



ТАТНЕФТЬ:

ТЕХНОЛОГИЯ ГРАВИТАЦИОННОЙ СЕПАРАЦИИ ПРОДУКЦИИ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ



АЗАТ НУРГАЛИЕВ

Заместитель начальника технологического отдела добычи нефти НГДУ «Ямашнефть», ОАО «Татнефть»

Капиталоемкое и энергозатратное направление — организация очистки попутной воды и последующая закачка ее для целей поддержания пластового давления

Вашему вниманию представляется работа по вариантам сокращения эксплуатационных затрат при эксплуатации вы-

сокообводненных участков нефтяных месторождений.

Пресная вода отбирается с Камского водозабора и проходит путь до скважин протяженностью 190 км

В компании ОАО «Татнефть» уделяется большое внимание ор-

ганизации бережливого и эффективного производства, в том числе и вопросам ресурсосбережения.

При разработке нефтяных месторождений капиталоемким и энергозатратным направлением является организация очистки попутной воды и последующая закачка ее для целей поддержания пластового давления. Отделение воды происходит на установках подготовки нефти или предварительного сброса.

Помимо значительных капитальных вложений на используемом оборудовании, строительства трубопроводов и КНС, закачка попутной воды обусловлена высокими эксплуатационными затратами на их содержание и ремонт. В связи с удаленностью этих объектов высокие затраты и на транспортировку.

Разрабатываемое НГДУ «Ямашнефть» Архангельское месторождение находится на поздней стадии разработки. С каждым годом увеличивается обводненность добываемой продукции. На данный момент 22% скважин действующего фонда (71 шт.) работают с обводненностью более 90%, они относятся к категории высокообводненных. Месторождение относится к числу мелких с трудноизвлекаемыми запасами. Годовая добыча составляет по жидкости 647,5 тыс. тонн с обводненностью 59%, то есть содержание попутной воды составляет 382,0 тыс. тонн. Вместе с этим, на месторождении организована циклическая система заводнения, как пластовой так и пресной водой. Фактически за 2012 год закачано 201 тыс. м³ пресного агента и 382 тыс. м³ сточного. Пресная вода отбирается с камского водозабора и проходит путь до скважин протяженностью 190 км, а попутно-добываемая от добывающих сква-

жин до нагнетательной скважины проходит путь более 18 км. Большую долю в затратах по закачке пресной воды занимают покупка (15,7%) и электроэнергия 8%.

Одним из направлений, обеспечивающих повышение эффективности эксплуатации обводненных скважин за счет снижения объемов транспорта, являются технологии сепарации воды и нефти в стволе скважины с раздельным их подъемом с применением насосных систем двойного действия. Концепция данного метода заключается в том, чтобы не перекачивать на значительные расстояния извлекаемую из скважины воду в тех случаях, когда имеются и доступны объекты для ее утилизации для целей ППД.

Технология раздельной добычи нефти и попутной пластовой воды с сентября 2010 года была реализована на двух скважинах.

При работе установки обводненная продукция из продуктивного пласта поступает в скважину, где под действием гравитационных сил разделяется на нефть и воду. Нефть поступает в насос через всасывающий клапан и по колонне НКТ поднимается на устье, далее в нефтепровод до ГЗУ. Вода поступает в насос через якорь, обводной канал, боковой всасывающий клапан и поднимается на поверхность по колонне полых штанг, откуда по гибкому рукаву поступает в водяную линию. Поднятая пластовая вода от добывающей скважины по водяной линии через сепаратор-отстойник закачивается на этом же кусту в соседнюю нагнетательную скважину.

Качество закачиваемой воды контролируется путем анализа проб, отбираемых с водяной линии, и на приеме нагнетательной скважины. Анализы показывают, что установленные требования к

закачиваемым водам выполняются: при 100%-ной обводненности содержание ТВЧ не превышает 10 мг/литр, нефтепродуктов — 55 мг/литр.

С начала работы установки по нефтяной линии добыто 5 тыс. м³ продукции, пластовой воды — 8,7 тыс. м³.

Решения, рассмотренные выше, позволили отказаться от закачки пресной воды, закупки электроэнергии на 30 тыс. кВт*час в год за счет снижения объемов перекачки пресной воды от СП до скважин и добываемой пластовой воды от ГЗНУ до ДНС, КНС. Затраты на внедрение технологии на одной скважине составили 570 тыс. рублей, с учетом проведения планового ремонта на скважине при внедрении ГНО. Окупаемость — 2,4 года. Индекс доходности затрат дисконтированный при внедрении технологии составил 1,42.

С целью расширения использования гравитационных процессов в стволе скважины специалистами НГДУ «Ямашнефть» и института «ТатНИПИнефть» разработана схема технологии по применению УСШН для организации регулирования добычи попутной воды.

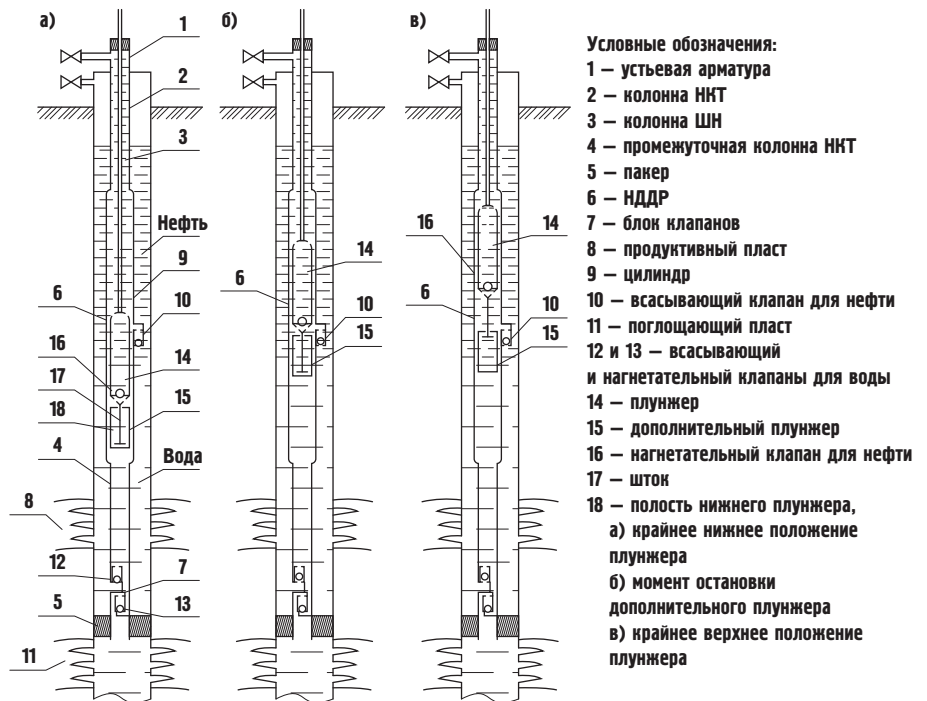
Принцип основан на разделении продукции в стволе скважины и регулируемом отборе с нефтяной и водной зоны с использованием модифицированного штангового плунжерного насоса. При этом с нефтяной зоны продукция извлекается на поверхность и далее транспортируется по системе нефтесбора, попутная пластовая вода без подъема на поверхность закачивается в нижележащие горизонты.

УСШН с НДДР-44-146(168)

Данная технология получила условное обозначение УСШН с НДДР-44-146(168).

При работе установки обводненная продукция из продуктивного пласта поступает в скважину, где под действием гравитационных сил разделяется на нефть и воду. Вода поступает под плунжер через систему клапанов откуда под действием дополнительного плунжера нагнетается в ниже лежащий пласт ППД.

Рис.1 Принципиальная схема и принцип работы УСШН с НДДР



Условное обозначение установки УСШН с НДДР-44-146(168):

УСШН — установка скважинная штанговая насосная;
НДДР — насос двойного действия регулируемый;
44 — условный диаметр цилиндра штангового насоса, мм;
146 (168) — диаметр эксплуатационной колонны скважины, мм.

НДДР устанавливается в скважине над продуктивным пластом. На цилиндре сбоку выполнено отверстие, на котором располагается боковой всасывающий клапан для нефти. Пакер устанавливается над кровлей поглощающего пласта. К нижнему концу плунжера присоединен шток, который помещен в полость дополнительного плунжера с возможностью ограниченного возвратно-поступательного перемещения относительно штока.

При работе привод установки сообщает колонне штанг и соединенным с ней плунжерам и возвратно-поступательное движение.

На рис.1а показана установка в крайнем нижнем положении плунжеров.

При ходе плунжера вверх дополнительный плунжер за счет возникшего перепада давлений будет следовать за плунжером. В полость промежуточной колонны

Найдено решение: технология внутрискважинной сепарации воды и нефти с применением насосных систем двойного действия

НКТ и под дополнительный плунжер через всасывающий клапан будет поступать из скважины вода. Дополнительный плунжер будет следовать за плунжером до

Решение позволило отказаться от закачки пресной воды, сократить затраты на электроэнергию в объеме 140 тыс. кВт*ч в год и сократить затраты на закупку пресной воды в объеме 18 тыс. м³

тех пор, пока нижний конец плунжера не дойдет до бокового отверстия в цилиндре (рис.1б).

В таком положении давления над и под дополнительным плунжером сравняются, его движение

вверх прекратится, а плунжер продолжит движение вверх до крайнего верхнего положения (рис.1в), при этом через всасывающий клапан в полость цилиндра под плунжер будет поступать нефть.

Еще одна технология — применение УШСН для организации и регулирования добычи попутной воды; индекс доходности и затрат составляет 1,5

Затем плунжер начнет движение вниз. Всасывающий клапан закроется, дополнительный плунжер остается на месте, поскольку для его движения вниз ему необходимо преодолеть давление поглощающего пласта. Нагнетательный клапан открывается, и нефть перетекает в полость цилиндра над плунжером. При даль-

нейшем ходе вниз плунжер упирается в дополнительный плунжер (рис.1б), толкает его вниз и перемещает до крайнего нижнего положения (рис.1а). При этом через открывшийся нагнетательный клапан вода из хвостовика вытесняется в поглощающий пласт. Далее циклы повторяются.

Экспериментальная установка была внедрена в конце 2011 года. С целью контроля параметров работы установка оборудована датчиками контроля за температурой и давлением над и под пакером. Контроль качества закачиваемых вод осуществляется по капиллярному трубопроводу, спущенному до блока клапанов для воды.

Показания приборов при работающей установке:

- давление под пакером $P_{\text{под пак.}} = 119$ атм.;
- давление над пакером $P_{\text{над пак.}} = 84$ атм.;
- уровень жидкости в скважине $H_{\text{д}} = 206$ м;
- показания манометра на выкидной линии $P_{\text{л}} = 5,5$ атм.

Перепад давлений под и над пакером наглядно показывает, что закачка воды в нижележащий пласт осуществляется. Подача жидкости на ГЗУ при этом составляет $Q \approx 2,1$ м³/сут. При общей длине хода устьевого штока $S_0 = 1,5$ метра, частоте качаний $n = 2,7$ мин⁻¹ и принятом коэффициенте подачи $\eta = 0,8$ расчетный общий отбор жидкости из продуктивного пласта составляет $Q_{\text{общ}} = 7,2$ м³/сут., а количество закачиваемой в поглощающий пласт воды — $Q_{\text{в}} \approx 5,1$ м³/сут.

За время эксплуатации отбор составил 642 м³, расчетный объем закаченной пластовой воды — более 1000 м³. В мае 2013 года установка выведена в ремонт. При разборе насоса выявлены выход из строя клапанной клетки всасывающего клапана для воды, обширная наружная, внутренняя коррозия стандартных и нестандартных деталей и узлов как «нефтяной», так и «водяной» секций ГНО. Для установления реального ресурса работы данного оборудования целесообразно продолжить опытно-промышленные испытания.

Выводы


Таким образом, можно сделать выводы и выделить положительные и отрицательные стороны, при внедрении данных технологий.

Положительные стороны технологии:

- При реализации снижаются затраты на закупку пресной воды, на электроэнергию для перекачки пресной и добываемой жидкости;
- ПДК содержания нефтепродуктов, ТВЧ, РН и содержания кислорода соответствуют нормам;
- Технологии позволяют рационально использовать имеющиеся основные фонды, в том числе существующие трубопроводы нефтесбора для транспорта воды до скважин и снизить металлоемкость и энергоемкость производства;
- Перспективными объектами внедрения данной схемы сброса воды на кусту являются удаленные участки ввода новых нагнетательных скважин, по которым можно отказаться от затрат на обустройство в части строительства системы трубопроводов, что делает инвестиционный проект более привлекательным.

Отрицательные моменты:

Зависимость давления прямой закачки в нагнетательную скважину от компоновки ГНО и возможные в связи с этим ограничения. Согласно расчетам, УСШН РП данной компоновки в скв. №7485 способна создавать на выкиде водяной линии (на поверхности) давление до 100 атм. с сохранением работоспособности. При давлении 118 атм. полые штанги уже будут зависеть;

Неизвестен ресурс оборудования в условиях высокой коррозионной активности пластовой воды. (Необходимо продолжить работы с целью поиска технических решений по обеспечению возможности защиты штанг от коррозии — например, подачей реагента). 

ДИСКУССИИ:

Ю.Шляпников («Удмуртнефть»): Каков диаметр эксплуатационной колонны скважины, где у вас сепарация происходит?

А.Н.: Колонна диаметром 168 мм.

Ю.Ш.: И какой объем воды готовит эта скважина?

А.Н.: У нас объемы добычи небольшие, 7 кубических метров производительность скважины...

Ю.Ш.: Просто проектный институт сделал расчеты, что при таком диаметре скважины там буквально 50–60 кубов в сутки производительность, и для этого нужно бурить шурф диаметром 500, то есть под колонну 500, в этом случае мы можем 500–600 кубов готовить. А у вас же промысловые испытания, уже пробовали?

А.Н.: Да, представленные технологии внедрены на нескольких скважинах.

Ю.Ш.: Фактический объем какой получился?

А.Н.: От 5 до 7 кубических метров суточно.

Ю.Ш.: И такие затраты окупаются? С учетом той обвязки, которую вы нарисовали, 5–7 кубов в сутки?

А.Н.: Мы используем обычную эксплуатационную скважину. Обводненность там была очень высокая. Применив эту технологию, значительную часть воды оставили на этом же кусту и перекачиваем только нефть. То есть, тут — минимальные затраты.



PCVEXPO

12-я международная выставка
«Насосы. Компрессоры. Арматура. Приводы и двигатели»

29 октября–1 ноября 2013 года
МВЦ «Крокус Экспо»



Престиж участия. **С**одействие бизнесу.
Вклад в отрасль

Забронируйте стенд на – www.pcvexpo.ru

Организаторы:



Генеральные информационные партнеры:



Официальный медиа-партнер:



Стратегический медиа-партнер:

