

ПРИМЕНЕНИЕ УСТАНОВОК ПОГРУЖНЫХ ГИДРОСТРУЙНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСЛОЖНЕННЫХ СКВАЖИН

АЛЕКСАНДР ДРОЗДОВ
Член-корреспондент РАЕН, д.т.н.,
профессор РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина

Механизированная добыча нефти на многих месторождениях России серьезно осложнена. В результате, снижается наработка на отказ традиционных для нашей страны типов нефтепромыслового оборудования — УЭЦН и ШГН. Кроме того, низкодебитные скважины зачастую не удается освоить обычным насосным оборудованием, и их переводят в бездействующий фонд.

Один из наиболее перспективных способов эксплуатации скважин в осложненных условиях — добыча нефти при помощи погружных гидроструйных насосов (ГСН). Такие насосы надежны, просты по конструкции, невелики по размерам и способны работать в искривленных скважинах при высоких температурах и газосодержаниях.

Известные недостатки ГСН отходят на второй план в случаях, когда скважины не удается эффективно эксплуатировать другими способами. Кроме того, разработаны и внедрены решения, позволяющие в значительной степени устранить существующие недостатки ГСН.

К таким решениям относится технология добычи нефти установками ГСН с двухрядным лифтом и приводом от силовой станции с использованием ЭЦН. Внедрение этой технологии существенно повышает наработку оборудования на отказ, увеличивает объемы добычи нефти из осложненных низкодебитных скважин и позволяет эффективно осваивать бездействующие скважины. Автоматизация силовой станции дает возможность осуществлять гидроструйную эксплуатацию с минимальными затратами на обслуживание.



На Самотлорском месторождении с 1994 года ведется эксплуатация проблемных низкодебитных скважин установками погружных ГСН с приводом от поверхностных силовых станций. Обслуживает установки фирма «Нефтебурсервис».

Ранее для эксплуатации применялась пакерная схема гидроструйных насосных установок. При этом рабочая жидкость от силовой станции нагнеталась через НКТ в сопло струйного аппарата, а смешанный поток рабочей жидкости и продукции пласта поднимался на поверхность по затрубному пространству между НКТ и эксплуатационной колонной.

Промысловые исследования показали, что с помощью ГСН можно успешно эксплуатировать малodeбитные скважины при низких забойных давлениях.

Однако опыт применения пакерных компоновок выявил и негативные моменты. Так, добыча агрессивной продукции по эксплуатационной колонне скважины на поверхность может вызы-

вать дополнительные осложнения, связанные с коррозией и износом колонны. Наличие пакера создавало многочисленные проблемы при эксплуатации и ремонтах скважин. Кроме того, при подъеме продукции по эксплуатационной колонне невозможно замерять динамические уровни и вести оперативный контроль технологических режимов скважин.

Плюсы беспакерной компоновки ГСН

В этой связи перспективы развития гидроструйного способа эксплуатации скважин в значительной степени связаны с беспакерной компоновкой струйного аппарата. Данная разработка была выполнена в РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина по заказу «Самотлорнефтегаза» (см. «Схема беспакерной установки гидроструйного насоса с двухрядным лифтом»).

При работе установки рабочая жидкость нагнетается по НКТ 1,5" в сопло струйного аппарата, кото-

рый эжектирует продукцию пласта на поверхность по кольцевому пространству между НКТ 1,5" и НКТ 3". В ряде скважин возможно использование НКТ 2" и 4".

В отличие от применявшихся ранее установок с пакерами эта технология позволяет избежать подъема жидкости по эксплуатационной колонне и связанных с этим осложнений. Кроме того, появляется возможность контроля динамического уровня в процессе эксплуатации. Наконец, в данной технологии полностью сохранены все преимущества ГСН, а именно: высокий межремонтный период работы скважин, возможность спуска и подъема струйного агрегата без бригады подземного ремонта и надежная эксплуатация в осложненных условиях.

Экспериментальные образцы беспакерных компоновок струйных насосов СНА1-48-89, изготовленные компанией «Новомет-Пермь», были внедрены в 2003 году в скважинах 257 и 261 Самотлорского месторождения.

Результаты промысловых испытаний подтвердили, что внедрение беспакерной компоновки ГСН с двухрядным лифтом обеспечивает добычу нефти без подъема продукции скважины по эксплуатационной колонне. При этом беспакерные компоновки позволяют оперативно контролировать режимы работы скважины и пласта путем замера динамических и статических уровней.

Кроме того, замена струйного насоса при беспакерной компоновке гидравлическим способом производилась без проблем и в два-три раза быстрее, чем при пакерной компоновке, так как требует 2–3 м³ жидкости на «вымыв-замыв» струйного насоса против 6–8 м³ при пакерной схеме.

Режим работы скважин стал прозрачным: результаты испытаний показали, что дебит скважины 257 был явно завышен, а дебит скважины 261 может быть увеличен за счет оптимального подбора струйной пары. Таким образом, замена пакерных компоновок на беспакерные позволяет выявить истинные добывные возможности скважин гидро-струйного фонда.

Наконец, исключение пакера из компоновки позволяет резко снизить затраты на капитальный ремонт скважин гидроструйного фонда, так как ремонты скважин, оборудованных беспакерными ГСН, могут быть выполнены бригадами текущего подземного ремонта.

Промышленное внедрение ГСН

Успешные результаты промысловых испытаний позволили приступить к широкому промышленному внедрению беспакерных ГСН на Самотлорском месторождении.

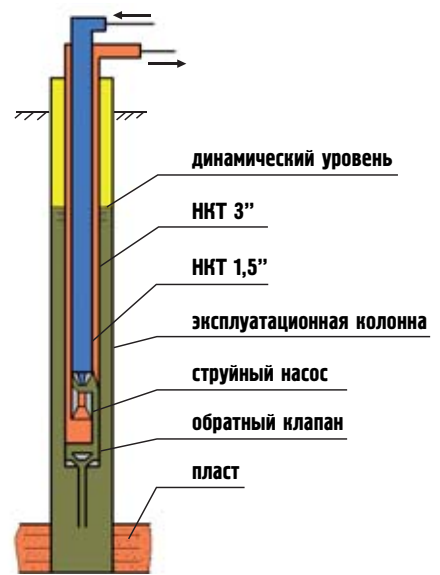
По состоянию на январь 2009 года в «Самотлорнефтегазе» ГСН оборудованы 84 действующих скважины, причем 83 из них — беспакерными компоновками, подземное оборудование для которых изготовлено фирмой «Квант». Средний дебит скважины, оборудованной ГСН, по жидкости составлял 21,5 тонны в сутки, по нефти — 9,2 тонны в сутки при весовой обводненности 57,1%. Средняя наработка на отказ по гидроструйному фонду составляет 2371 сутки, в то время как по скважинам, оборудованным ШГН, всего 356 суток.

Параметры работы ГСН в скважинах Самотлорского месторождения характеризуются разнообразием. Особый интерес представляет эксплуатация осложненных глубоких скважин пласта ЮВ1 (см. «Параметры эксплуатации беспакерных компоновок ГСН»).

Так, значения динамических уровней, превышающие двухкилометровую отметку, близки к величинам глубин спуска струйных агрегатов, что свидетельствует о весьма суровых условиях работы оборудования. Накладывает свой отпечаток и кривизна. Например, в скважине 259 зенитный угол отклонения ствола от вертикали на глубине 1000 метров составляет 36°, 1500 метров — 44°, 2000 метров — 40°, 2300 метров — 43°. Тем не менее, ГСН надежно эксплуатируются в этих скважинах юрского пласта и обеспечивают дебиты 19–21 м³ в сутки.

Другими способами механизированной добычи обеспечить такие показатели при высокой нагрузке на отказ практически невозможно. Достигнутые результаты открывают перед установками ГСН хорошие перспективы дальнейшего использования в нефтяной промышленности.

Схема беспакерной установки гидроструйного насоса с двухрядным лифтом



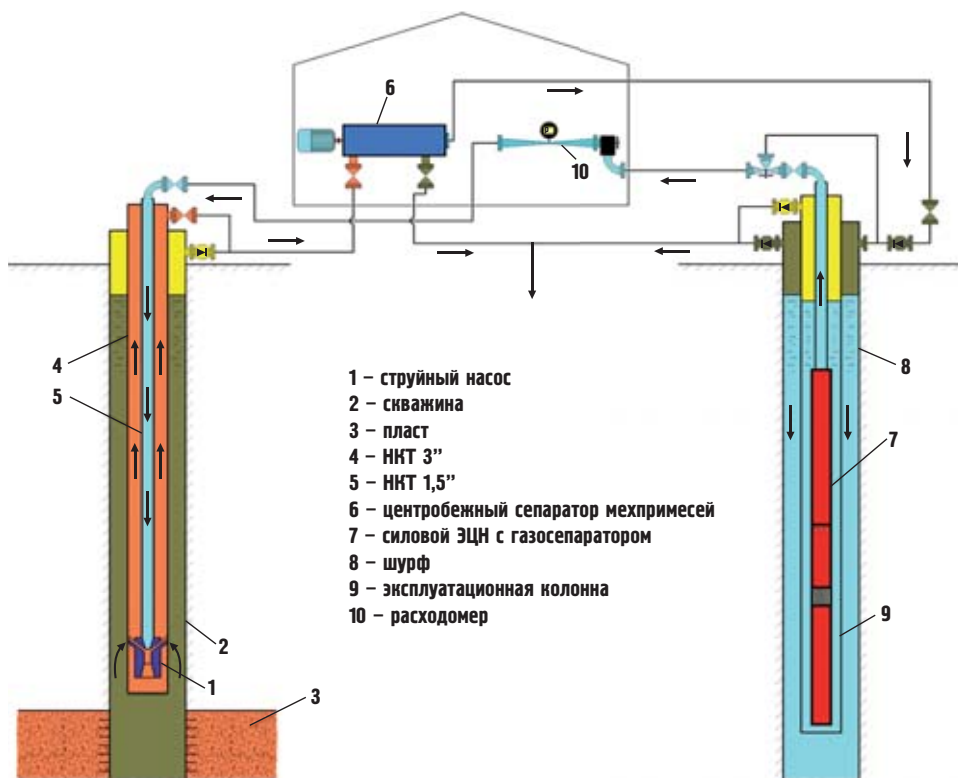
ЭЦН в качестве привода

Основными сдерживающими моментами при внедрении ГСН в новых районах являются высокая цена и материалоемкость силовых наземных насосных станций, сложность их обслуживания и низкая надежность при повышенных давлениях нагнетания.

В качестве силовых насосов для установок гидроприводной добычи СГН-1, выпускаемых тюменским «Нефтемашем», обычно используются чешские плунжерные насосы высокого давления 25-PCR-5-60-50-2000У-100 и 25-PCR-3-60-50-2000У-100. К их надежности предъявляются строгие требования, существенно повышающие стоимость установок и вынуждающие нанимать для их обслуживания квалифицированный персонал. Помимо этого, работа плунжерных насосов высо-

Параметры эксплуатации беспакерных компоновок ГСН

№ скв.	Интервалы перфорации, м	Глубина спуска струйного насоса, м	Глубина спуска хвостовика, м	Дата замера	Давление нагнетания рабочей жидкости, МПа	Расход рабочего агента, м ³ /сут.	Динамический уровень, м	Затрубное давление, МПа	Дебит жидкости, м ³ /сут.
259	2 963–2 966 2 547–2 549	2 300	Хвостовика нет	23.07.08	16	77	2 092	1,83	21
534	2 553,5– 2 558,5	2 300	2 500	13.05.08	16	108	2 239	2,15	21
537	2 713,5– 2 718,5	2 300	2600	09.07.08	16	99	2293	2,01	19



кого давления вызывает сильную вибрацию установок и пульсацию жидкости в системе.

Погружные центробежные насосы ЭЦН также можно использовать в качестве приводных агрегатов для установок ГСН. Надежность ЭЦН гораздо выше, чем плунжерных насосов, и они могут длительное время работать без обслуживания.

Еще в 70-х годах прошлого века, как в СССР, так и за рубежом, успешно применялись установки ЭЦН в качестве приводов гидропоршневых насосов. Многоступенчатые центробежные насосы размещались либо в скважинах-шурфах, либо на поверхности. При этом отмечалась экономическая целесообразность использо-

вания ЭЦН вследствие их более высокой надежности вместо силовых плунжерных насосов в осложненных условиях эксплуатации.

Горизонтальные ЭЦН используются вместо плунжерных насосов на ряде месторождений США в силовых станциях для привода гидроструйных насосов. Хотя КПД центробежного насоса меньше, чем объемного, надежность ЭЦН при высоких давлениях нагнетания существенно выше. Из меньшего значения КПД центробежного насоса удалось извлечь выгоду — поток нагнетаемой жидкости нагревался сильнее, что позволило предотвратить образование отложений парафина без дополнительных мероприятий.

Наконец, промышленный опыт свидетельствует о том, что при давлениях нагнетания свыше 16 МПа у плунжерных насосов, приводящих в действие ГСН, резко снижается наработка на отказ. Для установок ЭЦН такое значение давления нагнетания не является предельным. Современные погружные ЭЦН развивают давление 20–30 МПа и при этом работают достаточно надежно.

Новая схема силовой мини-станции

С целью расширения возможностей эксплуатации осложненных скважин с применением ГСН была предложена новая технологическая схема силовой мини-станции на 1–4 скважины (см. «Новая технологическая схема гидроструйной эксплуатации скважин»). Гидроструйный способ эксплуатации при этом упрощается настолько, что напоминает традиционную электронасосную добычу нефти.

Рабочая жидкость нагнетается силовым многоступенчатым центробежным насосом 7 в сопло струйного аппарата 1. Создается депрессия и вызывается приток из пласта 3 в скважину 2. Струйный насос 1 откачивает скважинную продукцию на поверхность и далее в центробежный сепаратор мехпримесей 6. В поле центробежных сил во вращающемся роторе сепаратора 6 происходит отделение твердых частиц. Механические примеси подаются с частью скважинной жидкости в выкидную линию.

Очищенная от твердых частиц жидкость с остаточным свободным газом поступает с выхода сепаратора 6 в шурф 8, в верхней части которого происходит отделение рабочей жидкости от жидкости, добытой из скважины.

Параметры эксплуатации беспакерных компоновок ГСН в скважинах 70002Г, 70005Г, 71003 и 71005 Самотлорского месторождения

№ скважины	Пласт	Глубина спуска струйного насоса, м	Давление нагнетания рабочей жидкости, МПа	Расход рабочего агента, м ³ /сут	Дебит жидкости, м ³ /сут.	Обводненность, %	Динамический уровень, м	Затрубное давление, МПа
70002Г	АВ ₁₋₂	1 600	16	95	29	41	913	1,93
70005Г	АВ ₁₋₂	1 720	16	95	54	43	1107	2,24
71003	АВ ₁₋₂	1 860	16	95	49	85	905	1,91
71005	АВ ₁₋₃	1 700	16	95	25	65	1564	2,34

Скважинная жидкость идет в выкидную линию, а рабочая жидкость с остаточным свободным газом направляется в нижнюю часть шурфа 8 и далее в промежуточную эксплуатационную колонну 9, где после обтекания погружного электродвигателя поступает в центробежный газосепаратор насоса 7.

Остаточный свободный газ окончательно отделяется от рабочей жидкости, которая нагнетается погружным силовым насосом через расходомер 10 и колонну 4 в сопло струйного аппарата 1. Свободный газ сбрасывается центробежным газосепаратором ЭЦН в верхнюю часть промежуточной колонны 9 и затем идет в выкидную линию 6.

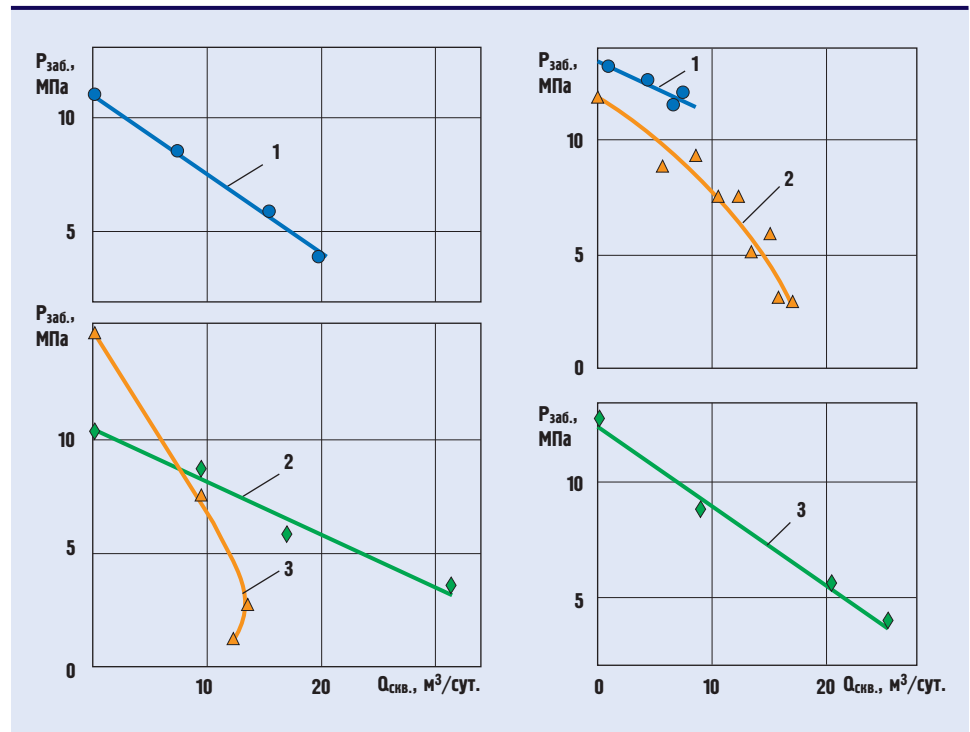
Использование технологии центробежной сепарации вместо процессов гравитационного и циклонного отделения позволяет существенно повысить надежность эксплуатации при одновременном упрощении обслуживания и снижении материалоемкости. Функции накопительной емкости выполняет шурф.

Вместо дорогостоящих плунжерных насосов высокого давления, требующих постоянного наблюдения и качественного обслуживания, применяется установка ЭЦН. Регулирование режимов работы может проводиться изменением частоты тока, подводимого к погружному электродвигателю.

Практика эксплуатации мини-станции

В августе 2008 года мини-станция для гидроструйной добычи была успешно введена в эксплуатацию на кусте 670Б Самотлорского месторождения. Технологический блок мини-станции изготовлен ПГ «Генерация», центробежный сепаратор механических примесей — заводом «Новомет-Пермь». В размещенный на кусте шурф условным диаметром 377 мм и глубиной 80 метров спущена на глубину 79 метров промежуточная 168 мм колонна, в которой расположен ЭЦН5А-320-1750. Он приводит в действие четыре беспакерных ГСН (см. «Скважины куста 670Б Самотлорского месторождения»).

Скважины куста 670Б Самотлорского месторождения




Вначале от мини-станции были запущены в работу скважины 70002Г и 70005Г. Суммарный дебит этих скважин, оборудованных беспакерными ГСН, составил 102 м³ в сутки, динамические уровни 25 августа 2008 года составляли 733 ммтра по скважине 70002Г и 783 метра по скважине 70005Г.

В ноябре 2008 года была переведена на гидроструйный способ с механизированной добычи УЭЦН скважина 71005 и выведена из бездействия скважина 71003. Привод данных скважин также осуществляется от мини-станции. Повышение производительности размещенного в шурфе силового насоса, необходимое для запуска в работу двух дополнительных скважин, было достигнуто за счет увеличения частоты до 57 Гц от частотного преобразователя (см. «Параметры эксплуатации беспакерных компоновок ГСН в скважинах 70002Г, 70005Г, 71003 и 71005»).

На январь 2009 года суммарный «коммерческий» дебит четырех скважин, работающих от мини-станции, составлял 159 м³ в сутки по жидкости и 53,8 тонны в сутки по нефти при средней объемной обводненности 59%.

По сравнению с результатами промысловых исследований 2002 года скважин 70002Г, 70005Г и 71003 прогресс, достигнутый в гидроструйной эксплуатации на Самотлоре, весьма нагляден. Ранее эти скважины были оборудованы пакерными насосами, причем 70002Г производила не более 7,6 м³ в сутки, 70005Г практически ничего не производила, а максимальный дебит скважины 71003 составлял 12,2 м³ в сутки.

Таким образом, по скважинам 70002Г, 70005Г и 71003 достигнуто увеличение дебита более чем в 6,5 раз. Дебиты удалось повысить, во-первых, благодаря применению беспакерных компоновок, которые сделали возможным рациональный подбор режимов эксплуатации оборудования. Во-вторых, должная эксплуатация осложненных скважин гидроструйными насосами без подземных ремонтов и глушения приводит к улучшению фильтрационных характеристик призабойной зоны и росту продуктивности скважин. 

Автор выражает искреннюю признательность и глубокую благодарность Виктору Андреевичу Терикову, внесшему в период его работы в ОАО «Самотлорнефтегаз» неоценимый вклад в становление и развитие технологии эксплуатации скважин установками гидроструйных насосов.