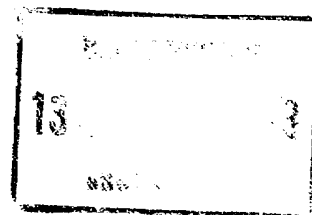




ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СССР  
ПО ДЕЛАМ ИЗОБРЕТЕНИЙ И ОТКРЫТИЙ

# ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ



(21) 2821197/22-03

(22) 02.10.79

(31) 948359

(32) 03.10.78

(33) США

(46) 23.03.84. Бюл. № 11

(72) Джек Д.Макдэниэл, Микаэль  
В. Брайттон, Вильям Л. Мартин  
и Хэрри А. Вал (США)

(71) Континентал Ойл Компани (США)

(53) 622.276.4(088.8)

(56) 1. Патент США № 3396791,  
кл. 166-11, опублик. 1968.

2. Патент США № 3221813,  
кл. 166-11, опублик. 1965 (прототип).

(54)(57) 1. СПОСОБ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ, включающий бурение нагнетательных и эксплуатационных скважин, создание в пласте зоны повышенной проницаемости путем осуществления гидравлического разрыва пласта между нагнетательными и взаимодействующими с ними эксплуатационными скважинами с поддержанием трещины в раскрытом состоянии закачкой в нее теплоносителя, отличающийся тем, что, с целью повышения эффективности вытеснения нефти за счет повышения термического КПД, нагнетательные и эксплуатационные скважины вскрывают нефтеносный пласт на всю толщину, гидроразрыв создают посредством нагнетательных скважин, а после формирования зоны текучести осуществляют прокачку вытесняющего агента через пласт для вытеснения нефти и извлечения ее на поверхность через эксплуатационные скважины, причем закачку теплоносителя для поддержания трещин

в раскрытом состоянии осуществляют со скоростью, рассчитываемой по формулам для пара  $Q_S = 0,02174 A/h \exp(0,02739 TE_{RH})$ ; для горячей воды или водно-паровой смеси  $Q_H = 5,04 \cdot 10^7 A h \exp(0,02739 TE_{RH})$ ,

где  $Q_S$  - скорость нагнетания пара,  $m^3$  воды/дн;

$Q_H$  - скорость нагнетания воды, Дж/дн.;

$A$  - площадь нагрева между скважинами,  $m^2$ ;

$h$  - толщина нагреваемого пласта, м;

$TE_{RH}$  - термический КПД.

2. Способ по п. 1, отличающийся тем, что гидроразрыв осуществляют в эксплуатационных скважинах поочередно.

3. Способ по п. 1, отличающийся тем, что перед проведением посредством нагнетательных скважин гидравлического горизонтального разрыва пласта давление в эксплуатационных скважинах выравнивают с пластовым.

4. Способ по п. 1, отличающийся тем, что в качестве вытесняющего агента через пласт прокачивают пар или пар с водой, или пар с кислородом, или пар с горячей водой, или пар с каустической содой, или воду.

5. Способ по п. 1, отличающийся тем, что при осуществлении гидроразрыва пласта в нагнетательных скважинах в эксплуатационных скважинах поддерживают противодействие.

Изобретение относится к способу добычи тяжелой нефти, в частности может быть использовано при добыче тяжелой нефти или смол из пород, залегающих на сравнительно небольшой глубине и имеющих относительно низкую проницаемость.

Известен способ разработки залежи нефти путем осуществления в пласте между нагнетательной и эксплуатационной скважинами гидравлического разрыва, через который циркулирует вода с повышающейся температурой до тех пор, пока вязкость смолы станет меньше 50 сП, а затем через пласт пропускают пар от нагнетательной скважины в эксплуатационную [1].

Известен способ разработки залежи нефти, включающий бурение нагнетательных и эксплуатационных скважин, создание в пласте зоны повышенной проницаемости путем осуществления гидравлического разрыва пласта между нагнетательными и взаимодействующими с ними эксплуатационными скважинами с поддержанием трещины в раскрытом состоянии закачкой в нее теплоносителя [2].

Однако известные способы недостаточно эффективны для добычи тяжелой нефти и пластов с рыхлыми коллекторами, в которых пласт непроницаем при естественной температуре, а также для добычи тяжелой нефти из пород с повышенной плотностью, залегающих на относительно небольшой глубине или имеющих низкую проницаемость.

Обычно термический КПД ( $TE_{RH}$ ) в известных способах составляет около 20-40%, но не превышает 40%.  $TE_{RH}$  определяется следующим уравнением

$$TE_{RH} = x^{1/2} \left[ e^{x^2} \operatorname{erfc} x + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right],$$

$$\text{где } x = \frac{2k_{ob}}{h(\rho C)r} \sqrt{\frac{(\rho C)_{ob}}{k_{ob}}} t^{1/2}.$$

Целью изобретения является повышение эффективности вытеснения нефти за счет высокого термического КПД.

Поставленная цель достигается тем, что согласно способу разработки залежи нефти, включающему бурение нагнетательных и эксплуатационных скважин, создание в пласте зоны повышенной проницаемости путем осуществления гидравлического разрыва пласта между нагнетательными и взаимо-

действующими с ними эксплуатационными скважинами с поддержанием трещины в раскрытом состоянии закачкой в нее теплоносителя, нагнетательные и эксплуатационные скважины вскрывают нефтеносный пласт на всю толщину, гидроразрыв создают посредством нагнетательных скважин, а после формирования зоны текучести осуществляют прокачку вытесняющего агента через пласт для вытеснения нефти и извлечения ее на поверхность через эксплуатационные скважины, причем закачку теплоносителя для поддержания трещин в раскрытом состоянии осуществляют со скоростью, рассчитываемой по формулам для пара  $Q_S = 0,02174 A/h \exp(0,02739 TE_{RH})$ , для горячей воды или водно-паровой смеси  $Q_H = 5,04 \cdot 10^7 A/h \exp(0,02739 TE_{RH})$ ,

где  $Q_S$  - скорость нагнетания пара,  $m^3$  воды/дн;

$Q_H$  - скорость нагнетания воды, Дж/дн.;

$A$  - площадь нагрева между скважинами,  $m^2$ ;

$h$  - толщина нагреваемого пласта, м;

$TE_{RH}$  - термический КПД, равный 40-90%.

Причем гидроразрыв осуществляют в эксплуатационных скважинах поочередно.

Перед проведением посредством нагнетательных скважин гидравлического горизонтального разрыва пласта давление в эксплуатационных скважинах выравнивают с пластовым.

При этом в качестве вытесняющего агента через пласт прокачивают пар или пар с водой, или пар с кислородом, или пар с горячей водой, или пар с каустической содой, или воду.

При осуществлении гидроразрыва пласта в нагнетательных скважинах в эксплуатационных скважинах поддерживают противодействие.

Способ осуществляют следующим образом.

Зону повышенного нагрева и текучести среды устанавливают между нагнетательной и эксплуатационной скважинами, вертикально проходящими нефтеносный пласт, путями гидравлического разрыва между скважинами, нагнетания пара в нагнетательную скважину и получения текущих сред из эксплуатационной скважины. Нагнетают пар в

систему разрыва между скважинами с достаточными скоростью и давлением и в течение достаточного времени для установления термического КПД для нагрева пласта  $TE_{RH}$  выше 40% и, в предпочтительном варианте, выше 70%.

В соответствии с одним аспектом пар нагнетают со скоростью  $Q_S$ , выражаемой в баррелях ( $159 \text{ дм}^3$ ) воды/день, что равно, по крайней мере,  $1812 A/h_{\text{exp}} [0,02739 \times TE_{RH}]$ , где  $A$  - горизонтальная площадь, нагреваемая между скважинами, выраженная в акрах ( $0,4 \text{ га}$ );  $h$  - толщина нагреваемого пласта в футах ( $30,48 \text{ см}$ ); причем  $TE_{RH}$  выше 40% и, предпочтительно, 70% и выше.

В других метрических единицах измерения  $Q_S \geq 0,02174 A/h_{\text{exp}} [0,02739 \times TE_{RH}]$ ;  $TE_{RH} > 40\%$ , предпочтительно не менее 70%, где  $Q_S$ ,  $\text{м}^3 \text{H}_2\text{O}/\text{день}$ ,  $A$ ,  $\text{м}^2$ ,  $h$ ,  $\text{м}$ . Если нагнетается другая водная среда, а не пар (например горячая вода или смесь горячей воды и пара), аналогичная скорость нагнетания среды для водной среды, т.е.  $Q_f$  может быть легко определена из следующей формулы

$$Q_f = \frac{Q_S - 1000}{5G_f H_f}$$

где подстрочное  $f$  - нагнетаемая среда;  $H_f$  - энтальпия на забое скважины среды, выраженная в Британских тепловых единицах на фунт;  $5G_f$  - удельный вес среды при средней температуре; баррель пара имеет энтальпию на забое скважины, равную 1000 Британских тепловых единиц на фунт ( $2323 \text{ Дж/г}$ ) или 350000 Британских тепловых единиц на баррель ( $5,86 \times 10^7 \text{ Дж/м}^3$ ). Таким образом, поскольку  $Q_H = Q_S \times 350 \times H_S$ ;  $H_S = 1000$  в выражениях эквивалентной скорости нагнетания, а  $Q_H$  - ежедневная скорость нагнетания, приведенные уравнения для ежедневной скорости выражены следующим образом:  $Q_H = 6,342 \times 10^8 A/h_{\text{exp}} [0,02739 \times TE_{RH}]$  в Американских единицах измерения или  $Q_H = 5,05 \times 10^7 A/h_{\text{exp}} [0,02739 \times TE_{RH}]$  в метрических единицах, причем  $Q_H$  выражается в Дж/день ( $0,239 \text{ кал}$ ).

Зона текучести нагретой тяжелой нефти, горизонтально пересекающая нефтеносный пласт, последовательно прокачивается вытесняющим паром, стимулированием с водой, паром с водой, горячей водой с каустиком или горячей водой.

Зону текучести нагретой тяжелой нефти, горизонтально пересекающую залежь тяжелой нефти, устанавливают в пласте с плотностью в градусах Американского нефтяного института, равной 10, который непроницаем для сред при температуре нефтеносного пласта.

На фиг. 1 показана пятискважинная система, момент осуществления процесса заводнения через систему разрыва под давлением, достаточным для поддержания разрыва в раскрытом состоянии, поперечное сечение; на фиг. 2 - то же, момент последующего установления зоны текучести среды и повышенной температуры, а также расширение нагретой зоны повышенной текучести заполнением паром материнской породы, распространяющимся от нагнетательной скважины к удаленным от центра эксплуатационным скважинам; на фиг. 3 - график распределения тепла во времени.

Грунт 1, содержащий покрывающую породу 2, показанную с линией разрыва 3, и перекрывающую породу 4, располагается поверх нефтеносного пласта 5, который подстилается формацией 6.

Перекрывающая порода и нефтеносный пласт 5 вертикально пересекаются пятискважинной системой, состоящей из центральной нагнетательной 7 и удаленных от центра эксплуатационных 8-11 скважин. Каждая скважина, пересекающая нефтеносный пласт, содержит обсадную колонну 12, закрепленную в пласте цементом 13, и имеет колонну труб, сообщающуюся с наружным оборудованием через выпускное отверстие 14 на устье скважины 15 и образующую кольцевое пространство 16 между колонной труб и обсадной колонной, которая сообщается с наружным оборудованием через выпускное отверстие 17. Скважины проходят через нефтеносный пласт и скреплены с подстилающей породой цементом 18.

В каждой эксплуатационной скважине сначала проделывают брешь вращающимся гидравлическим режущим инструментом, а затем проводят гидравлический разрыв до образования горизонтального разрыва 19. Разрыв пласта можно обеспечить либо нагнетанием водной среды в образованную брешь через отверстие 14 или колонну труб

20, либо через отверстие 17 и через кольцевое пространство 16. В следующий момент нагнетают пар под давлением разделения, т.е. под давлением, достаточным для поддержания разделения гидравлического разрыва. Операции проводятся поочередно во всех эксплуатационных скважинах, после чего эксплуатационные скважины перфорируют по всей толщине пласта. После этого в центральной нагнетательной скважине проделывают брешь и подвергают гидравлическому разрыву для установления сообщения эксплуатационным скважинам через горизонтальный разрыв 21. В эксплуатационных скважинах устанавливают обратное давление, необходимое для распределения гидравлического горизонтального разрыва по пятипозиционной схеме.

После этого немедленно нагнетают пар либо через отверстие 14, либо через отверстие 17, либо через оба отверстия нагнетательной скважины и через систему разрыва с достаточно высокой скоростью, при достаточном давлении и на протяжении достаточно долгого времени для разбега пласта вдоль, по крайней мере, основной части системы разрыва между скважинами, обеспечивая направленный поток жидкостей через пласт с разобщенным разрывом и нагрев проводимостью значительного объема нефтеносного пласта перпендикулярно потоку по каналу. В эксплуатационных скважинах поддерживают противодействие, необходимое для распределения потока равномерно по системе по мере того, как среды выходят из угловых эксплуатационных скважин.

На фиг. 1 показан процесс в момент нагнетания пара с высокой скоростью. Среда проходит (показано стрелками) через канал разрыва и смежно с ним, обеспечивая нагрев проводимостью пласта, ограниченного зоной 22 и 23, с выходом как горячей смолы, так и горячей воды из эксплуатационных скважин путем взаимобмена сред от канала разрыва в более сильно нагретой зоне 23 и до меньшей степени — в менее нагретой зоне 22. На эксплуатационных скважинах удерживается обратное давление, достаточное для поддержания системы разрыва в разделенном состоянии по крайней мере до тех пор, пока смола около канала

разрыва достаточно не нагреется с обеспечением свободного сообщения сред между нагнетательной и эксплуатационными скважинами.

При последующем нагреве проводимостью смолы в зоне между скважинами скорость нагнетания пара и давление нефтеносного пласта снижаются, в результате чего происходит сжатие системы разрыва (фиг. 2, позиция 24). В нагнетательной скважине проделываются перфорации и пар нагнетают с пониженной скоростью и давлением для направления потока заводнения паром с прокачкой материнской породы через нагретую зону 22, как это показано фронтом 25, проходящим между нагнетательной и эксплуатационными скважинами. Поток сред показан стрелками в нефтеносном пласте.

Затем проводят заводнение паром с прокачкой материнской породы при высоких и экономически выгодных скоростях до получения значительного количества смолы, при этом теряется необходимость в непрерывном нагнетании среды. В системе выхода обеспечивается добыча высокого процента смолы.

Изобретение включает установление зоны повышенного тепла и текучести жидкости в нагнетательной и эксплуатационных скважинах, вертикально проходящих нефтеносный пласт, путем последовательных: гидравлического разрыва между скважинами, нагнетания пара в нагнетательную скважину и получения сред усовершенствованным способом. Причем пар нагнетают с достаточно высокой скоростью при достаточном давлении и в течение достаточно долгого времени, чем поддерживается разделение пласта вдоль системы разрыва между скважинами с обеспечением потока жидкостей по каналу через систему разделенного разрыва и нагрева проводимостью значительного объема пласта перпендикулярно направлению потока по каналу. Образующие гидравлические разрыва являются горизонтальными, а пар нагнетают так, чтобы поддержать разделение пласта вдоль системы разрыва и нагреть значительный объем пласта вертикально и перпендикулярно направлению потока. Установление зоны повышенного тепла и текучести среды между нагнетательной и эксплуатационной сква-

жинами, когда пар нагнетают с достаточной скоростью, при достаточном давлении и в течение достаточного времени, приводит к установлению термического КПД ( $TE_{RH}$ ) для нагрева пласта выше 40% и, предпочтительно, 70-90% и выше.

Для обеспечения этого термического КПД согласно изобретению скорость нагнетания пара  $Q_5$  не менее  $0,02174 A/h \exp(0,02739 \times TE_{RH})$ , где  $Q_5$ , м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>O/день;  $A$ , м<sup>2</sup>;  $h$ , м.

Предлагаемый способ может быть использован для добычи тяжелой нефти из любых типов известных подземных месторождений тяжелой нефти, кроме того, имеет практическое использование в двух классах нефтеносных пород, которые в настоящее время экономически невыгодно разрабатывать известными способами.

К первому классу нефтеносных пород относятся породы, залегающие на относительно небольшой глубине так, что при обычном заводнении паром окружающих пород теряется слишком много тепла при любом практическом расстоянии между скважинами, особенно в породах с тяжелой нефтью с плотностью в градусах Американского нефтяного института порядка 10-20.

Нефтеносные породы первого типа имеют обычно глубину 20-600 м и содержат тяжелую нефть с плотностью в градусах Американского нефтяного института 20-2 и, обычно, 20 - 10. Такие нефтеносные пласты как правило имеют толщину 3-10 м.

К второму классу нефтеносных пород относятся пласты с тяжелой нефтью или смолой, залегающие на небольших глубинах. Особенно эффективное использование предлагаемый способ находит тогда, когда пласт имеет глубину менее 1500 м и когда плотность тяжелой нефти составляет 10 и менее градусов.

Предлагаемый способ используется даже с большей эффективностью, когда нефтеносный пласт имеет глубину менее 600 м, когда содержит тяжелую нефть и породу, неуплотненную при температурах, при которых тяжелая нефть течет, и который непроницаем для движения сред при естественных температурах пласта.

При практической реализации предлагаемого способа предпочтительным

является бурение скважин через залежь тяжелой нефти до подстилающей породы и закрепление обсадной колонны на месте в предварительно напряженном состоянии с использованием цемента при высокой температуре и обсадных колонн высокой прочности.

Продельывание бреши в пласте предпочтительно осуществляется использованием развертывающего инструмента и водо- и пескоструйного инструмента. Инструментом продельывается достаточное количество переходов для вскрытия в пласте окна или бреши с обеспечением хорошей начальной горизонтальной ориентации разрыва и его достаточной ширины так, чтобы расширение обсадной колонны при нагреве скважины нагнетанием пара и образованием горячих сред существенно не ограничивало поток сред в скважину и из скважины.

Хотя и не имеется ограничений в отношении размеров разрывов, которые продельываются из эксплуатационных скважин или из нагнетательных скважин при использовании замкнутой системы из пяти, семи, девяти и т.д. скважин, обычно чаще производят сначала разрыв эксплуатационных скважин и дозируют количество среды, нагнетаемой для обеспечения разрыва от 1/4 до 1/3 расстояния от эксплуатационной скважины до нагнетательной. Согласно предлагаемому способу эксплуатационные скважины также можно подвергнуть взрывному разрыву, а можно вообще не подвергать. Так, для нефтеносных пород, залегающих на небольшой глубине, может оказаться более эффективным с экономической точки зрения разрыв только из нагнетательных скважин. В других случаях, например в уплотненных нефтеносных пластах особенно с низкой проницаемостью, может оказаться более эффективным проведение сначала гидравлического разрыва из эксплуатационных скважин, введение суспензий в систему разрыва и последующий разрыв детонированием взрывчатых суспензий. Разрыв должен проходить горизонтально по середине пласта. Однако существуют особые обстоятельства, при которых разрыв лучше провести около прожилка сланца, у почвы пласта смолы и в других местах.

Фазу нагнетания процесса, в которой воду и/или пар нагнетают в нагнетательную скважину, а среды получают из эксплуатационной скважины, проводят предлагаемым способом, отличающимся от известных весьма высокими скоростями нагнетания, давлением и временем, достаточными для обеспечения следующих эффектов. Достаточно высокое давление используют для того, чтобы значительная часть системы разрыва по длине между нагнетательной и эксплуатационной скважинами поддерживалась в разделенном положении. Этим достигается поток сред по каналу через значительную часть системы разрыва, а также такой нагрев проводимостью значительной части объема нефтеносного пласта, что  $TE_{RH}$  превышает 40%, а тепловые потери у смежных непродуктивных слоев сводятся к минимуму.

Пар нагнетается в этой фазе со скоростью  $Q_S$ , выраженной в баррелях воды в день, что составляет, по крайней мере,  $1812 A/h \exp [0,02739 \times TE_{RH}]$ , где  $A$  - горизонтальный участок, подвергаемый значительному нагреву между скважинами, акр;  $h$  - толщина пласта, подвергаемого нагреву, фут;  $TE_{RH}$  более 40% и, предпочтительно, равно или более 70%. В метрических единицах измерения  $Q_S$ , м<sup>3</sup> воды/день, составляет по крайней мере  $0,02174 A/h \exp [0,02739 \times TE_{RH}]$ , где  $A$  - горизонтальный участок, подвергаемый значительному нагреву между скважинами, м<sup>2</sup>;  $h$  - толщина пласта, подвергаемого нагреву, м;  $TE_{RH}$  более 40% и, предпочтительно, равно или превышает 70%. Скорости нагнетания пара, выражающиеся в  $TE_{RH}$ , приближающимся к 100%, являются показательными, хотя целевая скорость обычно такая, при которой  $TE_{RH}$  80-90%.

Описанные скорости нагнетания приемлемы только в процессе фазы нагнетания с высокой скоростью. Эта фаза продолжается, пока через направленный поток в разрыве имеет место преобладающее нагнетание среды и явления переноса. В момент, когда нагнетание пара в материнскую породу и вытеснение нефти становятся значительными либо по естественным причинам, либо вследствие уменьшения скорости нагнетания и давления, оптимальную скорость нагнетания пара определяют эмпирически для каждого проекта.

В некоторых нефтеносных пластах такие характеристики как величина и расположение прожилков сланца и распределение вертикальной и горизонтальной проницаемости требуют снижения скорости нагнетания пара и давления для обеспечения переходов от преобладающего направленного потока в разрыве к потоку в материнской породе. В других случаях между нагнетательными и эксплуатационными скважинами образуются каналы для прорыва пара. Это приводит к неэффективному вытеснению нефти, что выражается в высоких соотношениях воды к нефти и плохом термическом КПД, как это видно по высоким соотношениям пара к нефти.

В некоторых нефтеносных пластах, в частности отличающихся значительной вертикальной проницаемостью и характеристиками целостности и вязкости, при которых нефть становится текучей только при средней температуре нагрева, конвекционный механизм становится значительным. По мере того, как все более и более текучая нефть вымывается, конвектируется или вытесняется из материнской породы у канала разрыва, все большее количество пара и/или горячей воды выходит из канала разрыва, обеспечивая дальнейшее вытеснение. В таких нефтеносных пластах происходит постепенный переход от потока в канале разрыва, где передача тепла осуществляется в основном проводимостью, в комбинации потока в разрыве и материнской породе, которая начинается от нагнетательной скважины и распространяется к эксплуатационной скважине. В такой комбинации потока в разрыве и материнской породе как проводящей, так и конвекционный механизмы передачи тепла становятся значительными. В таких ситуациях процесс циркуляции потока по каналу с нагревом проводимостью постепенно и естественно переходит в процесс циркуляции в материнской породе, поскольку среды продолжают проходить от нагнетательной к эксплуатационным скважинам.

В других залежах, например в типичных залежах смолы или битума, переход от преобладающей циркуляции в канале разрыва к комбинации циркуляции в канале разрыва и в материнской породе происходит не всегда легко. В таких нефтеносных пластах во время

достаточного нагрева пласта в зоне, проходящей радиально каналу разрыва в результате нагрева проводимостью от потока сред в канале разрыва, становится необходимым откачка или отсос эксплуатационных скважин для создания эффективных сбросов давления и для снижения скорости нагнетания пара и/или горячей воды с тем, чтобы раскрытая система разрыва закрылась и установилась циркуляция в материнской породе с вытеснением тяжелой нефти.

По окончании фазы предварительного нагрева в разрыве эффективным является проведение повторного разрыва из нагнетательной скважины, например, паром. Можно также образовывать и поддерживать небольшие разрывы из эксплуатационных скважин. Такой вариант обеспечивает повышенную продуктивность в фазе вытеснения паром и предотвращение закупорки скважины в результате отверждения вязкой тяжелой нефти или смолы, особенно если разрывы образуются паром. Для поддержания достаточного количества сред в процессе заводнения паром с прокачкой через материнскую породу эффективно использовать циклы "хаф энд паф" на эксплуатационных скважинах.

Перфорирование эксплуатационных скважин обычно является эффективным. В уплотненных нефтеносных пластах можно использовать открытые отверстия.

Для работы в промышленном масштабе экономически выгодно использование нескольких нагнетательных и эксплуатационных скважин. Предпочтительным является использование двух эксплуатационных скважин на каждую нагнетательную скважину, хотя можно использовать одну или несколько эксплуатационных скважин на каждую нагнетательную. При использовании развернутой системы, например обращенной пятискважинной и т.д., лучше, чтобы расстояние между ними составляло не более  $607 \times 10^4 \text{ м}^2$ . В предпочтительном варианте это расстояние составляет  $5,06 \times 10^3 - 4,5 \times 10^4 \text{ м}^2$ . Системы могут обрабатываться по одиночке или группами, а операции можно проводить в соответствии с различными фазами процесса.

Для возможности реализации предлагаемого способа в определенном

нефтеносном пласте у тяжелой нефти или смолы необходимо уменьшить вязкость путем нагрева до степени, достаточной для обеспечения ее подвижности при приложении гидравлического давления. Месторождения тяжелой нефти и смолы обычно относятся к этому типу, а текучесть обычно устанавливается при температурах  $66-121^\circ \text{C}$ .

Примером относительно мелкого залегания тяжелой нефти является месторождение, которое содержит нефтеносные отложения на глубине 61 и 152 м. Зоны имеют толщину 5,5 и 3,7 м соответственно. Каждый нефтеносный пласт насыщен нефтью на 74% и имеет пренебрежимо небольшое насыщение газом. В пластовых условиях вязкость нефти превышает 700 сП на глубине 61 м и 200 сП на глубине 152 м. Тяжелая нефть имеет плотность 20 в градусах Американского нефтяного института и очень низкую текучесть в естественных пластовых условиях. Предпринимаемые ранее попытки использования стимулированных процессов добычи, включая сюда заводнение водой, горячей водой, стимулирование паром типа "хаф энд паф" и вытеснение прокачкой, усиленное водой, при добыче нефти того же типа не оказались успешными. Обращенные пятискважинные системы пробуривают и подвергают каротажу. Каждая схема охватывает примерно  $10,1 \times 10^3 \text{ м}^2$ . Проводят индукционные и гамма-каротаж, из двух скважин отбирают керн для определения толщины формации, качества нефтеносного пласта, пористости и насыщения. На всю длину скважины устанавливают обсадную колонну класса J-55 диаметром 14,0 см и весом 23,1 кг/м, скрепляют с поверхностью цементом класса Н, содержащим 40% двуокиси кремния в порошке и 2% хлорида кальция.

В подготовке для стимуляции в обсадной колонне гидравлическими средствами проделывают брешь в центральной части с использованием соленой воды месторождения, содержащей  $120 \text{ кг/м}^3$  песка крупностью 20-40 меш. Смесь прокачивают по колонне труб диаметром 6,4 см и через сопло со скоростью  $0,59 \text{ м}^3/\text{мин}$ . Трубы вращаются, образуя брешь. В нагнетательных скважинах проделывают бреши

вторично на высоте 1,27 см от первой брешы, чем обеспечивается очень высокие скорости нагнетания пара и предотвращается расширение обсадной колонны при нагнетании пара в результате прерывания или блокирования потока пара в породе. Образование брешей способствует также образованию горизонтального разрыва при проведении этой операции.

Каждую скважину обращенной пятискважинной системы, в свою очередь, подвергают разрыву соленой водой месторождения, не содержащей добавок или песка, со скоростью 6,36 м<sup>3</sup>/мин. Из-за относительно мягкого и неуплотненного нефтеносного пласта расклинивающий агент не используют. Никаких загустителей не используют, поскольку затормаживание прохода пара и утечка горячей воды из разрыва нежелательны. Горизонтальные разрывы из эксплуатационных скважин рассчитываются так, чтобы радиус горизонтального гидравлического разрыва равнялся половине расстояния до нагнетательной скважины, т.е. около 35 м. Из-за относительно небольшого расстояния между скважинами и при вязкости нефти в пласте от средней до высокой стимуляции эксплуатационных скважин не представляется необходимой.

По завершении гидравлического разрыва из каждой наружной скважины в пятискважинной системе эксплуатационные скважины перфорируют по всей толщине породы с интервалом 6,6 отверстий на 1 м.

После этого в центральной нагнетательной скважине пятискважинной системы аналогичным образом проделывают брешь. Из этой брешы проводят относительно массивный горизонтальный гидравлический разрыв в направлении наружу на расстояние около 70 м до достижения каждой эксплуатационной скважины. Каждая скважина контролируется манометром и эхолотом, фиксирующим уровень сред, для регистрации реакции на нагнетателе. Нагнетательную скважину не перфорируют.

Эксплуатационные скважины снабжены колонной труб диаметром 7,3 см, вставными штанговыми насосами диаметром 5,4 см и насосными установками мощностью в 922 кг м.

Нагнетательные скважины снабжены колонной труб диаметром 6 см с ком-

пенсатором теплового расширения и пакером. Пакер устанавливают в обсадной колонне на 6 м выше брешы. Соединения на устье скважины включают в себя термопару, манометр и пробоотборник с охлаждающим змеевиком для измерений качества. Кольцевое пространство между обсадной колонной и колонной труб снабжено отводным каналом для предотвращения создания избыточного давления и перегрева в обсадной колонне.

Пар обеспечивается обычным генератором мощностью 6,3 мин ккал/ч. Эта установка способна нагревать 238 м<sup>3</sup> воды в день до образования пара 80%-ного качества и имеет выходное манометрическое давление порядка 176 кг/см<sup>2</sup>. Для обработки и подачи воды в парогенератор предусматривают два антрацитовых фильтра, одну установку для умягчения воды, содержащую четыре очистителя с натриевым цеолитом, резервуар для профильтрованной воды и резервуар для рассола.

В одном примере реализации предлагаемого способа пятискважинную систему реализуют проходкой пласта - коллектора на глубину около 61 м. Эксплуатационные скважины обрабатывают составом для обеспечения разрыва в количестве 13,2 м<sup>3</sup>, а нагнетательные скважины - в количестве 681 м<sup>3</sup>. О сообщении с эксплуатационными скважинами при разрыве нагнетательной скважины свидетельствует заполнение скважин средой и манометрическое давление на поверхности, превышающее 2,5 кг/см<sup>2</sup> к концу гидравлического разрыва центральной нагнетательной скважины пятискважинной системы.

Непосредственно после проведения разрыва центральной нагнетательной скважины начинают нагнетать пар со скоростью  $Q_g$  подачей около 143 м<sup>3</sup> воды в день в виде пара 70%-ного качества с обеспечением 85 млн ккал/день. Манометрическое давление на устье скважины около 25 кг/см<sup>2</sup>, а температура - около 190°C. А составляет 1 га,  $h = 5,5$  м. Таким образом,  $TE_{RH}$  рассчитывается из уравнения  $TE_{RH} = 36,5 \varphi_n \frac{Q_g h}{1812A}$ , что составляет примерно 50%. В метрических единицах при данных величинах  $Q, h$  и  $A, TE_{RH} = 36,51 \varphi_n 46 \frac{Q_g h}{A}$ . О том, что пар



нагнетается с достаточно высокой скоростью при достаточном давлении и/или в течение достаточного времени для поддержания разъединения пласта в системе разрыва между скважинами и обеспечением направленного потока сред через систему разрыва для нагрева проводимостью значительного объема пласта перпендикулярно потоку, свидетельствует производительность на следующий день одной из эксплуатационных скважин и добыча 32 м<sup>3</sup> нефти в день из системы в течение не менее 7 дней.

В эксплуатационных скважинах после двух недель работы с производительностью 32 м<sup>3</sup> нефти в день отмечается скорость повышения температуры на устье скважины от 27 до 43°C. Такое повышение температуры наблюдается после нагнетания в нагнетательную скважину около 1907 м<sup>3</sup> воды (в виде пара), что эквивалентно 1,18 млрд ккал. После 39 дней в эксплуатационных скважинах отмечается повышение температуры до 107°C. Ежедневная производительность пятискважинной системы составляет в среднем более 32 м<sup>3</sup> в течение нескольких месяцев.

После этого нагнетание пара прекращают и в нагнетательную скважину нагнетают воду для устранения нагрева и обеспечения вытеснительного заводняющего потока горячей воды с прокачкой материнской породы пласта. При этом получают значительные дополнительные количества нефти.

Этим примером иллюстрируется использование изобретения для экономичности эффективной добычи тяжелой нефти из нефтеносных пород, залегающих на относительно небольшой глубине, из которых добыча нефти по известным способам была экономически непродуктивна.

Реализация предлагаемого способа на примере месторождения очень тяжелой нефти.

Месторождение содержит 1,6 х 10<sup>9</sup> м<sup>3</sup> очень тяжелой нефти или смолы, имеющей плотность в градусах Американского нефтяного института (-2) - (+2). Толщина пласта около 15 м, проницаемость 0,5 - 1 м<sup>2</sup> и пористость около 30%. Начальное насыщение нефтью составляет около 55 об.%, а глубина залегания - около 457 м. Предпринимались попытки разрабаты-

вать эти месторождения в течение нескольких лет и, хотя по некоторым проектам было добыто некоторое количество тяжелой нефти, ни один из них не оказался экономически успешным. Более того, ни один из добытых продуктов не был даже продан вследствие трудностей, связанных с дегидратацией. Тяжелая нефть из этой залежи имеет температуру текучести 82°C, а пласт - твердый и непроницаемый для прохода сред при естественной его температуре. При нагревании смола становится текучей и, поскольку частицы песка в пласте находятся в контакте друг с другом, они не связаны друг с другом, т.е. является неустойчивой при температурах, при которых смола текуча.

Нефтеносный пласт вертикально пробуривают пятискважинной системой, содержащей четыре эксплуатационные скважины и одну нагнетательную скважину в центре. Сетка расстановки скважин площадью 20234 м<sup>2</sup> занимает на поверхности месторождения квадрат, в котором нагнетательные скважины находятся друг от друга на расстоянии 142 м, а расстояние между нагнетательной и эксплуатационными скважинами составляет 100 м. В такой пятискважинной системе толщина пласта 13,7 м при глубине 457 м. Температура пласта 37,8°C, давление 47,4 кг/см<sup>2</sup>, насыщенность нефтью  $\frac{0,181 \text{ м}^3}{\text{м}^3 \text{ м}}$ . Температура текучести смолы 82°C. Все скважины имеют обсадные трубы диаметром 17,8 см и весом 34,3 кг/м, которые проходят на глубину 533 м и закрепляются на месте высокотемпературными материалами пригодными для использования в термических способах добычи. Все скважины снабжены предварительно напряженными обсадными колоннами для предотвращения аварий в результате термического расширения при нагреве паром до 315,5°C. Скважины обычно располагают по системе, изображенной на фиг. 1 и 2.

На месте устанавливают два спаренных парогенератора, работающих на масле, производительностью 6,3 млн ккал/ч. Их возможная стабильная производительность 508 м<sup>3</sup> водяного пара в день при 324°C, давлении 120 кг/см<sup>2</sup> и 75%-ного качества.

В эксплуатационных скважинах пестискважинной системы проделывают брешу вблизи вертикального центра залежи посредством вращающегося инструмента, выбрасывающего с высокой скоростью струю воды с песком, которая прорывает обсадную колонну и цемент и проделывает брешу в породе. Повторными проходами брешу расширяют до достаточной ширины с тем, чтобы при нагреве скважин окно в породе не сузилось или не закрылось. Инструмент имеет смещенные по фазе на  $120^{\circ}\text{C}$  сопла диаметром 0,95 см. Он работает под давлением  $210\text{ кг/см}^2$  со скоростью  $0,56\text{ м}^3/\text{мин}$  при  $120\text{ кг/см}^3$  песка с крупностью частиц 20–40 меш. На один разрыв требуется 30 мин при скорости вращения 6–10 об./мин.

После этого каждую из эксплуатационных скважин подвергают гидравлическому горизонтальному разрыву водой в количестве, достаточном для раскрытия гидравлического разрыва примерно на одну треть расстояния между эксплуатационными скважинами и центральной нагнетательной скважиной. Свежую воду в количестве  $208\text{ м}^3$  нагнетают со скоростью  $4,8\text{--}6,4\text{ м}^3/\text{мин}$ . Поскольку среду нагнетают по трубам диаметром 8,9 см, добавляют редуктор давления. Непосредственно после разрыва каждой скважины в каждую из эксплуатационных скважин по очереди нагнетают пар под высоким давлением со скоростью  $254\text{ м}^3$  воды в день при  $316^{\circ}\text{C}$  и давлении  $120\text{ кг/см}^2$  для отдачи 3,7 млрд ккал энергии в каждую эксплуатационную скважину. Это выражается в поддержании гидравлического разрыва в открытом состоянии и образовании радиусов нагрева около 44 м вокруг каждой эксплуатационной скважины и нагреве породы до температуры выше  $93^{\circ}\text{C}$  на расстоянии около 3 м сверху и снизу горизонтального разрыва.

Это стимулирование паром осуществляется использованием одного генератора на скважину. По окончании нагнетания пара в четыре скважины их подвергают перфорированию в количестве 13 отверстий на 1 м. Затем все четыре скважины прокачивают нагнетанием пара одновременно во все четыре скважины в течение непродолжительного времени и после этого пе-

рекачивают скважины для рассасывания пара и обеспечения нагрева пласта.

После пропитки паром эксплуатационных скважин и последующего снятия давления с них подвергают горизонтальному гидравлическому разрыву центральную нагнетательную скважину через брешу, проходящую вблизи вертикального центра нефтеносного пласта для обеспечения сообщения с зоной разрыва и стимулирования паром, окружающую каждую эксплуатационную скважину. На эксплуатационных скважинах используют обратное давление для распределения разрыва по системе.

Сохраняя обратное давление на пласт через все скважины, требуемое для поддержания разрыва в раскрытом состоянии, сразу же нагнетают пар в эксплуатационную скважину со скоростью около  $509\text{ м}^3$  воды в день под давлением  $120\text{ кг/см}^2$  и при  $324^{\circ}\text{C}$ , чем обеспечивается раскрытие разрыва пласта между скважинами вдоль системы разрыва и проход через нее по каналу потока жидкостей, а также обеспечение нагрева проводимостью значительного объема пласта перпендикулярно потоку в канале. Обратное давление на эксплуатационных скважинах по необходимости регулируют для распределения в радиальном направлении тепла по пласту. Для прорыва тепла к угловым скважинам требуется около 102 дней. График распределения тепла во времени приведен на фиг. 3. На оси X или горизонтальной оси представлена система горизонтального разрыва. Тепловое распределение внутри системы разрыва в момент, показанный на графике, составляет около  $324^{\circ}\text{C}$ , что примерно равно температуре почвы пласта у нагнетательной скважины. Температурное распределение над и под системой разрыва примерно одинаково, поэтому показаны только контуры над системой разрыва. На графике показаны изотермы  $93, 149, 204$  и  $260^{\circ}\text{C}$ . Во время прорыва около 15% объема системы было нагрето до температур, превышающих  $260^{\circ}\text{C}$ , 30% – выше  $205^{\circ}\text{C}$  и 47% – выше  $149^{\circ}\text{C}$ . Вблизи нагнетательной скважины изотерма  $93^{\circ}\text{C}$  проходит вертикально на 5,64 м над и под разрывом, а в 70% системы эта температура превышает в результате нагнетания пара из нагнетательной скважины.

$Q$  составляет  $509 \text{ м}^3$  воды в день,  $h$  равно  $13,7 \text{ м}$ ,  $A - 2025 \text{ м}^2$ .  $TE_{RH}$  рассчитывают так, чтобы он превышал 90% при относительно небольшой потере тепла снаружи пласта. Пар, закачанный в эксплуатационные скважины, несколько изменяет названные контуры около эксплуатационных скважин, как это показано на фиг. 1 и 2.

Пар продолжают нагнетать при указанных скорости и давлении для поддержания разделения пласта вдоль системы разрыва и для образования канала для расплавленной текучей смолы в пласте вблизи системы разрыва между скважинами в течение определенного времени для обеспечения оптимального нагрева пласта в системе. Среды, включающие в себя очень значительное количество тяжелой нефти, получают из эксплуатационных скважин. Горячие среды, получаемые из эксплуатационных скважин, направляют через теплообменник для нагрева воды, используемой для образования пара, что создает значительную экономию. Охлаждение получаемых сред теплообменом способствует также эффективной работе оборудования на поверх-

ности, используемого для выделения нефти из пара и горячей воды.

По истечении значительного промежутка времени и добычи нефти, осуществляемой нагнетанием пара с высокими скоростями, достигается оптимальный нагрев пласта. После этого скорость нагнетания пара в нагнетательной скважине снижают, эксплуатационные скважины заставляют работать с максимальной производительностью до ее снижения, в результате чего система разрыва около эксплуатационных скважин закрывается.

После этого нагнетательную скважину перфорируют и пар нагнетают при максимальных скоростях вытеснения материнской породы из центральной нагнетательной скважины для обеспечения быстрого потока пара с прокачкой материнской породы в системе, нагретой до описанной технологии. Также процесс осуществляют с использованием воды, нагретой полученными средами и содержащей каустик, которую нагнетают в нагнетательную скважину, или используют холодную воду, воздух, воздух с холодной водой и/или другие газы.

