

Универсальная устьева арматура

Теперь нет необходимости закупать 2 комплекта устьевого оборудования и нести дополнительные затраты на привлечение сервисных бригад, что позволит повысить эффективность добычи битумной нефти.

Ильшат Маратович Гараев
главный специалист отдела маркетинга
ООО «ТМС-Буровой Сервис»

Добыча тяжелой битумной нефти – одна из самых сложных технологий в мире. И даже когда работа поставлена на поток, налажена, настроена, все равно возникает ряд задач, которые все еще требуют решения.

В настоящее время в процессе эксплуатации оборудования и добычи «тяжелой» (битумной) нефти возникают проблемы при проведении циклической закачки пара и добычи разогретой нефти.

В частности, перед проведением операции по закачке пара в пласт нефтегазодобывающей компанией необходимо привлечение сервисных предприятий для осуществления следующих операций:

- подготовка наземного привода ШГН к спускоподъемным операциям (откинуть головку балансира, а в некоторых случаях и демонтировать станок-качалку в сборе). Работы, связанные с проведением данных операций, составляют от 3-х до 10 часов;
- привлечение бригады подземного ремонта скважин для демонтажа устьевого оборудования (как правило, АУ 140х50) и поднятия

глубинно-насосного оборудования. Работы бригады ПРС от 48 до 72 часов;

- монтаж устьевого оборудования для осуществления закачки пара в пласт;
- монтаж и проведение пусконаладочных работ парогенераторной установки для подачи разогретого пара в пласт.

После подготовки скважины к операции по закачке пара, в скважину начинают подавать разогретый пар с температурой от 250 до 350°C. Время подачи разогретого пара зависит от технических параметров скважины, но, как правило, это от 2-х недель до 1-го месяца.

После закачки пара в скважину, ее оставляют в простое (ожидание притока нефти) от 10 до 20 дней. После этого проводят операции, указанные выше, только в обратной последовательности:

- демонтаж парогенераторной установки;
- демонтаж устьевого оборудования, предназначенного для закачки пара;
- привлечение бригады ПРС для спуска ГНО в скважину и монтажа устьевого оборудования;
- привлечение сервисной бригады по ремонту и обслуживанию НП ШГН для монтажа станка-качалки;
- запуск добычи разогретой битумной нефти.

Данная технология добычи нефти влечет за собой длительные простои скважины в ожидании технологических операций (соответственно, недобытая нефть), большие инвестиционные (закупка 2-х комплектов устьевого оборудования, один – под закачку пара, второй – для добычи нефти) и эксплуатационные затраты (работа сервисных бригад по обслуживанию НП ШГН и бригад по подземному ремонту скважин). А альтернативных решений, позволяющих сократить время, упростить технологию и при этом сэкономить затраты, в настоящее время не существует.

Опираясь на наш многолетний опыт по изготовлению и поставке термостойкого устьевого оборудования в компании, занимающиеся добычей трудноизвлекаемой битумной нефти (ПАО «Татнефть», ООО «Лукойл – КОМИ», ООО «Роснефть – Сахалинморнефтегаз»), мы в ООО «ТМС-Буровой Сервис» приняли решение освоить производство оборудования, которое позволит упростить добычу «тяжелой» нефти и максимально повысить эффективность бизнеса заказчика.

Для решения задач по освоению нового продукта, специалисты отдела маркетинга и конструкторско-технологического отдела ООО «ТМС-Буровой Сервис» проанализировали существующие технологии добычи «тяжелой» нефти, а также провели переговоры с техническими специалистами компаний, которые занимаются разработкой и добычей битумной нефти в Республике Татарстан и

Таб. 1.

№ п.п.	Наименование	Ед. изм.	Значение	
			При сборке для нагнетания пара	При сборке для добычи ШГН
1	Условный проход: - стволового прохода - бокового отвода елки - технологических отводов	мм	80	65
			80	65
			50	50
2	Температура рабочей среды, не более	°С	+ 350	+ 90
3	Рабочее давление, не более	МПа	18 МПа	4 МПа при работающем ШГН; 14 МПа при остановленном ШГН и зажатых сальниках
4	Рабочая среда		пар, горячая вода, нефть, газ	
5	Присоединительная резьба колонны НКТ		Батресс 114	
6	Тип фланца для присоединения к колонной обвязке		280x21-П53 ГОСТ 632-80	
7	Класс герметичности запорной арматуры по ГОСТ Р 54808-2011		А	
8	Стойкость к воздействию скважинной среды по ГОСТ 13846-89		К1	
9	Тип уплотнения фланцевых соединений стволовой части арматуры		металл – металл	
10	Предельные значения температур окружающего воздуха	°С	от -60 до +40	
11	Габаритные размеры, Д x Ш x В *	мм	3100 x 725 x 2520	3100 x 725 x 1850
12	Уровень технических требований		УТП 1	



Рис. 1



Рис. 2

Российской Федерации.

В результате проведенного анализа и переговоров с техническими специалистами компаний, занимающихся добычей битумной нефти, была выявлена проблема, что эксплуатируемое в настоящее время оборудование и технология добычи трудноизвлекаемой нефти влекут за собой большие трудовые и финансовые затраты, что ведет к длительным простоям скважины (от 5 до 10 суток) и, соответственно, приводит к удорожанию себестоимости добытой нефти.

Для решения трудностей, с которыми сталкиваются наши клиенты, мы готовы изготовить и поставить арматуру устьевую термостойкую паровую АТПК-65х18-350 К1 в комплекте с термостойким насосом ШГН который позволяет, не поднимая глубинно-насосное оборудование и не меняя устьевую арматуру (с добычи под закачку пара), проводить работы по разогреву пласта и добычи разогретой нефти из скважины. Технические характеристики разработанной универсальной устьевой арматуры представлены в таблице 1.

Основным преимуществом данной конструкции является возможность добычи жидкости из продуктивной зоны пласта и закачки (нагнетания) пара в пласт через НКТ и штанговый насос, не поднимая оборудование из скважины и не меняя устьевое оборудование.

Изменение режима эксплуатации арматуры производят операторы цеха без извлечения из скважины НКТ, штанг и глубинного насоса без привлечения бригад ПРС и подъемника.

Изменение режима работы с добычи нефти на нагнетание выполняются в следующей последовательности. Сначала отсоединяется отводящий трубопровод от арматуры, выворачивается и фиксируется на полированном штоке устьевой сальник, отсоединяется полированный шток от станка-качалки. Затем краном приподнимается полированный шток над арматурой до места соединения с первой штангой и ослабляется резьбовое соединение между штоком и штангой.

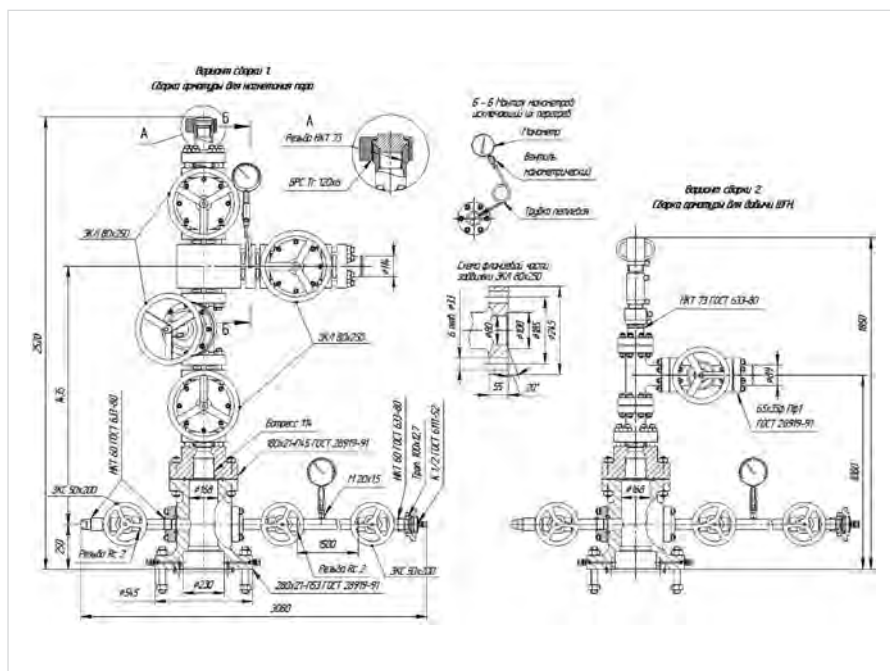


Рис. 3

Операторы опускают плунжер ШГН до полной посадки и разгрузки штанг, отворачивают и извлекают полированный шток. После чего демонтируют фонтанную елку для добычи нефти (выше трубодержателя) и монтируют елку для нагнетания пара. А для перехода с режима нагнетания пара на режим добычи ШГН операции производятся в обратной последовательности.

На сегодняшний день данное оборудование изготовлено и прошло успешные испытания в лабораториях нашего предприятия.

Это лишь один пример того, как в «ТМС групп» решают проблемы своих заказчиков. Сегодня для успешного ведения бизнеса в условиях жесткой конкуренции необходимо проводить работы по сокращению издержек

производства за счет устранения потерь, иногда с помощью вот таких технологий. Компания «ТМС групп» имеет большой опыт в данном направлении и готова поделиться им с партнерами.



8-800-250-79-39
 tmcg@tmcg.ru
 www.tmc-групп.рф