



# РН-ПУРНЕФТЕГАЗ:

## ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДИСКРЕТНОГО ГАЗЛИФТА



### РУСТЕМ АХМЕТГАРЕЕВ

Главный специалист  
ОРМФ УДНГИГК,  
ООО «РН-Пурнефтегаз»

**О**ОО «РН-Пурнефтегаз» является оператором по добыче, подготовке и сдаче нефти, газа и газового конденсата на лицензионных участках ОАО «НК «Роснефть» в Ямало-Ненецком автономном округе. Приоритетное направление деятельности

**Всего в период с 01.12.2009 по 01.01.2013 было внедрено 14 компоновок ЭЦН+НДГ. Из них на 5 скважинах была внедрена комбинированная компоновка (НДГ+ЭЦН)**

Общества — увеличение объемов добычи углеводородов, в т.ч. за счет ввода новых скважин из бурения, выполнения программы геолого-технических мероприятий, использования современных технологий, модернизации и обновления производства.

### МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ

1. Спуск скважиной камеры КС-73М на заданную глубину силами бригад подземного или капитального ремонта.
2. Освоение скважины после глушения, скважинная камера КС-73М может быть спущена с предварительно установленной промывочной втулкой.
3. Извлечение промывочной втулки из скважинной камеры КС-73М по окончании ремонтных работ на скважине и завершении освоения.
4. Выполняется установка регулятора РД-50 после освоения скважины посредством канатной техники.
5. Осуществляют плавное открытие выкидной линии, после чего процесс подъема жидкости происходит в автоматическом режиме.

В настоящее время ОАО «НК «Роснефть» владеет 14 лицензиями с правом на разработку 23 месторождений. В 2012 году было добыто 6 935,642 тыс. тонн нефти и газового конденсата.

Следует отметить, что 9% скважин действующего фонда имеют такой вид осложнений, как высокий газовый фактор (см. «Структура осложненного фонда...»). Эксплуатация данных скважин осложнена постоянными срывами подачи при работе глубинно-насосного оборудования, что может привести к преждевременному выходу его из строя.

По этой причине УЭЦН на данных скважинах в большинстве

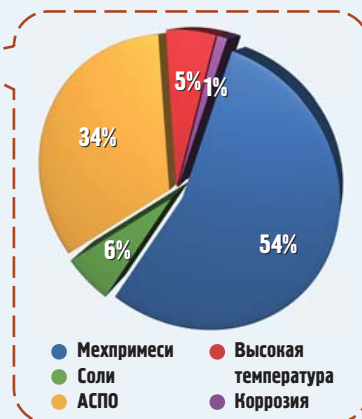
случаев эксплуатируются в режиме АПВ, часто участвуют в ВСП, и потому неизбежны затраты на:

- 1) проведение различных технологических обработок (промывки — горячие и холодные);
- 2) применение различного дорогостоящего дополнительного оборудования (струйные насосы, мультифазные насосы);
- 3) использование дополнительного персонала, обслуживающего данные скважины.

На слайде (см. «Эффективность способов добычи...») представлен рейтинг эффективности различных способов добычи с учетом осложнений при ГФ более 500 м<sup>3</sup>/т.

### Структура осложненного фонда ООО «РН-Пурнефтегаз»

% к действующему фонду



Эффективность способов добычи с учетом осложнений при ГФ более 500 м³/т

	ЭЦН+Доп. оборудование	ШГН	ШВН	НДГ
Механические примеси	500мг/л	1 300 г/л	более 1 500 мг/л	1 500 мг/л
<b>Рейтинг</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
Высокая температура	170°C	130°C	170°C	373°C
<b>Рейтинг</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>
АСПО	-	+	++	+++
<b>Рейтинг</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>
Соли	++	+++	+++	+++
<b>Рейтинг</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
Глубина спуска	3 000 м	2 000 м	1 800 м	более 3 000 м
<b>Рейтинг</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>1</b>
<b>Общий рейтинг</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>



Основной исходной величиной для расчета расстановки скважинного оборудования в технологии непрерывно-дискретного газлифта является величина забой-

**С целью периодической откачки воды из призабойной зоны пласта с помощью ЭЦН на апрель находятся в работе с ДГЛ 4 скважины**

ного давления ( $P_{заб.}$ , МПа), величина затрубного давления ( $P_{затр.}$ , МПа) или, в случае использования внешнего источника, величина давления рабочего агента (газа).

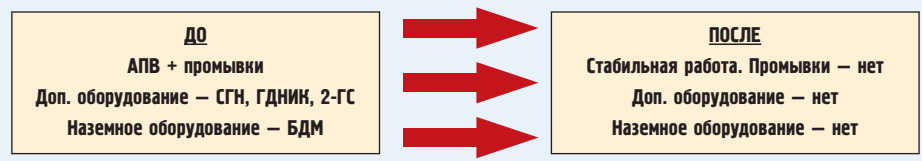
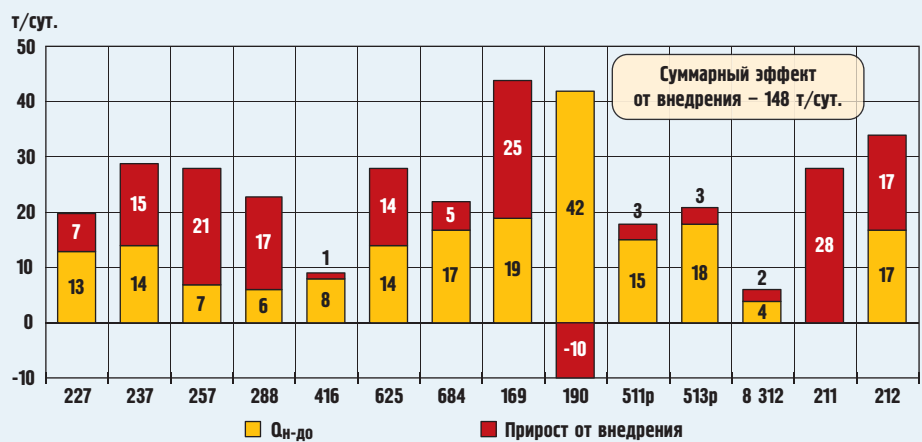
Рабочий агент, аккумулированный в кольцевом пространстве

Первое место в рейтинге занимает технология непрерывно-дискретного газлифта (НДГ). Основными преимуществами этой технологии являются простота конструкции, стабильная работа на фонде скважин с высоким газовым фактором, независимость от электрических сетей.

Принцип работы (НДГ) основывается на использовании собственного газа нефтяной скважины. Подъем жидкости на поверхность осуществляется путем создания перепада давления между нижним и верхними клапанами регулятора.

Это происходит автоматически, с постепенным накоплением жидкости в НКТ. При возникновении заданного (настройками клапанов) перепада давления столб жидкости поднимается на поверхность за счет энергии расширения газа, поступающего в НКТ в последней фазе работы регулятора.

Результаты внедрения технологии НДГ



## Сравнение затрат

ЭЦН		НГД	
Оборудование	Цена, тыс. руб.	Оборудование	Цена, тыс. руб.
Комплект оборудования	1 592	Комплект оборудования	397,6
ЭЦНД-60-2500	610	КС-73М	23,6
СГН-73	112	РД-50	354
ШУ	140	ИСУ-40	11
Кабель	580	Втулка промысловая	9
УДХ	150	Ремонт (ПРС)	377
Электроэнергия	65	Освоение (УГТ)	441
Обслуживание (ЭПУ)	43	Смена (канатные работы)	60
Промывка нефтью	21		
Ремонт-смена (ПРС)	377		
<b>Итого:</b>	<b>2 098</b>	<b>Итого:</b>	<b>1 276</b>

скважины под давлением  $P_{затр.}$  оттесняет поступающую из пласта жидкость на расстояние  $h_0$  от устья скважины, что определяет положение приведенного динамического уровня жидкости.

**СНО до внедрения 154 сут, после внедрения 355 суток. Средняя текущая наработка составляет 926 суток**

Глубина точки ввода газа (глубина спуска скважинной камеры  $L$ ) определяется из уравнения.

С начала 2009 года технология НДГ была успешно внедрена на 16 скважинах. Средний прирост

**Средний прирост дебита по жидкости на одну скважину составил  $16 \text{ м}^3/\text{сут}$ : рост с  $26,8 \text{ м}^3/\text{сут}$  до внедрения к  $42,8 \text{ м}^3/\text{сут}$  после внедрения**

дебита на 1 скважину составил  $10 \text{ т}/\text{сут}$ . (см. «Результаты внедрения технологии НДГ»).

Суммарный эффект от внедрения технологии непрерывно-дискретного газлифта составил  $148 \text{ т}/\text{сут}$ . В результате внедрения данной технологии удалось достичь стабильной работы скважин без дополнительных работ и затрат (технологические обработки и промывки).

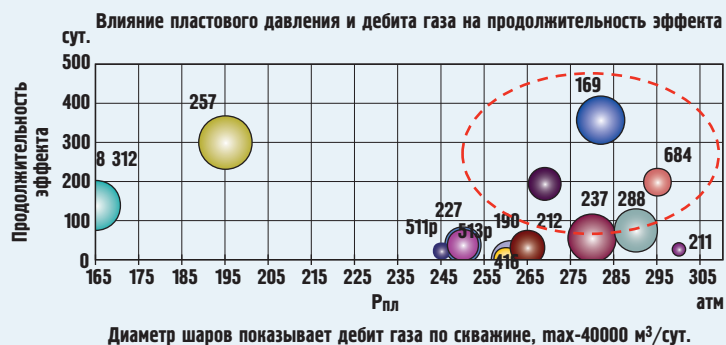
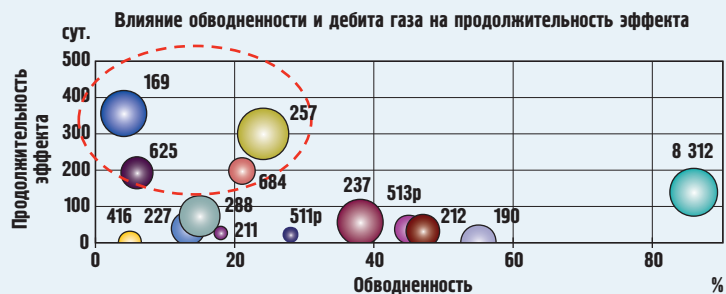
Сравнение затрат между двумя способами добычи нефти — непрерывно-дискретного газлифта и электроцентробежного насоса — свидетельствует о том, что

затраты на технологию НДГ почти в два раза меньше, чем на технологию добычи нефти с помощью УЭЦН (см. «Сравнение затрат» и «Критерии эффективной работы технологии НДГ»).

Скважинный регулятор потока РД-50 или установка непрерывно-дискретного газлифта при всех своих преимуществах имеет один недостаток — сложное освоение скважины после ремонта; изначально для запуска скважины требуется отобрать раствор глушения и только потом запустить



## Критерии эффективной работы технологии НДГ



Диаметр шаров показывает дебит газа по скважине,  $\text{max}-40000 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Скважины, имеющие продолжительный положительный эффект, характеризуются невысокой обводненностью (не более 40%), высоким пластовым давлением (не ниже 250 атм) и высоким дебитом газа (не ниже  $20\ 000 \text{ м}^3/\text{сут}$ ).

## ДИСКУССИИ

**Р.Ахмадиев («Татнефть»):** При необходимости изменения режима работы скважины каким образом можно изменить производительность газлифтовой установки?

**Р.А.:** Оптимизация режима работы в данном случае невозможна — скважина фонтанирует. Скважины изначально подбираются таким образом, чтобы полностью использовать их потенциал. Работа происходит на низких забойных давлениях. Но если в процессе эксплуатации изменится потенциал, т.е. если он увеличится вследствие увеличения закачки, например, то придется, наверное, скорее всего, менять сам дискретный газлифт. Правда, таких случаев еще не было.

**В.Зеленцов («Газпром нефть»):** Вы говорите, что осваиваете с помощью ЭЦН. Не проще выютул и, когда надо, колтюбинг, чтобы у вас не было лишнего оборудования в скважине, которое может потребоваться в другом месте?

**Р.А.:** Можно освоить и колтюбингом, но у нас были случаи, когда освоение проводилось несколько суток, и без эффекта. А УЭЦН можно произвести освоение в любой момент без дополнительных затрат: запускаем ЭЦН, производим освоение и выводим скважину на эксплуатацию в фонтанном режиме.

**М.Аминев («Пакер»):** Наконец, услышал и увидел, что не все безвозвратно исчезает. В 1990-х годах на территории «Пурнефтегаза» было оборудовано плунжерлифтом около 170 скважин. Это было то же самое, что вы называете теперь дискретным газлифтом. Вы использовали то оборудование или уже разрабатывали новое? У вас было закуплено в свое время 220 комплектов...

**Р.А.:** Нет, мы изначально закупили в 2009 году оборудование производства ООО «Дискрит».

**В.Киберев («Бейкер-Хьюз»):** На одном из первых слайдов декларировалась температура за 300 градусов — это реально? Как у вас ЭЦН в таких условиях работает?

**Р.А.:** Это паспортная характеристика именно самого дискретного газлифта, таких температур у нас нет. Соответственно, у нас все работает хорошо. Максимальная пластовая температура на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» 95°C.

**Б.Акопян (ТНК-ВР):** С каких глубин поднимали продукцию?

**Р.А.:** Максимальная глубина спуска ЭЦН 3000 метров. Глубина точки ввода газа всегда различная, в среднем 2000–2500 метров.

**Б.А.:** Вы сформулировали какие-то рекомендации, в каких условиях эту технологию можно применять? И к тому же вопрос: почему у вас сократилось так резко количество скважин?

**Р.А.:** Мы подобрали критерии — это обводненность не более 40%, пластовое давление более 250 атм и дебит газа свыше 20000 м<sup>3</sup>/сут. Данная технология имеет ограниченный потенциал внедрения в связи с тем, что практически все месторождения находятся на поздней стадии разработки, фонд в основном высокообводненный.

РД-50. Это требует наличие установки ГНКТ, компрессора и канатной техники. Вывод на режим РД-50 довольно длительная процедура (до 14 суток) и не всегда заканчивается успехом.

Для решения данной проблемы РД-50 был совмещен с обычным УЭЦН, который располагается ниже РД. После запуска ЭЦН и освоения скважины на нефть спускается РД и запускается в работу — но это опять же требует привлечение канатной техники.

Решить проблему исключения канатной техники удалось внедрением отсекающего потока, находящегося между ЭЦН и РД-50.

После освоения ЭЦН скважины на нефть, насос отключают, срабатывает отсекающий поток, запуская РД-50. При накоплении воды на забое и прекращении фонтанирования имеется воз-

можность вновь запустить ЭЦН для повторного освоения.

Отсекатель потока состоит из цилиндрического корпуса, плунжера и внутренних стопорных колец. Плунжер имеет гидравлически уплотняемые канавки и минимальный зазор в поверхности цилиндра, что гарантирует минимальную протечку жидкости, подаваемой ЭЦН (не более 5%). При работе ЭЦН плунжер под напором подаваемой жидкости находится в верхнем положении и перекрывает радиальные отверстия.

После остановки ЭЦН плунжер под воздействием собственного веса и гидростатического напора столба жидкости в колонне подъемных труб перемещается в нижнее положение. При этом открываются радиальные отверстия в корпусе отсекающего потока, обеспечивая тем самым гидравлическую связь

колонны подъемных труб с кольцевым пространством скважины.

**Средний прирост дебита по нефти составил 8,2 т/сут: рост с 16,2 т/сут до внедрения к 24,4 т/сут после внедрения**

При повторном включении насоса плунжер автоматически пе-

**На одной из скважин была внедрена компоновка НДГ+ЭЦН+отсекатель потока. После вывода скважины на фонтан ЭЦН был отключен. Нароботка при режиме фонтанирования (ЭЦН отключен) составила 152 суток**

рекрывает радиальные отверстия в корпусе. 