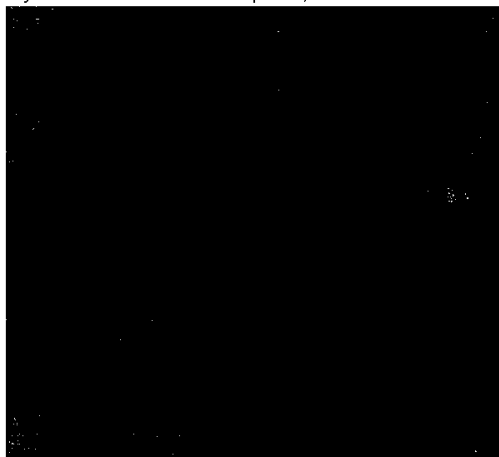
(73) Патентообладатель:  
Буторин Олег Олегович (RU),  
Репин Дмитрий Николаевич (RU)

(54) СИСТЕМА И СПОСОБ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ И ДОБЫЧИ НЕФТИ НАСОСНЫМ СПОСОБОМ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПОСЛЕ ГЛУШЕНИЯ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может быть использовано для непрерывного восстановления коллекторских свойств призабойных зон добывающих скважин, в том числе после глушения, и последующей добычи нефти насосным способом. Система включает спущенные в скважину насосно-компрессорные трубы (НКТ), стандартную устьевую арматуру с выкидной линией. Наземное оборудование для создания управляемых депрессий содержит насосный агрегат, установку нагнетания газа, устройство для получения мелкодисперсной газожидкостной смеси и желобную емкость. На НКТ спущен глубинный насос с функцией забойного устройства для получения мелкодисперсной газожидкостной смеси в процессе работы. Устьевая арматура выполнена с возможностью обеспечения переключения скважины с помощью задвижек на работу в коллектор через линию обвязки выкидной линии с осуществлением постоянного долива жидкости в желобную емкость, а также отключения и демонтажа наземного оборудования при достижении желаемой интенсивности притока. Согласно способу возбуждают циркуляцию жидкости в скважине через межтрубное пространство и НКТ подачей ее насосным агрегатом в межтрубное пространство скважины. В поток жидкости подают газ с помощью установки нагнетания

газа через устройство для получения мелкодисперсной газожидкостной смеси. В момент подачи газа в поток жидкости включают глубинный насос, и циркуляцию жидкости осуществляют дополнительно через работающий глубинный насос. Уменьшают значения забойного давления воздействием мелкодисперсной газожидкостной смесью. На поверхность выносятся жидкость глушения и продукция скважины в желобную емкость. Манипулируют задвижками устьевой арматуры и переключают скважину на работу в коллектор через обвязку выкидной линии. Обеспечивается введение скважины в эксплуатацию в процессе восстановления ее продуктивности без дополнительного глушения. 2 н. и 1 з.п. ф-лы, 1 ил.



RU 2 238 400 C1

RU 2 238 400 C1



(19) **RU** <sup>(11)</sup> **2 238 400** <sup>(13)</sup> **C1**  
(51) Int. Cl.<sup>7</sup> **E 21 B 43/25**

RUSSIAN AGENCY  
FOR PATENTS AND TRADEMARKS

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: 2003103260/03, 03.02.2003

(24) Effective date for property rights: 03.02.2003

(45) Date of publication: 20.10.2004

(98) Mail address:  
450078, g.Ufa, ul. Revoljutsionnaja, 96/2,  
UFJuNIPIneft', D.N. Repinu

(72) Inventor: Bagramov K.A. (RU),  
Butorin O.O. (RU), D'jachuk I.A. (RU), Erilin  
S.A. (RU), Repin D.N. (RU)

(73) Proprietor:  
Butorin Oleg Olegovich (RU),  
Repin Dmitrij Nikolaevich (RU)

(54) **SYSTEM AND METHOD FOR RESTORING WELL PRODUCTIVENESS AND EXTRACTION OF OIL BY PUMP METHOD, INCLUDING CASE AFTER STOPPING**

(57) Abstract:

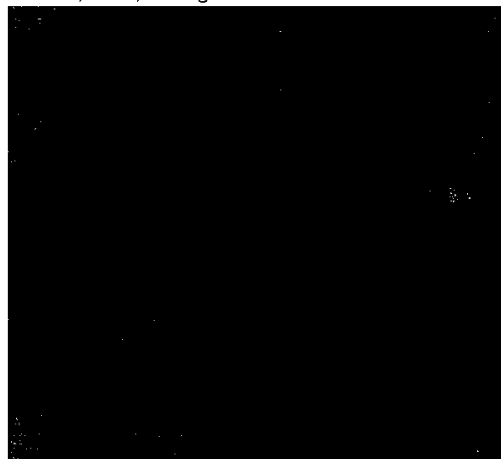
FIELD: oil extractive industry.

SUBSTANCE: system includes tubing pipes lowered into well, standard mouth armature with output line. Surface equipment for forming controlled depressions has pump device, gas force-pumping device, device for receiving low-dispersion gas-liquid mixture during operation. Mouth armature is made with possible providing for switching of well by means of latches for operation into collector through line for winding output line with constant adding of liquid into groove capacitance, as well as disabling and dismounting of surface equipment when needed flow intensiveness is reached. Method also includes forming of liquid circulation in a well through inter-pipe space and tubing pipes by feeding it with pump device into inter-tubular space of well. Into liquid flow gas is forced by means of gas force-pumping device through device for receiving low-dispersion gas-liquid mixture. At the moment of feeding gas into flow of liquid additionally enabled is down-pump, and liquid circulation is performed additionally through operational down-pump. Values of face pressure are lowered by

effect from low-disperse gas-liquid mixture. Stopping liquid is carried onto surface as well as well product, into groove capacitance. Latches of mouth armature are manipulated and well is switched for operation into collector through winding of output line.

EFFECT: well is completed for operation during restoring its productiveness without additional stopping.

2 cl, 1 ex, 1 dwg



RU 2 238 400 C1

RU 2 238 400 C1

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может быть использовано для непрерывного восстановления коллекторских свойств призабойных зон добывающих скважин, в том числе после глушения, и последующей добычи нефти насосным способом.

Известен способ /1/, предназначенный для освоения нефтяных скважин, заключающийся в том, что в насосно-компрессорные трубы (НКТ) закачивается смесь газа с жидкостью (обычно с водой или нефтью). Для этих целей необходим передвижной компрессор и насосный агрегат, создающий по меньшей мере такое же давление, как и компрессор, емкость для жидкости и смеситель для диспергирования газа в нагнетаемой жидкости. Смесь газа с жидкостью закачивается через НКТ в межтрубное пространство, через которое выбрасывается на дневную поверхность. На пласт создается депрессия, жидкость в пласте разгазируется, пласт очищается.

Недостатком способа является то, что по мере увеличения глубины, на которую нужно закачать смесь, необходимо увеличивать давление на выходе компрессора и насоса, иначе смесь не пойдет к нижнему торцевому отверстию НКТ. Так, для скважины глубиной 2000 м, заполненной водой, компрессор должен давать давление не ниже 20 МПа (200 кгс/см<sup>2</sup>). Технически это сложно, энергоемко и опасно. Кроме того, когда процесс стал стационарным, эффект депрессии на пласт стабилизировался и те частицы, которые застряли или образовали пробки в каналах пласта, цементного кольца или в перфорационных отверстиях обсадной колонны, уже не будут оттуда удалены. При прямой (газожидкостная смесь подается в насосно-компрессорные трубы) циркуляции газожидкостной смеси скорость проходящего потока по межтрубному пространству значительно меньше скорости движения жидкости по насосно-компрессорным трубам, что значительно ухудшает вынос кольматирующего материала на поверхность.

Способ /2/ включает циклическое нагнетание компрессором воздушных пробок в колонну насосно-компрессорных труб на глубину, обеспечиваемую возможностями компрессора, продавливание их вниз жидкостью давлением насоса, превышающим давление компрессора, и последующее снижение давления в призабойной зоне пласта.

Снижение давления в призабойной зоне пласта осуществляют путем выталкивания воздушных пробок из колонны насосно-компрессорных труб в межтрубное пространство, а циклическое нагнетание компрессором воздушных пробок в колонну насосно-компрессорных труб повторяют до прекращения выноса шлама из межтрубного пространства на дневную поверхность.

Недостатком способа является то, что при проталкивании воздушных пробок к забою скважины вызывается довольно сильная репрессия на призабойную зону пласта, что может способствовать упрочнению кольматирующего материала, находящегося в перфорационных каналах и пористой среде, за счет перепада возникающего давления, что в дальнейшем существенно затруднит его вынос на поверхность.

Другим отрицательным фактором, влияющим на эффективность процесса, является возможность слияния воздушных пробок в полости насосно-компрессорных труб за счет контакта жидкой фазы с поверхностью труб и проскальзывания воздушных пробок под действием силы Архимеда.

К тому же ухудшаются условия выноса кольматирующего материала, т.к. рабочий агент закачивается в НКТ, а обратный поток с кольматирующим материалом движется к поверхности по межтрубному пространству, где скорость движения потока значительно меньше скорости потока в НКТ.

Наиболее близкими к предлагаемому техническим решениям являются система оборудования и способ восстановления продуктивности скважины, в том числе после глушения, по патенту /3/, которые обеспечивают длительные управляемые депрессии на призабойную зону пласта (ПЗП).

Система оборудования по прототипу включает НКТ, специальную устьевую арматуру, насосный агрегат, установку нагнетания газа, устьевое устройство для получения мелкодисперсной газожидкостной смеси, желобную емкость, а также успокоитель (пеногаситель) и забойный диспергатор для получения мелкодисперсной газожидкостной смеси. Специальная устьевая арматура устанавливается и используется бригадой капитального ремонта скважин (КРС) для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Способ восстановления продуктивности скважины, в том числе после глушения, по прототипу включает возбуждение циркуляции жидкости в скважине через межтрубное пространство и НКТ подачей ее насосным агрегатом в межтрубное пространство скважины, подачу газа в поток жидкости с помощью установки нагнетания газа через устьевое и забойное устройства для получения мелкодисперсной газожидкостной смеси, уменьшение значения забойного давления воздействием мелкодисперсной газожидкостной смесью и вынос на поверхность (в желобную емкость) жидкости глушения и продукции скважины (кольматирующего материала и нефти) через НКТ. Осуществляют поэтапное увеличение содержания газа в мелкодисперсной газожидкостной смеси.

Недостатками известных системы и способа является прежде всего то, что после очистки ПЗП и вызова притока продукции скважины для пуска последней в работу необходимо для извлечения глубинного диспергатора и НКТ и соответственно спуска глубинного насоса и НКТ, произвести повторное глушение скважины, что является нежелательным, но неизбежным.

Решаемая задача и ожидаемый технический результат заключаются в создании такой системы оборудования и такого способа восстановления продуктивности скважины, в том числе после глушения, которые без дополнительного глушения и спускоподъемных операций позволили бы ввести скважину в эксплуатацию практически в процессе восстановления ее продуктивности. Работающий глубинный насос способствует увеличению и поддержанию необходимого

значения депрессии.

Поставленная задача решается тем, что предлагаемая система восстановления продуктивности скважины, в том числе после глушения, включающая спущенные в скважину насосно-компрессорные трубы (НКТ), устьевую арматуру с выкидной линией, наземное оборудование для создания управляемых депрессий в виде насосного агрегата, установки нагнетания газа, устройства для получения мелкодисперсной газожидкостной смеси и желобной емкости, обеспечивающих возбуждение циркуляции жидкости в скважине через межтрубное пространство, НКТ и желобную емкость и подачу газа в поток жидкости, содержит дополнительно спущенный на НКТ глубинный насос с функцией забойного устройства для получения мелкодисперсной газожидкостной смеси в процессе работы и коллектор, устьевая арматура выполнена стандартной с возможностью обеспечения переключения скважины с помощью задвижек на работу в коллектор через линию обвязки выкидной линии устьевой арматуры с осуществлением постоянного долива жидкости в желобную емкость, а также отключения и демонтажа наземного оборудования для создания управляемых депрессий при достижении желаемой интенсивности притока.

В качестве глубинного насоса установлен электроцентробежный насос или штанговый глубинный насос.

Поставленная задача решается также тем, что в предлагаемом способе восстановления продуктивности скважины и добычи нефти насосным способом, в том числе после глушения, включающем возбуждение циркуляции жидкости в скважине через межтрубное пространство и НКТ подачей ее насосным агрегатом в межтрубное пространство скважины, подачу газа в поток жидкости с помощью установки нагнетания газа через устройство для получения мелкодисперсной газожидкостной смеси, уменьшение значения забойного давления воздействием мелкодисперсной газожидкостной смесью и вынос на поверхность жидкости глушения и продукции скважины в желобную емкость, в момент подачи газа в поток жидкости включают глубинный насос и циркуляцию жидкости в скважине осуществляют дополнительно через работающий глубинный насос и после выноса на поверхность жидкости глушения и продукции скважины в желобную емкость, манипулируя задвижками стандартной устьевой арматуры, переключают скважину на работу в коллектор через обвязку выкидной линии стандартной устьевой арматуры с коллектором.

На чертеже представлена заявляемая система, где:

- 1 - НКТ,
- 2 - стандартная устьевая арматура,
- 3 - насосный агрегат,
- 4 - установка нагнетания газа,
- 5 - устройство для получения мелкодисперсной газожидкостной смеси,
- 6 - желобная емкость,
- 7 - глубинный насос,
- 8 - обвязка выкидной линии стандартной устьевой арматуры с коллектором,
- 9 - задвижки стандартной устьевой

арматуры,

10 - межтрубное пространство.

Предлагаемая система работает следующим образом, осуществляя последовательность операции по заявляемому способу.

1. После спуска глубинного насоса 7 на НКТ 1 на запланированную глубину обвязывают стандартную устьевую арматуру согласно чертежу.

2. Путем включения в работу насосного агрегата 3 возбуждают циркуляцию жидкости в скважине через межтрубное пространство 10, глубинный насос 7, НКТ 1 и желобную емкость 6.

3. После получения устойчивой циркуляции жидкости подают газ в поток жидкости с помощью установки нагнетания газа 4 через устройство для получения мелкодисперсной газожидкостной смеси 5.

4. Одновременно с подачей газа по п.3 включают в работу глубинный насос 7.

5. За счет уменьшения значения забойного давления воздействием мелкодисперсной, газожидкостной смесью и работой глубинного насоса 7 обеспечивается вынос на поверхность жидкости глушения и продукции скважины в желобную емкость 6. После появления в желобной емкости 6 нефти переключают скважину с помощью задвижек 9 стандартной устьевой арматуры на работу в коллектор через линию обвязки 8 выкидной линии стандартной устьевой арматуры 2 с коллектором. При этом осуществляют постоянный долив жидкости в желобную емкость 6.

6. Через фиксированные промежутки времени (например, 30 мин) для визуального контроля интенсивности притока кратковременно с помощью задвижек 9 стандартной устьевой арматуры переключают поток жидкости с продукцией скважины в желобную емкость 6. При достижении желаемой интенсивности притока наземное оборудование 3, 4, 5, 6 для создания управляемых депрессий отключают и демонтируют, а скважину оставляют работать в коллектор.

Заявляемая система оборудования и способ восстановления продуктивности скважины, по мнению авторов, соответствуют критериям "новизна" и "изобретательский уровень", так как заявляемая совокупность признаков обеспечивает новый эффект, а именно возможность освобождения ПЗП от кольматирующего материала и жидкости глушения и совмещения процесса восстановления с процессом добычи, без дополнительных временных и материальных затрат на спуско-подъемные операции, с гарантией отсутствия открытых выбросов.

В заявляемой совокупности признаков работающий глубинный насос выполняет не только функцию подъема продукции скважины на поверхность, но и является гарантом стабильности процесса восстановления продуктивности методом длительных управляемых депрессий, а также отчасти берет на себя функции забойного устройства для получения мелкодисперсной газожидкостной смеси.

Пример конкретного осуществления

После глушения добывающей скважины и замены вышедшего из строя глубинного насоса (ЭЦН) было проведено опробование

нового насоса на подачу скважинной жидкости. Замеры показали, что дебит по нефти скважины снизился относительно планового и составляет 24 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 765 м и глубине спуска насоса 1025 м.

Было принято решение провести работы по восстановлению продуктивности скважины предлагаемым способом.

В процессе проведения обработки предлагаемым способом с применением предлагаемой системы оборудования скважина изменяла свой дебит в следующей последовательности:

через 1 час обработки - дебит по нефти составлял 28 м<sup>3</sup>/сут,

через 2 часа - 37 м<sup>3</sup>/сут;

через 3 часа - 50 м<sup>3</sup>/сут;

через 4 часа - 54 м<sup>3</sup>/сут, что соответствует превышению планового дебита на 10 м<sup>3</sup>/сут.

Работы по восстановлению продуктивности скважины были прекращены и скважину оставили в режиме эксплуатации.

Замеры, проведенные через 7 дней, дали следующий результат: дебит по нефти составлял 48 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 315 м, что соответствует плановому.

Проведение работ по предлагаемому нами способу эффективнее и экономичнее прототипа, так как наряду с кольматирующим материалом, из ПЗП наиболее полно извлекается жидкость глушения, и эксплуатация скважины начинается в процессе самого восстановления продуктивности скважины; процесс не требует дорогостоящих специальных скважинных устройств и позволяет исключить участие в процессе бригад КРС.

Источники информации

1. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра. 1983, с.117.

2. Патент РФ №2085720, Е 21 В 43/25, БИ №35, 1997 г.

3. Патент РФ №2197609, Е 21 В 43/25, БИ №3, 2003 г.

#### Формула изобретения:

1. Система восстановления продуктивности скважины, в том числе после глушения, включающая спущенные в скважину насосно-компрессорные трубы (НКТ), устьевую арматуру с выкидной линией, наземное оборудование для создания

управляемых депрессий в виде насосного агрегата, установки нагнетания газа, устройства для получения мелкодисперсной газожидкостной смеси и желобной емкости, обеспечивающих возбуждение циркуляции жидкости в скважине через межтрубное пространство, НКТ и желобную емкость и подачу газа в поток жидкости, отличающаяся тем, что она содержит дополнительно спущенный на НКТ глубинный насос с функцией забойного устройства для получения мелкодисперсной газожидкостной смеси в процессе работы и коллектор, устьевая арматура выполнена стандартной с возможностью обеспечения переключения скважины с помощью задвижек на работу в коллектор через линию обвязки выкидной линии устьевой арматуры с осуществлением постоянного долива жидкости в желобную емкость, а также отключения и демонтажного наземного оборудования для создания управляемых депрессий при достижении желаемой интенсивности притока.

2. Система по п.1, отличающаяся тем, что в качестве глубинного насоса установлен электроцентробежный насос или штанговый глубинный насос.

3. Способ восстановления продуктивности скважины, в том числе после глушения, включающий возбуждение циркуляции жидкости в скважине через межтрубное пространство и НКТ подачей ее насосным агрегатом в межтрубное пространство скважины, подачу газа в поток жидкости с помощью установки нагнетания газа через устройство для получения мелкодисперсной газожидкостной смеси, уменьшение значения забойного давления воздействием мелкодисперсной газожидкостной смесью и вынос на поверхность жидкости глушения и продукции скважины в желобную емкость, отличающийся тем, что в момент подачи газа в поток жидкости включают глубинный насос и циркуляцию жидкости в скважине осуществляют дополнительно через работающий глубинный насос и после выноса на поверхность жидкости глушения и продукции скважины в желобную емкость, манипулируя задвижками стандартной устьевой арматуры, переключают скважину на работу в коллектор через обвязку выкидной линии стандартной устьевой арматуры с коллектором.