

УДК (622.245+622.279.7)

А.Е. Кучурин, С.Б. Бекетов

ПУТИ ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СО СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Проанализированы фактические сведения об особенностях работы скважинных штанговых насосов в эксплуатационных скважинах, на нефтяных месторождениях Юга России. Приведены описания особенностей эксплуатации скважин, оборудованных штанговыми насосами, причин преждевременного выхода из строя таких насосов и методов борьбы с негативными факторами, влияющими на износ насосов. Описана перспективная конструкция насоса.

Ключевые слова: нефть, скважина, штанговый насос, песок.

Как известно из практики, при эксплуатации скважин на месторождениях со слабосцементированными коллекторами, под воздействием фильтрационных сил вследствие движения флюидов к скважине, и напряженного состояния скелета горных пород, в призабойной зоне пласта (ПЗП), происходит разрушение скелета горных пород пласта и поступление механических частиц породы в скважину вместе с пластовыми флюидами.

Механические частицы оказывают негативное влияние на внутрискважинное оборудование, приводящее к его преждевременному отказу.

Нами были проанализированы фактические сведения о работе скважинных штанговых насосов (СШН) в 519 эксплуатационных скважинах, с межремонтным периодом (МРП) меньше 180 суток, на 24 месторождениях Юга России, разработка которых производится уже более 50 лет, за 2010 год. Следует отметить, почти половина скважин добывающего фонда на рассматриваемых нефтяных месторождениях оснащены СШН [1].

Распределение фонда скважин показано на рис. 1.

Механизированная добыча нефти на месторождениях с помощью СШН сопровождается осложняющими факторами. Основные из которых, представлены на рис. 2.

Ежегодно на месторождениях происходит около 300 отказов СШН, из которых более 70 % вызваны засорением механическими примесями и

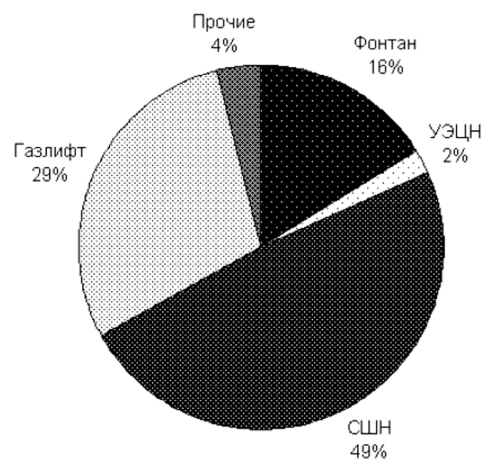


Рис. 1. Распределение фонда скважин по способам эксплуатации



Рис. 2. Распределение осложняющих факторов

негерметичностью клапанов СШН. Следовательно, для повышения эффективности эксплуатации СШН в условиях повышенного выноса механических примесей необходимо применять СШН, способные работать в этих условиях.

Основными узлами СШН являются цилиндр и плунжер с установленными в них соответственно всасывающим и нагнетательным клапанами. От надежной работы этих узлов зависит надежная работа всей установки СШН.

Одной из основных причин износа клапанов является абразивность, вызванная присутствием в добываемой жидкости песка. Эта жидкость течет со значительной скоростью через кольцевое пространство между шариком и седлом, вызывая разъедание металла [2].

На скорость износа пары плунжер-цилиндр, влияют концентрация механических примесей и их фракционный состав [3].

При добыче пластовых флюидов содержащих механические примеси, происходит абразивный износ этих узлов, что приводит к уменьшению коэффициента наполнения СШН и уменьшению коэффициента полезно-

го действия (КПД) всей установки, что в свою очередь требует ремонта внутрискважинного оборудования и больших материальных затрат.

Существуют несколько направлений по борьбе с песком при насосной эксплуатации [4]:

1. Обеспечение выноса на поверхность значительной части песка, поступающего в скважину.

2. Предотвращение поступления песка в насос, при помощи фильтров устанавливаемых у приема насоса.

3. Сепарация песка у приема насоса при помощи специальных защитных приспособлений (песочных сепараторов), работа которых основана на гравитационном и инерционном принципах.

Первый способ, не позволяет сократить количество абразивных механических примесей, негативно воздействующих на клапаны СШН. Так как все механические примеси с потоком добываемой жидкости проходят через насос.

Второй способ, позволяет значительно ограничить поступление механических примесей на прием СШН, с размером частиц, как правило, более 200 мкм.

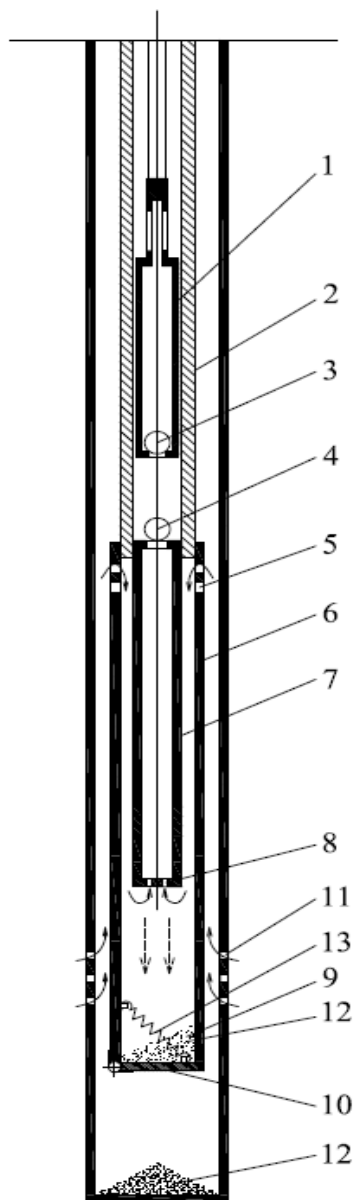


Рис. 3. Скважинный штанговый насос

При наличии значительного количества механических примесей размером менее 200 мкм, происходит или заиливание фильтрующего элемента, с последующим ограничением

притока жидкости на прием насоса, или фильтр не оказывает существенного влияния на фильтрацию механических примесей.

Третий способ, позволяет сократить количество механических примесей в не зависимости от их размера.

Для добычи нефти, из скважин эксплуатируемых пласты со слабоцементированными коллекторами, разработана новая конструкция СШН [5] (патент РФ № 2360145), схема которого представлена на рис. 3.

В рабочей паре плунжер 1 – цилиндр 2 установлены соответственно нагнетательный 3 и всасывающий 4 клапаны. Фильтр механических примесей выполнен в виде двух concentric расположенных труб: наружной 6 и внутренней 7. В верхней части наружной трубы 6 имеются отверстия 5, и в нижней части внутренней трубы 7 имеются отверстия 8, через которые жидкость поступает на прием насоса. Емкость предварительного накопления механических примесей 9 представляет собой нижнюю часть продолжения наружной трубы 6, в нижнем торце оборудованную клапаном 10 с пружиной 13. Расстояние от скважинного штангового насоса до подпружиненного клапана 10 больше, чем расстояние от скважинного штангового насоса до интервала перфорации 11.

Насос работает следующим образом. Жидкость с забоя скважины через отверстия 5 поступает в перфорированную в верхней части наружную трубу 6, затем проходит во внутреннюю трубу 7 меньшего диаметра, перфорированную в нижней части, через отверстия 8 и поступает на прием скважинного штангового насоса. При прохождении жидкости по трубам 6 и 7 механические примеси 12, содержащиеся в жидкости, осаждаются в емкости предварительного


накопления механических примесей 9 и накапливаются над клапаном 10. По мере накопления механических примесей 12 их масса над подпружиненным клапаном 10 увеличивается, и он под действием силы тяжести механических примесей 12 открывается, соединяя емкость предварительного накопления механических примесей 9 и забой скважины. Механические примеси 12 опускаются в зумпф ниже интервала перфорации 11. Расстояние от скважинного штангового насоса до клапана должно быть больше, чем расстояние от скважинного штангового насоса до интервала перфорации 11, для предотвращения смешивания восходящего к скважинному штанговому насосу потока скважинной жидкости и отделяемых из скважинной жидкости механических при-

месей 12, скапливающихся в емкости предварительного накопления 9. После сброса механических примесей 12 из емкости предварительного накопления механических примесей 9 подпружиненный клапан 10 освобождается от силы тяжести, обусловленной весом накопленных механических примесей 12, и под действием пружины 13 закрывается, тем самым перекрывая сообщение добываемой жидкости с приемом насоса, через нижнюю часть наружной трубы 6.

Применение СШН данной конструкции позволяет сократить поступление механических примесей в насос и уменьшить вредное влияние на износ пары плунжер-цилиндр и размещенных в ней всасывающего и нагнетательного клапанов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кучурин А.Е., Бекетов С.Б. Особенности эксплуатации скважин оснащенных штанговыми насосами на месторождениях со слабосцементированными коллекторами / М.: Горный информационно-аналитический бюллетень. 2010. № 12. С. 107–115.
2. Дрэготеску Н.Д. Глубиннонасосная добыча нефти / М.: Недра. 1966. С. 294.
3. Бурштейн З.А. О влиянии условий эксплуатации на срок службы пары плун-

- жер-цилиндр глубинного насоса / Баку.: Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1969. №7. С. 34–35.
4. Пирвердян А.М. Защита скважинного насоса от газа и песка / М.: Недра. 1986. С. 67.
5. Скважинный штанговый насос / К.Р. Уразаков, А.Е. Кучурин, О.А. Тяпов и др. / Патент РФ на изобретение № 2360145. Приоритет от 27.02.2008. 

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

Бекетов Сергей Борисович – доктор технических наук, профессор СевКавГТУ (г. Ставрополь), КубГТУ (г. Краснодар).
Кучурин Алексей Евгеньевич – зав. сектором «НК «Роснефть»-НТЦ».

