

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к способам эксплуатации нефтяных скважин.

Известен способ эксплуатации нефтяной скважины, включающий спуск в скважину подъемной колонны, установку в ней на опорное седло вставного глубинного насоса, последующую промывку скважины промывочным агентом и откачку нефти насосом.

Данный способ эффективен в нефтяных скважинах глубиной до 2000 м, когда подвеска насоса находится вблизи нефтяного пласта. Но в глубоких скважинах, когда подвеска глубинного насоса находится на значительном удалении от нефтяного пласта, эффективность эксплуатации скважины низкая. При простое скважины (после выхода из бурения, отключение электроэнергии, поломка оборудования и пр.) часто невозможно пустить ее в работу. Объясняется это следующим. За время простоя нефть, заполняющая ствол скважины, принимает температуру окружающего массива горных пород. Поэтому в средней части по глубине скважины и особенно выше температура может быть ниже температуры кристаллизации парафина, смол, асфальтенов. Образовавшиеся в результате кристаллизации твердые частицы выпадают вниз и постепенно заполняют нижнюю часть скважины,

Это приводит к резкому повышению вязкости нефти, находящейся в нижнем интервале скважины - "глубинный насос - нефтяной пласт". Из-за высокой вязкости возникают значительные гидравлические сопротивления. По этой причине перепад давления, образующийся при работе глубинного насоса, уходит на преодоление высоких гидравлических сопротивлений. Как результат этого, на уровне нефтяного пласта депрессии нет совсем или остается ее малая часть. По этой причине нефтяной пласт не работает совсем или работает с низким дебитом.

Вторым недостатком способа является то, что скорость движения нефти в подъемной колонне и эксплуатационной колонне различная. Так как сечение эксплуатационной колонны в несколько раз превышает площадь поперечного сечения подъемной колонны, то во столько же раз скорость движения нефти здесь ниже. Из-за низкой скорости движения в интервале ниже подвески глубинного насоса нефть сильно охлаждается и загустевает, что вызывает также рост гидравлических сопротивлений. Это приводит к снижению перепада давления, передаваемого на нефтяной пласт, и снижению дебита.

В основу изобретения поставлена задача такого усовершенствования способа эксплуатации нефтяной скважины, которое за счет введения дополнительного действия - промывки призабойной зоны перед запуском глубинного насоса - позволяет снизить вязкость нефти и гидравлические сопротивления, что дает возможность добывать нефть с большой глубины,

Поставленная задача решается тем, что в способе эксплуатации нефтяной скважины, включающем промывку скважины промывочным агентом и откачку нефти, причем откачку нефти производят вставным глубинным насосом, который устанавливают в опорном седле подъемной колонны, согласно изобретению, промывку скважины производят на глубину нефтяного пласта с поднятым над опорным седлом вставным глубинным насосом причем для промывки скважины и откачки нефти используют оборудованную промывочной колонной подъемную колонну с размещенным на уровне нефтяного пласта башмаком.

Такое решение задачи позволяет снизить вязкость нефти перед запуском в работу глубинного насоса и уменьшить загустевание нефти, поднимающейся из нефтяного пласта до глубинного насоса в процессе его работы. Так как башмак промывочной колонны размещен на уровне нефтяного пласта, то предотвращается осаждение твердых частиц, содержащихся в пластовой нефти, накопление осадка в фильтровой зоне скважины. Это также способствует повышению эффективности добычи нефти из глубоких скважин. Так как на прием насоса нефть поступает менее охлажденная, то на устье скважины нефть подается насосом также с более высокой температурой. Прокачивание более подогретой нефти происходит с меньшими гидравлическими сопротивлениями и требует меньших затрат энергии. Все вместе взятое повышает эффективность добычи нефти с больших глубин.

Изобретение поясняется чертежами, где на фиг. 1 схематично показана компоновка глубинного оборудования при эксплуатации нефтяной скважины предлагаемым способом, момент промывки скважины, когда насос приподнят над опорным седлом; на фиг. 2 - то же, момент откачки нефти глубинным вставным насосом; на фиг. 3 - схема размещения глубинного оборудования с применением в компоновке циркуляционного клапана, момент промывки скважины перед запуском глубинного насоса в работу; на фиг. 4 - то же, момент работы насоса при откачке нефти из скважины.

На чертежах (фиг. 1 и 2) приведена нефтяная скважина с эксплуатационной колонной А, в которую спущена подъемная колонна 1 и промывочная колонна 2, соединенные между собой переводником 3а и корпусом 4 с опорным седлом 5 для вставного глубинного насоса 6. Эксплуатационная колонна А перфорирована против нефтяного пласта 7.

На фиг. 3 и 4 приведена другая компоновка глубинного оборудования, имеющего, кроме названного, еще и циркуляционный клапан 3б. В клапане 3б имеются циркуляционные окна 8, перекрытые подпружиненной с помощью пружины 9 втулкой 10, взаимодействующей с хвостовиком 11 вставного глубинного насоса 6 при посадке его на опорное седло 5. Нижний конец пружины 9 опирается на буртик 12, имеющийся в корпусе циркуляционного клапана 3б, а верхний конец - в нижний торец втулки 10.

Нижний конец промывочной колонны 2 (фиг. 1, 2, 3 и 4) установлен на уровне нефтяного пласта 7, соединяющегося с полостью эксплуатационной колонны А перфорационными отверстиями 13. Верхняя часть подъемной колонны 1 обвязана с эксплуатационной колонной А с помощью колонного фланца 14, на котором установлена фонтанная арматура (на чертежах она не показана). К затрубному пространству 15 скважины подсоединена выкидная линия 16. В хвостовике 11 насоса 6 имеются боковые окна 17, через которые нефть поступает на прием насоса 6.

Возможны и другие варианты компоновки глубинного оборудования для эксплуатации нефтяной скважины предлагаемым способом.

Способ осуществляют следующим образом.

В скважину спускают промывочную колонну 2 (фиг. 1 и 2) с подъемной колонной 1, соединенные между

собой переводником 3а. На конце подъемной колонны 1 установлен корпус 4, имеющий внутри опорное седло 5 для вставного насоса 6. Башмак промывочной колонны 2 размещают на уровне нефтяного пласта 7. Это дает возможность произвести промывку скважины на всю глубину. При этом разрушается структура нефти по всей глубине скважины. Кроме того, при промывке скважина очищается от пробок из парафина, смол и асфальтенов, а также от другого осадка в зоне перфорации против нефтяного пласта 7. Все это вместе взятое улучшает условия передачи депрессии, создаваемой при работе глубинного насоса 6, на призабойную часть, что увеличивает приток нефти из нефтяного пласта 7.

После спуска в скважину колонн 1, 2 внутрь подъемной колонны 1 на штанговой колонне (на чертежах она не показана) спускают вставной глубинный насос 6 до опорного седла 5 и оборудуют устье скважины. Окончив обвязку устья скважины, насос 6 немного приподнимают над опорным седлом 5 и создают прямую циркуляцию (фиг. 1), закачивая промывочный агент в пространство между штанговой и подъемной колоннами. При промывке происходит разрушение структуры "неподвижной" нефти и очистка прифильтровой зоны.

В случае высокого уровня выпадения парафина, смол и асфальтенов в качестве промывочного агента следует применять подогретый агент (лучше всего подогретую нефть). После промывки скважины насос 6 опускают в опорное седло 5 и осуществляют запуск его в работу. Так как структура нефти разрушена и очищена прифильтровая часть ствола скважины, то создаваемая насосом 6 депрессия передается через полость промывочной колонны 2 через зону перфорации 13 на нефтяной пласт 7, что обеспечивает эффективный приток нефти.

При высоковязких нефтях и низком пластовом давлении при промывке скважины создаются высокие гидравлические сопротивления, могущие привести к поглощению промывочного агента нефтяным пластом 7. Это приводит к закупорке пор нефтяного пласта 7 асфальто-смолисто-парафиновыми частицами (АСПО). Поглощение приведет к тому, что в затрубном пространстве 15 циркуляции не будет. Поэтому не будет разрушена структура нефти, находящейся в затрубном пространстве 15, и оно не будет очищено от пробок АСПО.

Для таких условий рекомендуется глубинное оборудование компоновать в соответствии с фиг. 3 и 4. В этом случае промывку скважины делают в два этапа. После спуска подъемной и промывочной колонн 1, 2 насос 6 устанавливают на опорное седло 5 и сразу пускают в работу (фиг. 4). Во время работы насос 6 через отверстия 8 циркуляционного клапана 3б засасывает жидкость из затрубного пространства 15 верхней части скважины. Производят круговую циркуляцию по схеме: затрубное пространство 15, циркуляционные окна 8, насос 6 и пространство между штанговой и подъемной 1 колоннами. При необходимости круговую циркуляцию делают горячей нефтью. После этого приступают ко второму этапу промывки. Для этого насос 6 приподнимают над опорным седлом 5 и создают круговую циркуляцию в объеме всей скважины, для чего закачивают промывочный агент в затрубное пространство 15 (фиг. 3). Во время такой промывки разрушается структура нефти, находящейся в нижней части скважины, и происходит очистка от осадка. Осуществив циркуляцию в течение одного цикла, насос 6 опускают на опорное седло 5 и запускают его в работу.

Пример 1. Способ опробовали на скважине №81 Буреватовского месторождения. Глубина скважины 3500 метров. Эксплуатационная колонна диаметром 146 мм. Нефтяной пласт в интервале 3739-3797 м. Подъемная 1 и промывочная 2 колонны из НКТ диаметром 73 мм. Нефть высоковязкая: плотность нефти в поверхностных условиях 0,91 г/см³, вязкость при температуре 50°C 875 спз, содержание смол 14,6%. Известными способами (откачка штанговым насосом после промывки скважины горячей нефтью и др.) не смогли пустить скважину в эксплуатацию. По этой причине скважина длительное время находилась в бездействии.

Для эксплуатации скважины по предложенному способу в нее спустили следующее глубинное оборудование: подъемную колонну 1 длиной 1946 м и промывочную колонну 2 длиной 1851 м. Между ними установили корпус 4 с опорным седлом 5 и циркуляционный клапан 3б. Внутрь колонны 1 спустили вставной глубинный насос 6. Насос 6 пустили в работу. После откачки нефти в объеме затрубного пространства 15 подача жидкости из скважины прекратилась. Это указывало на то, что насос 6 откачал всю нефть из затрубного пространства 15 до приема насоса 6, и на то, что нефть из продуктивного пласта 7 не поступает. Отсутствие притока нефти говорило о том, что нижняя часть скважины заполнена загустевшей нефтью с пробками из АСПО.

Для очистки нижней части ствола скважины от такой загустевшей массы насос 6 приподняли над опорным седлом 5 так, чтобы хвостовик 11 вышел из циркуляционного клапана 3б, а втулка 10 поднялась вверх и перекрыла циркуляционные окна 8. К выкидной линии подсоединили промывочный агрегат и через затрубное пространство 15 прокачали горячую нефть в течение одного цикла (фиг. 3). Во время такой промывки была разрушена структура загустевшей нефти и растворены пробки из АСПО. Весь осадок был вынесен на поверхность. После промывки насос 6 опустили на опорное седло 5. При этом хвостовик 11 переместил втулку 10 вниз и открылись циркуляционные окна 8. Насос 6 пустили в работу. Так как полость втулки 10 почти полностью перекрыта хвостовиком 11, то нефть поступает только из затрубного пространства 15 через окна 8 и боковые окна 17 в хвостовике 11 (фиг. 4 - направление движения нефти показано сплошными стрелками). Так как сечение затрубного пространства 15 ниже насоса 6 меньше, чем сечение эксплуатационной колонны, то скорость подъема здесь нефти будет выше, чем при известных способах эксплуатации (когда нефть ниже насоса поступает по всему сечению эксплуатационной колонны А).

Сделаем соответствующие расчеты.

Площадь сечения эксплуатационной колонны А при толщине стенки труб 11 мм равна.

$$S_1 = 12,4^2 \times 0,785 = 121 \text{ см}^2 \quad (1)$$

$$\text{Площадь сечения НКТ } \varnothing 73 \text{ мм } S_2 = 73 \times 0,785 = 42 \text{ см}^2 \quad (2)$$

$$\text{Тогда площадь поперечного сечения 9 затрубного пространства 15 составит} \\ \Delta S = S_1 - S_2 = 121 - 42 = 79 \text{ см}^2. \quad (3)$$

По сравнению со скоростью подъема в эксплуатационной колонне скорость подъема нефти по затрубному пространству увеличится в

$$S_1:(S_1-S_2)=121:79=1,53 \text{ раза (4)}$$

В результате увеличенной скорости подъема уменьшается охлаждение нефти при подходе к приему глубинного насоса 6. Уменьшается загустевание нефти и почти не происходит осаждение частиц АСПО. Это обеспечивает более благоприятные условия эксплуатации скважины. Скважина вышла на устойчивый дебит - 36 тс в сутки.

Пример 2. Скважина Козиевской площади.

Средние данные по скважинам:

Глубина - 4200 м

Эксплуатационная колонна $\varnothing 146$ мм

Нефтяной пласт в интервале 4107-4130 м.

Нефти малопарафинистые: смол от 2 до 8%.

Насосно-компрессорные трубы $\varnothing 73$ мм.

В скважину спустили промывочную колонну 2 длиной 2160 м (фиг. 1 и 2) и подъемную колонну 1 длиной 1950 м, соединенные переводником 3а. Внутри их опустили на насосных штангах вставной глубинный насос 6. Все попытки запустить насос 6 окончились неудачно: насос 6 подачи не давал. Это говорило об отсутствии притока из нефтяного пласта 7. Тогда насос 6 немного приподняли над опорным седлом 5 (примерно на 0,2-0,4 м) и с помощью насосного агрегата внутрь подъемной колонны 1 закачали легкую нефть, не загустевающую при пониженной температуре (уд.вес нефти $0,75 \text{ г/см}^3$), и вызвали циркуляцию. Сделали промывку скважины в течение одного цикла для очистки прифилтровой части от осадка и от загустевшей нефти. После этого насос 6 опустили на опорное седло 5 и пустили его в работу. Скважина через 47 мин вышла на устойчивый режим работы с дебитом 29 тс/сут. Температура выходящей на поверхность нефти на 18°C выше, чем по другим соседним скважинам, эксплуатирующимся известными способами. Этот прирост получен за счет высокой скорости подъема нефти по промывочной колонне 2.

Определим приращение скорости подъема нефти по формуле (4), предварительно определив площадь поперечного сечения НКТ $\varnothing 73$ мм (все остальные данные такие же, как в примере 1).

Площадь поперечного сечения (проходного канала для нефти) НКТ $\varnothing 73$ мм равна

$$S_3=6,2 \times 0,785=30,02 \text{ см}^2 \text{ (5)}$$

Тогда, подставив все значения в ф-лу (4), получим:

$$S_1:S_3=121:30,02=4.$$

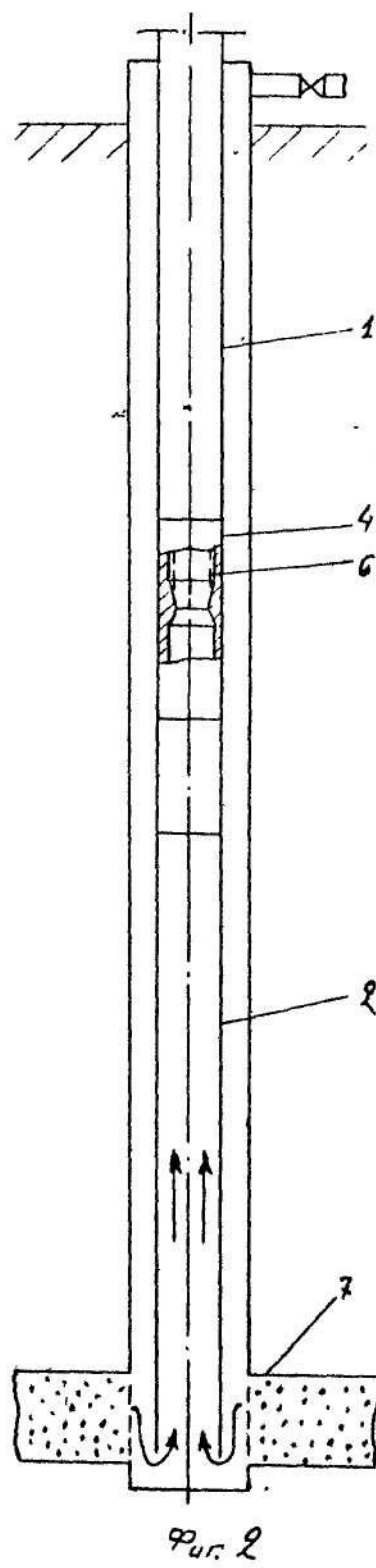
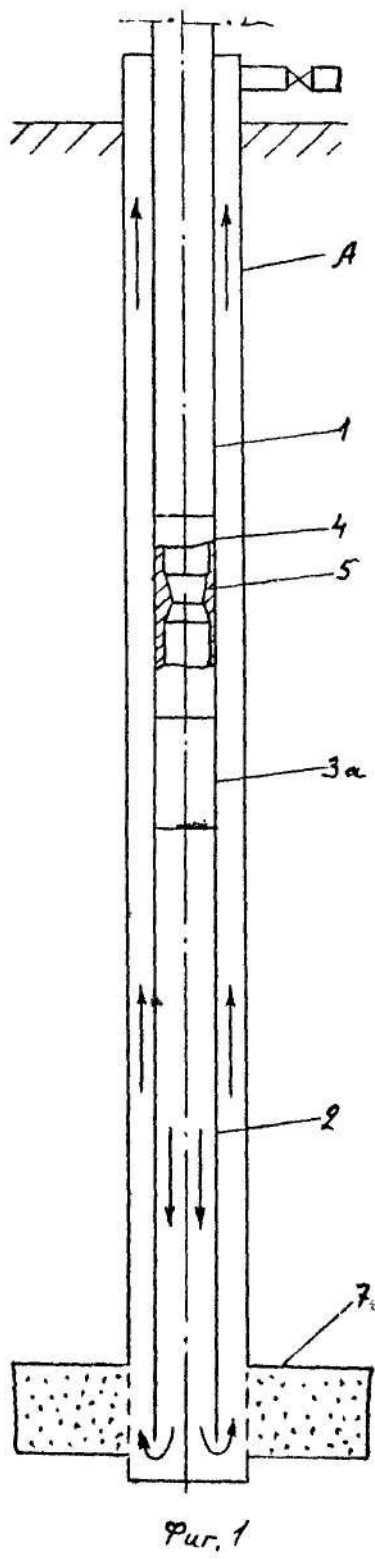
То есть скорость подъема нефти в промывочной колонне 2 из НКТ $\varnothing 73$ мм в 4 раза выше, чем в эксплуатационной колонне $\varnothing 146$ мм.

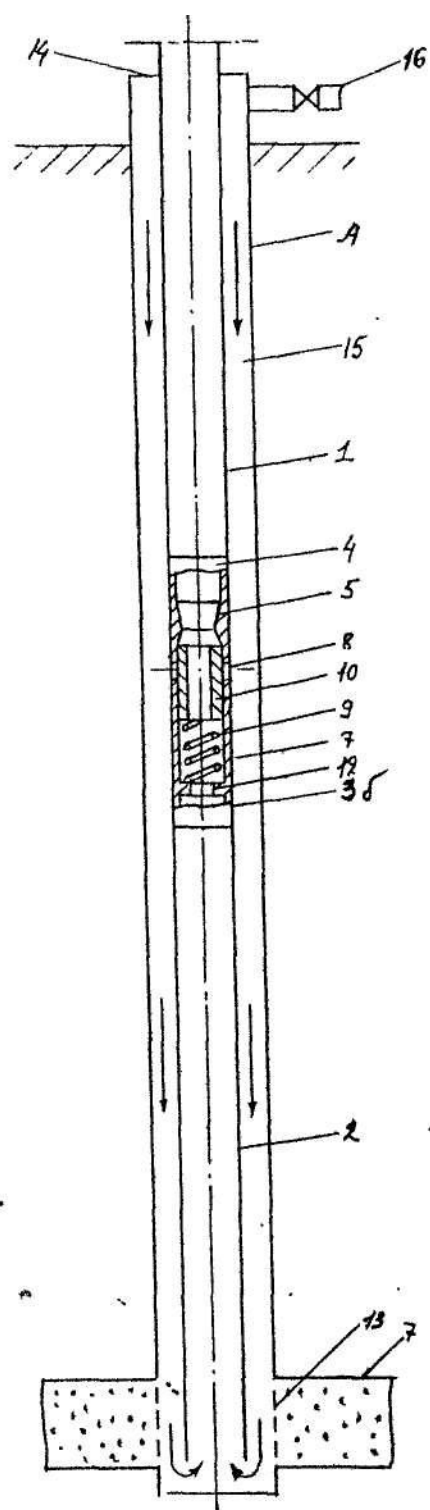
Если сравнить скорости подъема нефти при компоновке глубинного оборудования по схемам №№1, 2 и №№3 и 4, то увидим, что скорость подъема нефти по схеме №№1 и 2 в 2,61 раза ($4:1,53=2,61$) выше, чем по схеме №№3 и 4 (с циркуляционным клапаном). Соответственно будет ниже по этой схеме охлаждение поднимающейся по трубам нефти и выше эффективность эксплуатации скважины.

По данному способу в Ахтырском НГДУ успешно эксплуатируется 6 скважин на Козиевской площади. Все скважины работают устойчиво. Некоторые скважины после запуска их в работу перешли работать "фонтаном". Дебит скважин составляет 25-45 тс/сут.

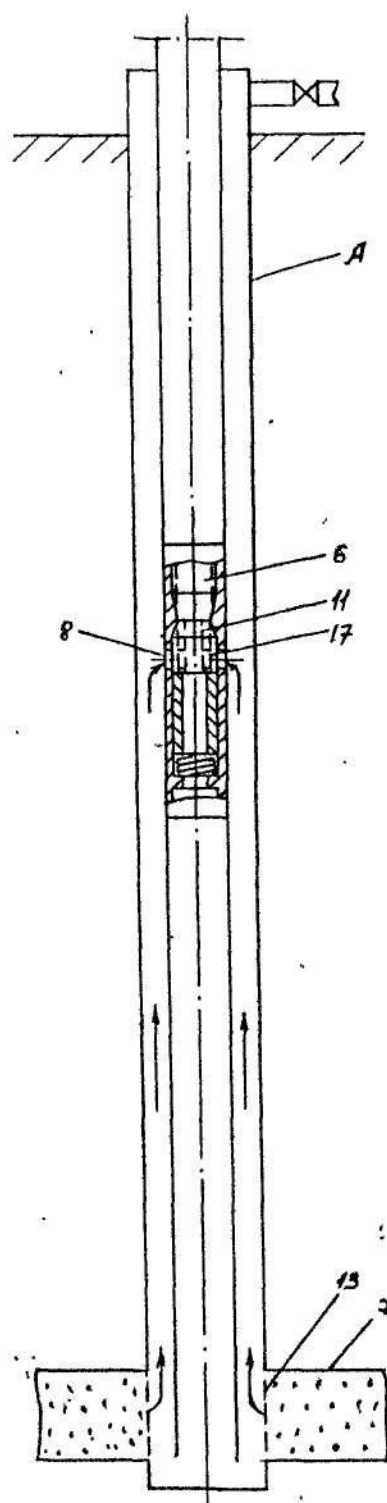
В случае остановки скважины, например, из-за электроэнергии, скважину запускают как описано выше в обоих примерах.

Внедрение предлагаемого способа при эксплуатации нефтяных скважин позволяет увеличить их дебит, уменьшить количество "незапусков" глубинно-насосного оборудования и за счет этого увеличить межремонтный период работы скважин, сократить объем работ по ремонту скважин, сократить число бездействующих скважин по причине невозможности их пуска известными способами эксплуатации нефтяных скважин, особенно на месторождениях с вязкими и высоковязкими нефтями.





Фиг. 3



• Pur. 4