

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СТАНДАРТНОГО ШТАНГОВОГО НАСОСА В ПРОЦЕССАХ ОТКАЧКИ МНОГОКОМПОНЕНТНОЙ ЖИДКОСТИ

Власов В.В.

Исследования эффективности использования ШГН при откачке высокогазированных нефтей занимались специалисты: А.А.Ишмурзин, А.Н.Адонин, Б.З.Султанов, А.М.Пирвердян, Н.Н.Репин, И.Т.Мищенко, Р.А.Гумеров, Г.А.Зотов, А.В.Динков, В.А.Черных и другие. Исследованиями было выявлено отрицательное влияние свободного газа на производительность стандартного штангового насоса при откачке газированной жидкости. Одним из отрицательных последствий влияния растворенного газа на работу штангового насоса является уменьшение его подачи и как следствие снижение производительности подземного оборудования. Попадающий в цилиндр газ занимает часть рабочего объема цилиндра и тем самым снижает подачу жидкости насосом [1,2].

Происходит это следующим образом. При ходе плунжера вверх газонефтяная смесь заполняет весь объем цилиндра под плунжером, включая и вредное пространство, т.е. объем цилиндра, оставшейся под плунжером при его крайнем нижнем положении.

С момента начала движения плунжера вниз при закрытом приемном клапане смесь, заполняющая цилиндр, сжимается до давления, соответствующего высоте подъема жидкости. В процессе сжатия смеси (до открытия нагнетательного клапана) объемы пузырьков газа уменьшаются, и газ частично растворяется в нефти. К концу хода плунжера вниз во вредном пространстве остается газ в сжатом и растворенном состоянии. При следующем ходе плунжера вверх оставшийся во вредном пространстве газ начинает расширяться и выделяться из скважинной жидкости до тех пор, пока давление под плунжером не уменьшится до давления всасывания и откроется приемный клапан. Но пока открывается приемный клапан, плунжер пройдет некоторую часть длины его хода и при этом в цилиндр не поступает новая порция жидкости из скважины. Значит, эта часть хода плунжера будет потеряна и подача насоса соответственно уменьшится. В формулах 1, 2 показано влияние растворенного в добываемой жидкости газа на коэффициент наполнения плунжера.

$$\eta_H = 1 - R \cdot (m + 1), \quad (1)$$

$$m = \frac{V_g}{V_s}, \quad (2)$$

где R – газосодержание смеси, всасываемая насосом;

m – относительная величина вредного пространства насоса;

V_g – объем вредного пространства;

V_s – объем описываемый плунжером за один ход;

η_H – коэффициент наполнения насоса.

Формулы 1, 2 показывают, что коэффициент наполнения плунжера насоса η_H увеличивается с уменьшением газосодержания смеси R и вредного пространства V_g , а также с увеличением длины хода полированного штока V_s .

Обычно с целью уменьшения вредного влияния газа на эффективную работу штангового насоса и повышения его КПД реализуются следующие мероприятия:

1. Уменьшение объема вредного пространства;
2. Увеличение длины хода плунжера;

3. Увеличение глубины погружения насоса;

4. Применение на приеме насоса специальных газосепарационных устройств.

Однако специфические условия эксплуатации некоторых месторождений не позволяют в полной мере использовать предложенные мероприятия. Например, уменьшение объема вредного пространства достигается точной подгонкой “посадки” плунжера на большие глубины, но в свою очередь большие глубины подвески штангового насоса (свыше 2500 м) осложняют осуществление этой задачи.

Для ликвидации вредного влияния газа на работу штангового насоса приходится также пользоваться дополнительными техническими средствами. Например, использования газового якоря на приеме штангового насоса не всегда является эффективным т.к. некоторые нефтяные месторождения России разрабатываются путем закачки газа в пласт под высоким давлением. Вследствие этого в нефтяном коллекторе находится большое количество газа под высоким давлением. Газ как подвижная и менее вязкая фаза относительно жидкости прорывается к добывающим скважинам, заметно опережая скорость движения жидкой фазы. Это приводит к поступлению большого количества газа и высокогазированной жидкости в добывающие скважины, хотя их добывные характеристики остаются на низком уровне [2,3,4].

Результаты исследований, проведенные А.Н. Адониным, показали, что при эксплуатации скважин призабойные зоны которых представлены слабосцементированными песчаниками или породами, подверженные интенсивным разрушениям, в полость штангового насоса поступает большое количество твердых фракций. Это обычно разрушенные части породы нефтяного коллектора, песок, механические твердые осадки, разрушенные части обсадной колонны, фракции глинистого раствора и т.д.

Из эксплуатационной колонны твердые осадки попадают сначала в защитное приспособление, смонтированное на приеме штангового оборудования, далее механические примеси поступают в штанговый насос и существенным образом влияют, на работоспособность плунжерной и клапанной пары оборудования. Песок отрицательно влияет на резьбовые соединения насосных труб – при малейшей негерметичности соединений, особенно в обводненных скважинах, он быстро разъедает резьбу и через образовавшийся канал протекает жидкость, что препятствуют установлению оптимального режима работы скважины.

Если скважинная жидкости откачена до приема насоса, то станок - качалка автоматически отключится для накопления жидкости в скважине. Если при этом в трубах, цилиндре и клапанной паре плунжера имеются заметные утечки, то уровень жидкости в затрубном пространстве будет повышаться не только за счет притока жидкости из пласта, но и за счет стекания жидкости из пропускающих элементов подземного оборудования. При этом уровень жидкости в НКТ будет снижаться, т.е. насосно-компрессорные трубы будут частично опорожняться. Если расход жидкости из насосно-компрессорных труб и других пропускающих элементов равен количеству притекающей из пласта жидкости (в единицу времени), в этом случае за время остановки станка – качалки объем жидкости, накопившейся в межтрубном пространстве скважины, будет частично состоять из жидкости, вытекшей из труб и других пропускающих элементов. Отсюда следует, что дебит скважины в процессе работы существенно снизится по сравнению с ожидаемым. Увеличения объема утечек в процессе работы насоса скажется не только на дебите скважины по нефти, но и на скорости восходящего потока жидкости, скорость уменьшится.

В процессе работы скважинного штангового оборудования утечки в клапанной паре насоса и в зазоре между плунжером и цилиндром неизбежно ведут к потерям в добычи жидкости, даже если во внимание не брать утечки, возникшие в насосно-компрессорных трубах. При этом надо иметь в виду, что наличие утечек при непрерывной откачке жидкости может и не сказываться непосредственно на дебите скважины, приводя

лишь к сокращению межремонтного периода. При периодической же откачке более или менее значительные утечки непосредственно влияют на добычу жидкости и поэтому течь должна быть ликвидирована.

Наличие большого количества плохопроницаемых осадков на забое скважины в первую очередь приводит к снижению дебита по жидкости, т.к. концентрированная смесь в скважине увеличивает противодействие на забой и ухудшает условия естественного притока жидкости. Технические или технологические остановки скважин способствуют осаждению песка на забой и образованию пробок, что нередко является самой тяжелой неполадкой при эксплуатации песочных скважин. При этом необходимо иметь в виду, что основное количество образующихся пробок получается именно в результате осадкообразования из столба жидкости в колонне. Поэтому, с целью недопущения оседания мех. примесей в области призабойной зоны необходимо поддерживать условие постоянной откачки жидкости до момента снижения концентрации песка в добываемой продукции до допустимой величины.

Интенсивность поступления песка зависит от комплекса факторов:

- скорости фильтрации, или величины депрессии;
- степени цементированности грунта геологической породы;
- вязкости и плотности продукции скважины;
- и других физико-химических свойств жидкости.

При этом необходимо принять, что все факторы кроме скорости фильтрации или градиента давления остаются постоянными. Скорость фильтрации или градиент давления зависят от величины отбора жидкости из скважины. Отсюда следует, что, изменяя темп отбора можно влиять на пескопроявления и степень разрушения геологической породы в ПЗС. Если, несмотря на разрушение части “скелета пласта”, будет непрерывно поддерживаться прежний отбор жидкости и все другие условия, характеризующие пласт, останутся неизменными, то через некоторое время поступление песка прекратится. Для того чтобы произошло новое разрушение скелета грунта, нужно увеличивать расход жидкости или изменить некоторые условия, от которых зависит разрушения породы в околоскважинной зоне [5,6].

Далее более подробно остановимся на процессе оседания песка в колонне НКТ при остановках скважин.

Существует понятие свободного осаждения песчинок в жидкости и стесненное их осаждение. Если осаждение песчинки происходит в сосуде, сечение которого во много раз больше размеров песчинок, то происходит их свободное осаждение. Если же сечение сосуда больше поперечника песчинки только в 2-3 раза, то это уже стесненное осаждение со скоростью меньшей, чем при свободном осаждении (песчинка занимает заметную часть просвета сосуда и поэтому скорость обтекания жидкостью песчинки возрастает, соответственно возрастает и сила сопротивления движению песчинки). Стесненное движение песчинки происходит и тогда, когда в сосуде с большим просветом осаждается группа зерен песка, находящихся на небольшом расстоянии друг от друга. Стеснение будет тем большим, чем гуще расположены песчинки. Здесь сечение потока, обтекающего зерна, тоже уменьшается, сопротивление движению песчинок возрастает, и скорость осаждения группы зерен уменьшается по сравнению со скоростью осаждения единичной песчинки входящей в эту группу. Именно этот случай стесненного осаждения имеет одно из основных значений в технологию откачки песчаной жидкости, так как диаметры эксплуатационных труб велики по сравнению с размерами нефтяного песка, а сгущенное движение зерен наблюдается очень часто. Поэтому изменения величины внутреннего сечения насосных труб с учетом физико-химической характеристики жидкости, величины и формы зерна и степени его шероховатости приведет к изменению скорости оседания песка при условии неподвижности жидкости. Также уменьшение внутреннего диаметра НКТ приведет к повышению скорости восходящего потока жидкости, что снизит скорость оседания песка в подъемной колонне и обеспечит более полный его вынос.

Как известно внутренний диаметр обсадной колонны больше внутреннего диаметра НКТ. Зачастую создавая режим откачки жидкости в НКТ, соответствующий выносу песка не удастся создать режим откачки жидкости, который бы обеспечивал вынос песка в обсадной колонне, т.е. в области от перфорационных отверстий до приемного клапана всасывающего плунжера. Поэтому темп отбора жидкости должен соответствовать величине извлечения песка именно в области подъемной колонны большего диаметра, т.е. во внутренней полости обсадной колонне.

На рисунке 1 представлена зависимость скорости свободного осаждения W зерен песка от размера зерен d_n и вязкости жидкости ν .

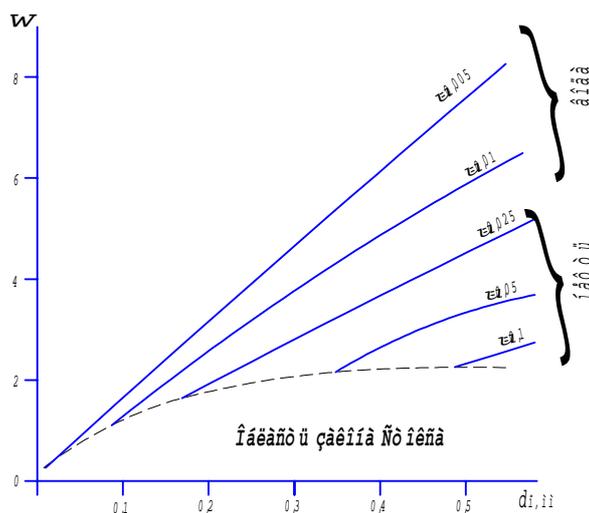


Рисунок 1 - Зависимость скорости свободного осаждения W зерен песка от размера зерен d_n и вязкости жидкости ν .

Из рисунка 1 видно, что на скорость оседания песчинок заметно влияет вязкость среды, концентрация песка в подъемной колонне и размер частичек песка. С увеличением диаметра частиц скорость оседания песка в воде имеет большое значение, чем в нефти.

При осаждении песка НКТ образуется осадок, и насос заклинивается, но не в процессе его работы, а при остановке скважинного оборудования по различным причинам. Промысловый опыт показывает, что подавляющее число заклиниваний плунжера происходит при остановках скважин, даже сравнительно кратковременных, на 10-20 минут. Объясняется это тем, что осаждение песка начинается сразу же, как только произвели остановку насоса, в отличие от условий образования пробки на забое, где осаждения начинается не сразу, так как приток из пласта продолжается некоторое время после прекращения отбора жидкости из скважины.

Остановки скважин как случайные, так и вынужденные бывают довольно длительными с образованием над насосом большого количества твердых осадкообразующих включений (до 20 м в высоту). При большом количестве непроницаемых осадков иногда происходит заклинивание плунжера в цилиндре насоса и штанг в трубах. Некоторые исследования показывают, что при большом количестве осадков в добываемой жидкости сам плунжер во время работы насоса может и не потерять подвижности, но так как вследствие остановки скважины и образования высокого столба песка и большой силы трения его о стенки труб и поверхность штанг он может стать неподвижным. В трубных (не вставных) насосах при попытках сдвинуть плунжер с места вверх немедленно произойдет его заклинивание в цилиндре из-за попадания массы песка в зазор и резкого увеличения сил трения плунжера в цилиндре, даже без сильных задиров рабочих поверхностей. Аналогичная картина наблюдается при вставном насосе, когда из-за осадка песка его не удастся сорвать с посадочного кольца (конуса). При заклинивании плунжера или прихвате вставного насоса приходится

совместно поднимать штанги и трубы; операция эта очень громоздка и опасна, и сопряжена с порчей штанг.

Явление пробкообразования в скважинах и действие песка на подземную часть насосной установки взаимосвязаны: снижение или прекращение подачи насоса вследствие быстрого износа рабочих пар оборудования, размыва трубных соединений насоса и т.д. вызывает образование пробки на забое. Поэтому часто бывает так, что первопричиной прекращения подачи жидкости является не образование пробки в околоскважинной зоне, а неполадки вызываемые песком в работе подземного оборудования.

Авторами статьи на Ново – Узыбашевском нефтяном месторождении НГДУ “Уфанефть” был проведен точечный эксперимент по определению эффективности освоения нефтяной скважины способом форсированной откачки бурового раствора стандартной штанговой насосной установкой. Добывающая скважина №142с1 после бурения бокового ствола долгое время не могла быть освоена. Длина перфорационного интервала составила 50 м, а геологическая характеристика коллектора была представлена низкопористой, плохопроницаемой породой.

Попытка произвести форсированную откачку бурового раствора из скважины стандартным штанговым насосом типа НСН – 43 не увенчалось успехом. Насос после подачи 6 м³ жидкости прекратил подавать.

С целью определения причины отказа в работе насоса была произведена его разборка в ремонтной – мастерской нефтедобывающего управления. Детальный анализ проблемы выявил, что произошло забивания шаровой клапанной пары насосного плунжера тяжелым буровым раствором. Это как следствие явилось причиной срыва подачи штангового насоса, и скважина №142с1 определенное время не могла быть освоена. На основе данных исследований становится, очевидно, что применение стандартного штангового насоса типа НСН – 43 в освоении скважин имеет отрицательный результат [7].

Нашим выводам вторят результаты исследований, проведенные специалистами нефтяной компании “Авитрон–Ойл”. С целью выявления технических причин отказов работы насосно-силового оборудования штанговых насосов был проведен комплекс исследований по данной проблеме. На рисунке 1 представлены результаты анализа статистических закономерностей отказов в работе штангового оборудования.

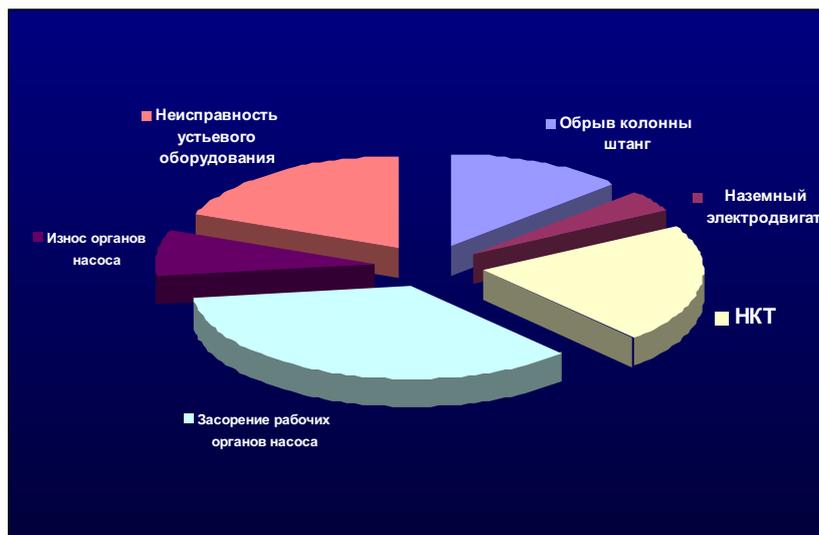


Рисунок 2 - анализ статистических закономерностей отказов.

Рисунок 2 показывает, что основными причинами отказов являются износ и засорение рабочих органов насосов песком солями и другими твердыми включениями, а также нарушение герметичности насосно-компрессорных труб.

Таким образом, основываясь на исследованиях эффективности использования стандартного штангового насоса при откачке скважинной жидкости содержащей песок, мех. примеси, воду и нефть можно сделать следующие выводы:

1. Техническая конструкция стандартного штангового насоса не позволяет в полной мере использовать энергию попутного сжатого газа. Наличие “мертвого пространства” в плунжере из-за выделения газа приводит к неполному заполнению плунжера штангового насоса скважинной жидкостью, это пагубно влияет на коэффициент заполнения плунжера жидкостью и отражается на эффективности технологии очистки.

2. В случае остановки скважины по различным технологическим причинам, которая откачивает жидкость с большим содержанием твердых непроницаемых осадков, происходит оседания всех твердых частиц на всасывающий плунжер насоса, и как следствие прихват плунжера в цилиндре и при пуске насоса это приводит к аварийным ситуациям.

3. Наличие утечек в клапанных парах штангового оборудования при откачке маловязкой жидкости с большим содержанием песка заметно снижает эффект очистки ПЗС.

4. Точечные промысловые исследования показали, что применение стандартного штангового насоса типа НСН – 43 в освоении скважин имеет весьма низкий результат.

Таким образом, перспективным направлением для решения таких проблем как: образования песчаной пробки в ПЗС, прихват подземного оборудования насоса, низкая эффективность ликвидации осадков на забое скважины и снижение естественной проницаемости ПЗС могут быть:

1. Создание периодического форсированного отбора жидкости из скважины способом создания максимально допустимых депрессий на пласт с целью увеличения глубины очистки ПЗС выносом непроницаемых частиц пласта и твердых осадков из скважины на поверхность. Это, возможно, достигнуть путем увеличения скорости откачки многокомпонентной жидкости штанговым насосом (при условии, что подземное оборудование способно эффективно откачивать песчаную смесь) с использованием забойного пакера отсекаателя;

2. Совершенствование конструкции подземной части штангового оборудования с целью:

- недопущения оседания всего объема механических примесей в подъемной колонне на первый всасывающий плунжер насоса;
- профилактика образования так называемой “осадочной постели” в наклонно–направленных скважинах;
- ликвидация проблемы прихвата плунжера в цилиндре насоса после остановки скважины и,
- эффективное использование растворенного газа.

3. Придание потоку жидкости отчетливого пульсирующего характера движения путем возбуждения реверсных колебаний жидкости в околоскважинной области для повышения эффективности выноса пульпы на поверхность;

Поэтому для решения выше поставленных задач перспективным направлением является разработка комплексного метода очистки призабойной зоны скважины основанного на принципе форсированной откачки многокомпонентной жидкости с использованием улучшенной штанговой установки.

Литература:

1. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами. М: Недра, 1979.-с.138-182.
2. Адонин А.Н. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи. М: Недра, 1964.-с.172.
3. Аммян В.А. Повышение производительности скважин. М:Недра-1986.-с.76-102.
4. Беззубов А.В., Щелкалин Ю.В. Насосы для добычи нефти. М: Недра, 1986.-с.191.

5. Гиматудинов Ш.К. “Справочная книга по добыче нефти” М: Недра 1974.-с.154.
6. Гумеров Р.Р. Повышение эффективности эксплуатации штанговых скважинных насосов при добыче газированных нефтей: Дис. Канд. Техн. Наук. – Уфа, 1996 – 118с
7. Документы промысловых испытаний НСН, НСВ в освоении скважин и очистки призабойных зон. НГДУ “Уфанефть”. 2001-2003 гг.