

Опыт эксплуатации дифференциального насоса для наклонно-направленных и горизонтальных скважин

А.А. Исаев

ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы
isaeff-oil@yandex.ru

А.А. Цинк

инженер-конструктор 2 категории

Р.Ш. Тахаутдинов

генеральный директор

Р.М. Ахунов

руководитель конструкторской группы отдела инноваций и экспертизы

М.В. Кочубей

главный конструктор

ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

В настоящее время в области нефтедобычи широкое применение находит эксплуатация горизонтальных и наклонно-направленных скважин, а также боковых стволов поскольку они обеспечивают большую площадь контакта продуктивного пласта со стволом скважины. Эксплуатация таких скважин серийными скважинными штанговыми насосами ограничена предельно допустимым углом наклона штангового насоса. Также осложняющим фактором эксплуатации нефтяных месторождений, в частности региона Урало-Поволжья, является наличие высоковязких нефтей. В статье приведен опыт эксплуатации разработанной установки дифференциального насоса для наклонно-направленных и горизонтальных скважин в осложненных условиях, в том числе при углах наклона выше допустимых для серийных насосов. Установка сертифицирована, освоено ее серийное производство, внедрена на 12 скважинах.

Ключевые слова

управляемые клапаны, штанговый дифференциальный насос, горизонтальная скважина, боковой ствол, вязкость, динамический уровень

В последнее время большинство новых месторождений, вводимых в разработку в Татарстане и в регионе Урало-Поволжья, характеризуются наличием в них вязких нефтей, низким пластовым давлением, а также наклонно-направленным профилем ствола скважины. Большая часть скважин на таких месторождениях эксплуатируется с помощью скважинных штанговых насосов (далее — СШН).

Высокая вязкость поднимаемой из скважины продукции осложняет работу насосного оборудования, в том числе из-за запаздывания срабатывания или залипания клапанов СШН. Горизонтальные скважины или скважины с увеличенным отклонением от оси как правило, дают более высокие показатели отбора нефти, чем вертикальные, поскольку обеспечивают большую площадь контакта продуктивного пласта со стволом скважины [1]. Кроме того, низкое пластовое давление в продуктивных пластах нефтяных залежей не дает возможность получить высокие показатели дебита извлекаемой продукции при высоком динамическом уровне в скважине, снизить который не позволяет ограничение на глубину спуска СШН, из-за превышения предельно допустимого угла установки насосного оборудования на наклонном участке

скважины. Общеизвестным критерием стабильной работы серийных СШН является не превышение в месте установки насоса угла наклона выше допустимого, а именно 42°. Это является необходимым условием для обеспечения работы шаровых клапанных пар.

В связи с изложенным, создание и внедрение СШН, работающих при углах наклона выше допустимых для серийных СШН является актуальной задачей.

При эксплуатации штанговых глубинных насосов в наклонно-направленных скважинах помимо глубины спуска, для поддержания стабильного динамического уровня и обеспечения длительного межремонтного периода оборудования, решающее значение имеет также прямолинейность интервала установки скважинного оборудования, характеризующиеся соответственно зенитным углом и интенсивностью набора кривизны скважины в месте установки насоса.

В соответствии с регламентами по бурению наклонно-направленных скважин профили наклонных скважин не должны иметь участки с интенсивностью искривления более 1,5° на 10 м при наборе угла наклона и 3° на 100 м на участке регулируемого снижения угла наклона [2]. Также ограничивается интенсивность искривления ствола в интервале

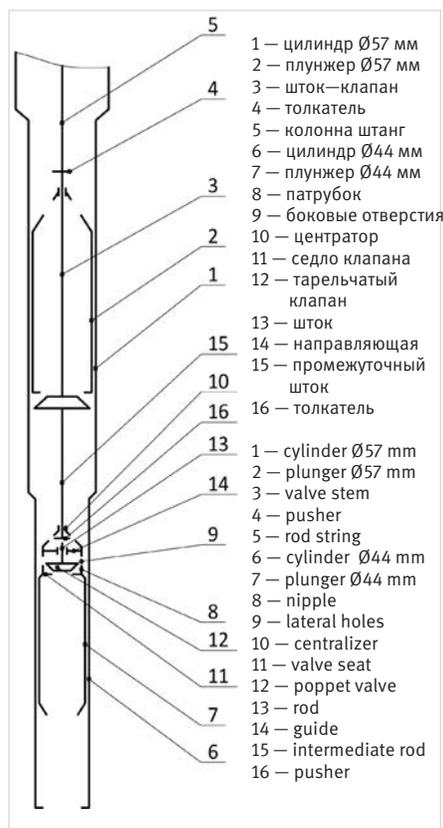


Рис. 1 — Принципиальная схема НД-НГС
Fig. 1 — Schematic diagram of differential pump for controlled directional and horizontal wells

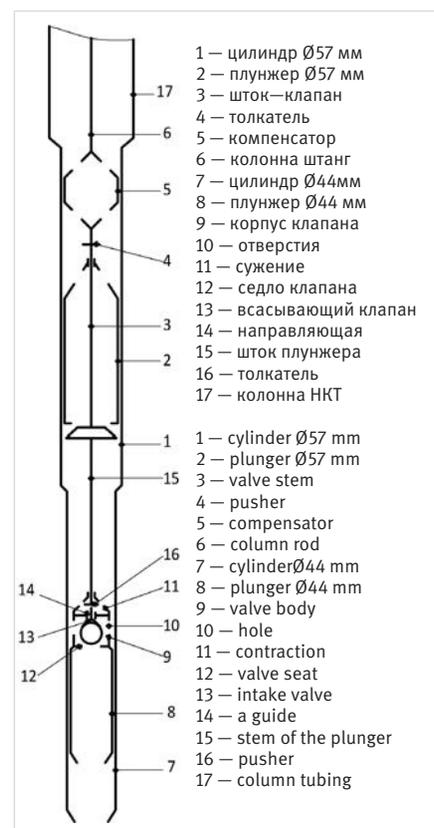


Рис. 2 — Принципиальная схема НД-НГС внедряемая по итогам ОПИ
Fig. 2 — Schematic diagram of differential pump for controlled directional and horizontal wells implemented on the basis of experimental pilot test

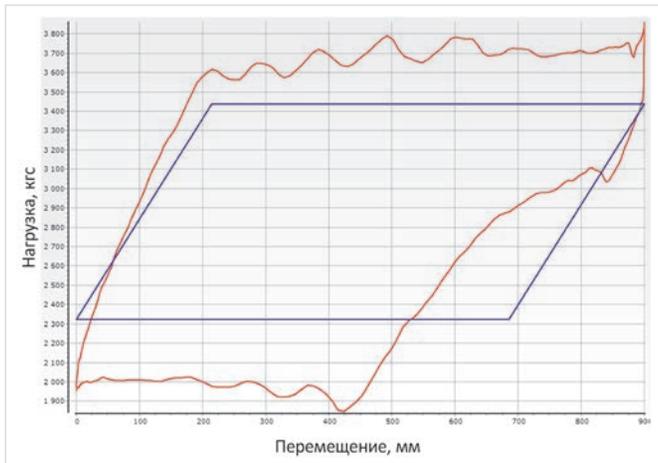


Рис. 3 — Динамограмма до внедрения НД-НГС от 17.08.2016 г.
Fig. 3 — Dynamogram before the introduction of differential pump for controlled directional and horizontal wells from August 17, 2016

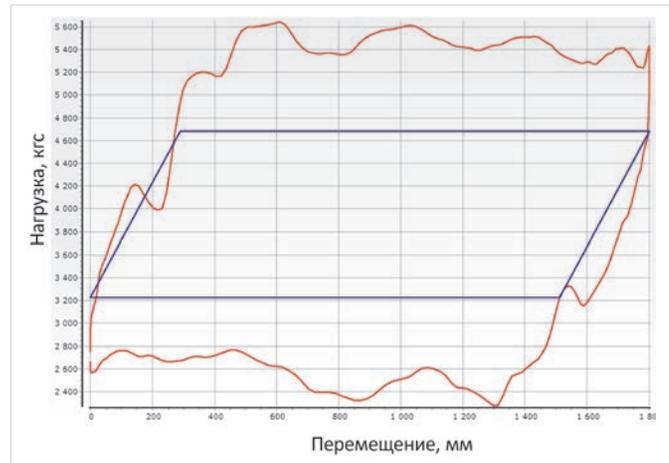


Рис. 4 — Динамограмма при работе НД-НГС от 09.10.2016 г.
Fig. 4 — Dynamogram during the work of differential pump for controlled directional and horizontal wells from October 9, 2016

установки насосного оборудования — она должна быть не более 3° на 100 м [3]. Для некоторых серийно выпускаемых СШН является недопустимым установка насоса на участке, имеющем степень набора кривизны (i) более 1° на 10 м и зенитного угла (α) равного или более 40° .

Специалистами отдела инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл» разработана конструкция скважинного штангового дифференциального насоса для наклонных и горизонтальных скважин (далее — НД-НГС) с принудительной работой клапанов [4].

Насос НД-НГС (рис. 1) содержит цилиндр большого диаметра 1 с размещенным в нем плунжером большого диаметра 2 и нагнетательным шток-клапаном 3 с толкателем 4, взаимодействующим с верхним концом плунжера большого диаметра 2 и жестко соединенным с колонной штанг 5. Цилиндр большого диаметра 1 снизу соединен с цилиндром меньшего диаметра 6, в котором размещен полый плунжер 7, верхняя часть которого соединена с патрубком меньшего диаметра 8 с боковыми отверстиями 9 и центратором 10 в верхней части патрубка 8, а в нижней части патрубка 8 установлено седло клапана 11. В патрубке 8 размещен тарельчатый запорный элемент 12 всасывающего клапана со штоком 13, установленным в направляющей 14. Нижняя часть нагнетательного шток-клапана 3 жестко соединена с промежуточным штоком 15 с толкателем 16, взаимодействующим с штоком 13 и соединенным с верхней частью патрубка 8 с возможностью ограниченного осевого перемещения относительно патрубка 8.

При ходе колонны штанг 5 вверх движется вверх и жестко соединенный с ней через толкатель 4 нагнетательный шток-клапан 3, который перекрывает проходное сечение между нагнетательным шток-клапаном 3 и плунжером большого диаметра 2, который оставался на месте за счет трения плунжера большого диаметра 2 о внутреннюю поверхность цилиндра большого диаметра 1. Одновременно с нагнетательным шток-клапаном 3 движется вверх и жестко соединенный с ним промежуточный шток 15, толкатель 16 которого, взаимодействуя с центратором 10 патрубка 8, перемещает вверх полый плунжер меньшего диаметра 7. При этом, жидкость находящаяся в цилиндре большого диаметра 1 над плунжером большого диаметра 2

движется вверх к устью скважины, в полости цилиндров 1 и 6 между плунжерами 2 и 7 создается разрежение, открывается проходное сечение между запорным элементом 12 всасывающего клапана и седлом 11 через которое, а также отверстия 9 и кольцевой зазор между патрубком 8 и цилиндром меньшего диаметра 6 жидкость снизу через полый плунжер меньшего диаметра 7 поступает в полость цилиндров 1 и 6 между плунжерами 2 и 7.

При ходе колонны штанг движется вниз и жестко соединенный с ней через толкатель 4 шток-клапан 3, а также за счет перепада давления и плунжер большого диаметра 2. Плунжер меньшего диаметра 7 за счет трения его о внутреннюю поверхность цилиндра малого диаметра 6 остается на месте, а промежуточный шток 15 жестко соединенный с нагнетательным шток-клапаном 3 движется вниз относительно патрубка 8 до упора в шток 13 запорного элемента 12 всасывающего клапана. После чего начинает двигаться вниз запорный элемент 12 всасывающего клапана до посадки его на седло 11. Затем начинает двигаться вниз плунжер меньшего диаметра 7. При этом в полости цилиндров 1 и 6 между плунжерами 2 и 7 растет давление, затем за счет трения плунжера большого диаметра 2 о внутреннюю поверхность цилиндра большого диаметра 1 плунжер большого диаметра 2 останавливается, нагнетательный шток-клапан 3 продолжает движение вниз и открывается проходное сечение между нагнетательным шток-клапаном 3 и плунжером большого диаметра 2, жидкость из-под плунжера большого диаметра 2 перетекает в надплунжерную полость цилиндра большого диаметра 1. Далее циклы повторяются.

При ходе колонны штанг 5 вниз, когда запорный элемент 12 всасывающего клапана посажен на седло 11, столб жидкости над плунжером меньшего диаметра 7 воздействует на него и создает направленную вниз дополнительную силу облегчающую ход колонны штанг 5, предотвращая их «зависание» при движении в вязкой среде.

Насос НД-НГС обеспечивает принудительное закрытие нагнетательного и всасывающего клапанов и открытие нагнетательного клапана, что позволяет насосу работать в высоковязкой среде, и при угле наклона скважинного насоса больше угла допустимого для серийных ШГН, вплоть до горизонтального положения.

По мере проведения опытно-промышленной эксплуатации в первоначальный вариант конструкции дифференциального насоса НД-НГС был внесен ряд изменений (рис. 2):

1. использование в качестве материалов управляемого нагнетательного клапана сталей 40X13 ГОСТ 4543-71 и 95X18 ГОСТ 5632-72 с применением различных режимов термообработки, как объемной, так и поверхностной;
2. применение различных конфигураций углов, образующих уплотнительную поверхность клапана;
3. внедрение пустотелого промежуточного штока увеличенного диаметра 15 (рис. 2) с целью уменьшения «мертвого» объема между плунжерами и предотвращения излишнего газообразования;
4. установка компенсатора 5 над верхним плунжером 2 (рис. 2), исключающего передачу влияния изгибающих моментов и напряжений от колонны штанг на шток-клапан цилиндра $\varnothing 57$ мм, что обеспечивает гарантированную посадку клапана на седло, и предотвращает изгиб и заедание штока;
5. установка компенсатора 5 над верхним плунжером 2 (рис. 2) предотвращает возможность отворота плунжера;
6. применение стандартной клапанной пары «седло-шар» с возможностью принудительной работы в качестве запорного элемента всасывающего клапана (рис. 2);
7. установка клапанных пар из кобальтового сплава ST, аналогичных применяемым в шариковых клапанах, в качестве запорного элемента нагнетательного клапана;
8. установка противоотворотных муфт над блоком плунжеров позволило снизить число отворотов штанг.

На ряде скважин совместно с насосами НД-НГС применялись роликовые центраторы штанг, а также проводилось внедрение технологии эксплуатации боковых стволов с применением канатной штанги устанавливаемой в месте интервала интенсивного набора кривизны, позволяющей устранить истирание колонны НКТ и штанг из-за уменьшения сил трения между ними.

Практика показывает, что эксплуатация СШН при наличии критического искривления в интервале установки насоса усиливает

влияние таких негативных факторов, как:

- значительное увеличение износа штанг в результате трения штанг об трубы;
- увеличение количества случаев отворота штанг и плунжера;
- увеличение и передача влияния изгибающих моментов, сил трения

и накопленных в результате изгиба напряжений на механические узлы насосного оборудования;

- возникновение дополнительных вибраций и заклинивание плунжера в цилиндре насоса.

Все перечисленные факторы приводят к

уменьшению межремонтного периода эксплуатируемого оборудования.

По состоянию на 2 квартал 2018 г. в фонде добывающих компаний ООО УК «Шешмаойл» в работе находятся 5 установок НД-НГС из 12, что составляет 41,6%. Из 12 скважин, оборудованных внедряемой СШН эффект по дополнительной добыче нефти получен на 6 скважинах. За время проведения опытно-промысловой эксплуатации установки НД-НГС общая накопленная добыча на 12 скважинах составила 10247,8 т, дополнительная добыча нефти составила 1886,1 т. Эксплуатация НД-НГС на 7 скважинах из 12 (58,3%) проводилась при условиях зенитного угла скважины (а) и интенсивности набора кривизны (i) в месте установки насоса, превышающих предельно допустимые для серийных ШГН. Результаты внедрения НД-НГС сведены в табл.

Как видно из таблицы, наработка НД-НГС на скважинах 3319 и 8743 составила 19 и 24 суток соответственно. На данных скважинах был внедрен первоначальный вариант насоса, принципиальная схема которого представлена на рис. 1, обе установки были демонтированы по причине неисправности нагнетательного клапанного узла. Столь быстрый выход из строя клапанных пар явился результатом неточности изготовления производителем и несовершенством технологии термообработки на первых партиях опытных образцов. В 2016 г. материал узла нагнетательного клапана был заменен на кобальтовый сплав ST и его изготовление производится на специализированных предприятиях, что позволило существенно повысить ресурс надежности клапанов и внедряемого дифференциального насоса НД-НГС в целом.

В АО «Шешмаойл» на скв. № 3745 были проведены приемо-сдаточные испытания НД-НГС, которые показали его работоспособность. Получен сертификат соответствия (ТС RU Д-РУ.АЯ54.В.06032).

В качестве примера рассмотрим опыт эксплуатации НД-НГС в АО «Иделойл» на скважинах 1477г и 1481г с недопустимыми для серийных ШГН параметрами зенитного угла и интенсивности набора кривизны.

Скважина №1477г

Месторождение Дачное. Скважина эксплуатирует турнейский ярус. В период с 09.09.2016 г. и по настоящее время скважина

№ п/п	№ скв.	Горизонт, ярус, коллектор	Год внедрения	Время работы, сут	Ож, м3/сут до внедрения	Ож, м3/сут после внедрения	Коэффициент подачи	Обводненность, %	Вязкость мПа·с	интенсивность набора кривизны в месте уст. насоса, гр/10М	зенитный угол, гр
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	3752	турнейский ярус	2011	95	1,90	1,95	0,64	27,1	175,4	4,12	61,07
			2013	355	0,70	1,86	0,52	61,8	286,0	1,61	85,19
2	3745	башкирский ярус	2011	571	1,80	0,83	0,74	6,5	303,9	0,46	15,30
3	3319	турнейский ярус	2012	19	0,10	8,30	0,81	3,0	118,7	0,30	13,15
4	8743	верейский горизонт	2013	24	2,00	2,00	0,83	2,0	74,1	0,12	6,39
5	117	турнейский ярус	2014	177	нов.	0,70	0,53	11,6	159,4	0,42	69,39
6	3506	турнейский, бобринский, верейский коллекторы	2015	303	3,70	6,70	0,68	16,0	101,1	0,04	1,53
7	9334	турнейский ярус	2016	101	4,30	3,10	0,60	51,7	117,3	0,49	53,63
8	262г	бобринско-радаевский коллектор, тульский горизонт	2016	564	6,46	15,39	0,75	61,0	174,2	3,51	73,29
9	1477г	турнейский ярус	2016	473	1,50	2,63	0,59	9,4	62,2	2,79	66,54
10	1481г	бобринско-радаевский коллектор	2017	303	2,60	2,40	0,70	12,2	65,7	2,38	57,35
11	3442	башкирский ярус	2017	125	35,4	31,10	0,77	87,6	342,2	0,42	16,30
12	334г	тульский горизонт	2018	197	1,50	1,10	0,60	9,4	74,5	1,24	67,20

Таблица. Результаты эксплуатации НД-НГС

Table. Operation results of the differential pump for controlled directional and horizontal wells

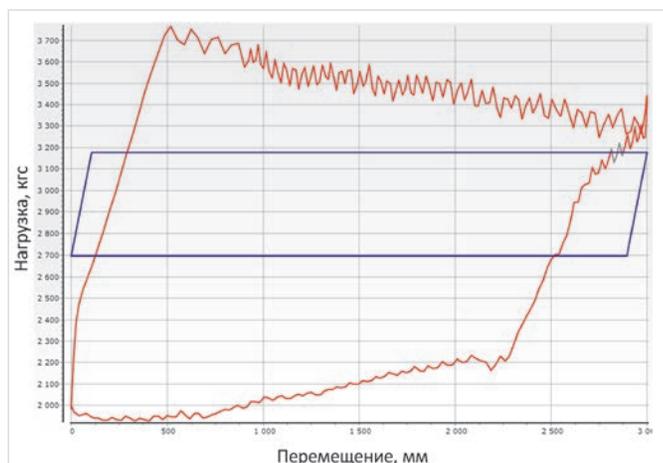


Рис. 5 — Динамограмма до внедрения НД-НГС от 06.12.2016 г.
Fig. 5 — Dynamogram before the introduction of differential pump for controlled directional and horizontal wells from December 6, 2016

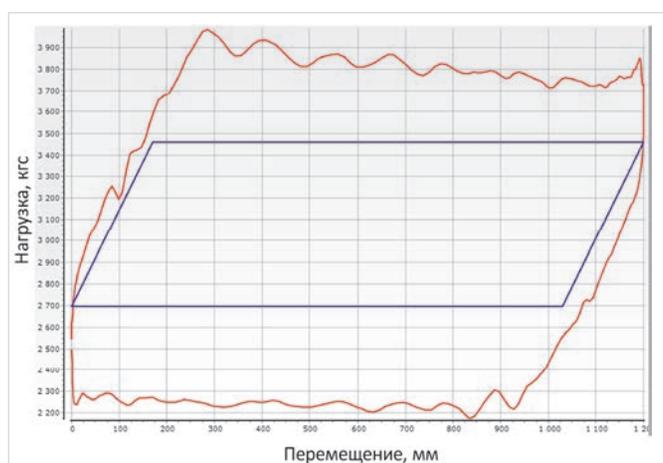


Рис. 6 — Динамограмма при работе НД-НГС от 09.05.2017 г.
Fig. 6 — Dynamogram during operation of differential pump for controlled directional and horizontal wells from May 9, 2017

эксплуатируется установкой НД-НГС. Средний дебит нефти за 3 мес. до внедрения установки составлял $Q_{н.ср} = 1,29$ т/сут, после внедрения НД-НГС в 1-й месяц составил $Q_{н.ср} = 4,7$ т/сут, во 2-й месяц $Q_{н.ср} = 4,2$ т/сут, в 3-й месяц $Q_{н.ср} = 2,7$ т/сут. Средний дебит нефти за время работы НД-НГС составил 2,19 т/сут. Общее время работы установки составляет 473 суток. Всего с начала работы установки накопленная добыча составила 1217 т, дополнительно полученная нефть — 582,1 т.

Насос НД-НГС изначально был спущен на 1144 м ($\alpha=47^\circ$, $i=3,57^\circ/10$ м), углубив подвеску насоса на 102 м по сравнению с предыдущей установкой, после 320 суток эксплуатации насос спустился еще на 83 м, до 1227 м, при этом интенсивность набора кривизны составила $2,79^\circ/10$ м, зенитный угол — $66,5^\circ$.

Вязкость извлекаемой продукции на скважине составляет 63 мПа·с. Коэффициент подачи насоса при работе установки $K_{под}$ увеличился с 0,41 (рис. 3) до 0,59 (рис. 4). Коэффициент наполнения насоса $K_{нап}$ также увеличился с 0,61 до 0,79. На динамограмме, представленной на рис. 3 видно влияние свободного газа. На динамограмме, представленной на рис. 4 увеличилась максимальная нагрузка на головку балансира станка-качалки за счет изменения глубины подвески ГНО, а также создания дифференциальным плунжером дополнительной силы, направленной вниз. Можно также отметить нестабильную работу клапанов, которая в дальнейшем была устранена.

Скважина № 1481г

Месторождение Дачное. Скважина эксплуатирует бобриковско-радаевский коллектор. Средний дебит нефти за 3 мес. до внедрения НД-НГС составлял $Q_{н.ср} = 2,3$ т/сут, после внедрения с 18.04.2017 г. НД-НГС в 1-й месяц средний дебит нефти составил $Q_{н.ср} = 1,7$ т/сут, во 2-й месяц $Q_{н.ср} = 1,7$ т/сут, в 3-й месяц $Q_{н.ср} = 1,6$ т/сут. Средний дебит нефти за время работы с НД-НГС составил 1,94 т/сут. Общая наработка установки на 1.06.2018 г. составила 303 суток. Всего с начала работы установки накопленная добыча составила 587,4 т, дополнительно нефти добыть не получилось.

Изменений по глубине спуска насоса на скв. №1481г не было, при глубине спуска насоса на 1207 м, $\alpha=57,3^\circ$, $i=2,38^\circ/10$ м. Вязкость извлекаемой продукции при эксплуатации НД-НГС составляет 65 мПа·с. За время

работы установки коэффициент подачи насоса $K_{под}$ увеличился с 0,67 (рис. 5) до 0,7 (рис. 6). Коэффициент наполнения насоса $K_{нап}$ также увеличился с 0,78 до 0,89. На динамограмме, представленной на рис. 6, отмечается более стабильная работа оборудования на протяжении всего цикла.

Влияния эффекта снижения динамического уровня на дебит добываемой продукции методом заглубления подвески ГНО на наклонно-направленном участке скважины рассмотрим на примере внедрения НД-НГС на скв. № 262г в АО «Геология».

Скважина № 262г

Месторождение Чеканское. Скважина эксплуатирует бобриковско-радаевский коллектор и тульский горизонт. В период с 11.10.2016 г. по настоящее время скважина эксплуатируется установкой НД-НГС. Средний дебит нефти за 3 мес. до внедрения установки составлял $Q_{н.ср} = 2,13$ т/сут. Средний дебит нефти за время работы НД-НГС составил 5,47 т/сут. Общее время работы установки составляет 564 суток. Всего с начала работы установки накопленная добыча составила 3085,1 т, дополнительно полученная нефть — 1883,8 т.

До внедрения НД-НГС скважина эксплуатировалась вставным насосом $\varnothing 44$ мм. При внедрении НД-НГС значительно увеличили глубину спуска насоса с 601 м до 1160 м, при этом интенсивность набора кривизны увеличилась с $0^\circ/10$ м до $3,51^\circ/10$ м, зенитный угол с 2° до $73,3^\circ$.

Вязкость извлекаемой продукции при эксплуатации НД-НГС составляет 174 мПа·с. Коэффициент подачи насоса при работе установки $K_{под}$ увеличился с 0,35 (рис. 7) до 0,75 (рис. 8). Коэффициент наполнения насоса $K_{нап}$ также увеличился с 0,40 до 0,91. Длина хода полированного штока станка-качалки была увеличена с 1,5 м до 1,8 м, число качаний в обоих случаях оставалось неизменным и составляло 5,4 кач/мин. На динамограмме, представленной на рис. 7 видно влияние свободного газа. На динамограмме, представленной на рис. 8 можно отметить увеличение максимальной нагрузки на головку балансира привода и наполнение динамограммы.

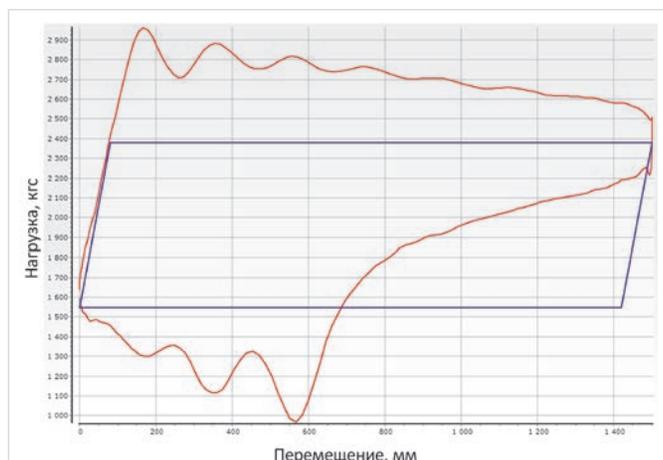
Таким образом, применение насоса НД-НГС, позволяющего работать на участках ствола скважины с интенсивностью набора

кривизны и зенитным углом недопустимыми для серийных ШГН, является возможным способом увеличения дебита скважины.

Конструкция НД-НГС позволяет исключить необходимость применения сливного устройства в ходе подземного ремонта скважины (ПРС), производить прямую и обратную промывки клапанов насоса при извлечении блока плунжеров из колонны цилиндров (приподъем компоненты на 5–6 метров) и обеспечивает проведение обратной промывки клапанов без извлечения плунжеров из цилиндров насоса, совершая при этом периодические возвратно-поступательные движения плунжера ходом 1 метр. Также конструкция насоса позволяет в ходе ПРС производить ревизию и ремонт узлов всасывающего и нагнетательного клапана при подъеме блока плунжеров на колонне штанг без необходимости извлечения колонны цилиндров.

На основе результатов опытно-промышленной эксплуатации НД-НГС можно сделать следующие основные выводы:

1. внедрение в большинстве случаев (66,6%) проводилось на малодебитных скважинах (с суточным дебитом менее 5 м^3), после внедрения установок в 50% случаев отмечался прирост суточного дебита скважин;
2. средняя вязкость поднимаемой продукции составляет 158 мПа·с, что позволяет отнести ее к высоковязкой. Успешная работа установок в подобных условиях обеспечивается принудительным режимом работы клапанных пар и наличием достаточных проходных сечений в конструкции насоса;
3. статистика и опыт проведения промышленной эксплуатации скважинного штангового дифференциального насоса для наклонных и горизонтальных скважин НД-НГС позволяет говорить о достаточной надежности оборудования, высоких эксплуатационных характеристиках и о его работоспособности в условиях добычи нефтей вплоть до высоковязких, при эксплуатации как условно-вертикальных, наклонно-направленных, так и горизонтальных скважин.
4. максимальное рабочее давление НД-НГС — 16 МПа, вязкость отбираемой продукции не более 1000 мПа·с, содержание газа на приеме насоса не более 10%.



Динамограмма до внедрения НД-НГС от 20.09.2016 г.
Fig. 7 — Dynamogram before introduction of differential pump for controlled directional and horizontal wells from September 20, 2016

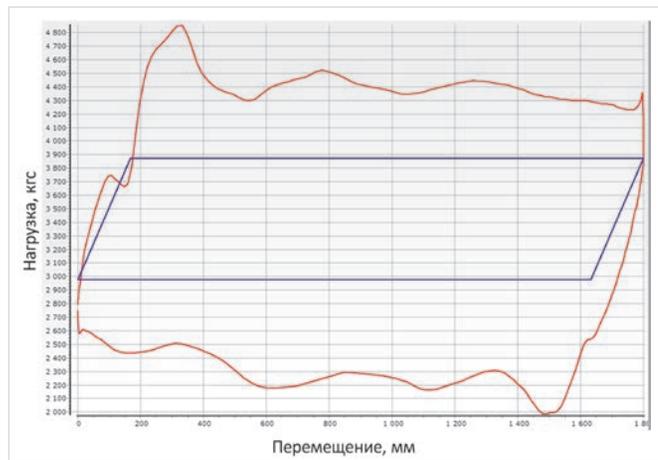


Рис. 7 — Рис. 8 — Динамограмма при работе НД-НГС от 27.10.2016 г.
Fig. 8 — Dynamogram during operation of differential pump for controlled directional and horizontal wells from October 27, 2016

Выводы

1. Внедрение в большинстве случаев (66,6%) проводилось на малодебитных скважинах (с суточным дебитом менее 5 м³), после внедрения установок в 50% случаев отмечался прирост суточного дебита скважин;
2. Средняя вязкость поднимаемой продукции составляет 158 мПа·с, что позволяет отнести ее к высоковязкой. Успешная работа установок в подобных условиях обеспечивается принудительным режимом работы клапанных пар и наличием достаточных проходных сечений в конструкции насоса;
3. Статистика и опыт проведения

промысловой эксплуатации скважинного штангового дифференциального насоса для наклонных и горизонтальных скважин НД-НГС позволяет говорить о достаточной надежности оборудования, высоких эксплуатационных характеристиках и о его работоспособности в условиях добычи нефтей, вплоть до высоковязких, при эксплуатации как условно-вертикальных, наклонно-направленных, так и горизонтальных скважин.

4. Максимальное рабочее давление НД-НГС — 16 МПа, вязкость отбираемой продукции не более 1000 мПа·с, содержание газа на приеме насоса не более 10%.

Литература

1. Форест Грей. Добыча нефти. М.: Олимп-Бизнес, 2003. 416 с.
2. Инструкция по бурению наклонно направленных скважин. РД 39-2-810-83. М.: ВНИИБТ, 1983.
3. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. РД 39-2-171-79. Тюмень: СибНИИНП, 1979.
4. Патент №120727 РФ. Дифференциальный штанговый насос для добычи высоковязкой нефти. Приоритет от 29.03.12. Кл. МПК F 04 В 47/00.

Operation experience of differential pump for controlled directional and horizontal wells

Authors:

- Anatoliy A. Isaev** — leading engineer of the department for innovations and examination; isaevf-oil@yandex.ru
Aleksandr A. Tsink — design engineer of the 2nd category
Rustem S. Takhautdinov — general director
Rashit M. Akhunov — head of design engineering group of the department for innovations and examination
Mikhail V. Kochubey — chief design engineer

Sheshmaoil Management Company LLC, Almet'yevsk, Russian Federation

Abstract

Currently, in the field of oil production, horizontal and controlled directional wells, as well as sidetracks, are widely used since they provide a large area of contact between the producing reservoir and the wellbore. The operation of such wells by serial borehole sucker rod pumps is limited by the maximum allowable angle of inclination of the sucker rod pump. Also a complicating factor in the exploitation of oil fields, in particular the Ural-Volga region, is the presence of high-viscosity oils. The article presents the operational experience of the developed differential pump units for controlled directional and horizontal wells in complicated conditions, including at slope angles higher than permissible for serial pumps. The installation is certified, its serial production is mastered, it is introduced on 12 wells.

Keywords

controlled valves, rod differential pump, horizontal well, sidetracks, viscosity, dynamic level.

Results

During the period from 2011 to 2018, 12 differential pump for controlled directional and horizontal wells units were installed in

the fund of extractive companies Sheshmaoil Management Company LLC:

- on 6 oil wells in "Sheshmaoil" JSC;
- on 2 oil wells in "Ideloil" JSC;
- on 2 oil wells in "Geologiya" JSC;
- on 1 oil well in "Geotech" JSC;
- on 1 oil well in "Kondurchaneft" JSC;

As of the 2nd quarter of 2018 year there are 5 units of differential pump for controlled directional and horizontal wells in operation, which is 41.6%.

Of the 12 wells equipped with the deployed sucker rod pump unit, the effect on additional oil production was obtained at 6 wells.

During the pilot-field operation of the differential pump for controlled directional and horizontal wells unit, the total cumulative production at 12 wells was 10247.8 tons, the additional oil production was 1886.1 tons.

The operation of the differential pump for controlled directional and horizontal wells at 7 out of 12 (58.3%) wells was carried out under the conditions of the zenith angle of the well (α) and the intensity of the set of curvature (i) at the pump installation site exceeding the maximum allowable values for serial sucker rod pumps.

A certain experience has been accumulated in working with the differential pump for

controlled directional and horizontal wells units, its maintenance, repair, etc.

Conclusions

1. Implementation in most cases (66.6%) was carried out at low-yield wells (with a daily production rate of less than 5 m³), after the introduction of the units in 50% of cases, the daily production rate of wells was increased;
2. The average viscosity of the extracted product is 158 mPa·s, which makes it possible to classify it as high-viscosity. The successful operation of the unit under such conditions is provided by the forced operation of the valve pairs and the presence of sufficient flow area in the pump design;
3. Statistics and experience of field operation of the sucker rod differential pump for controlled directional and horizontal wells allows us to speak about sufficient equipment reliability, high performance characteristics and its operability in oil production conditions up to high viscosity, when operating as conditionally vertical, controlled directional and horizontal wells.
4. The maximum operating pressure ND-NGS is 16 MPa, the viscosity of the recovered product is not more than 1000 mPa·s, gas content at the pump's inlet is not more than 10%

References

1. Forest Gray. *Dобыча нефти* [Oil production]. Moscow: Olimp-Biznes, 2003, 416 p.
2. *Instrukciya po bureniyu naklonno napravlennykh skvazhin* [Instructions for drilling controlled directional well] RD 39-2-810-83. Moscow: VNIIBT, 1983.
3. *Instruktsiya po bureniyu naklonnykh skvazhin s kustovyykh ploshchadok na neftyanykh mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri* [Instruction for drilling inclined wells from cluster sites in oil fields of Western Siberia]. RG 39-2-171-79. Tyumen: SibNIINP, 1979.
4. Patent №120727 RF. *Differentsialnyy shtangovyy nasos dlya dobychi vysokovязкой нефти* [Differential rod pump for high-viscosity oil production]. Priority from 29.03.12, kl. МПК F 04 В 47/00.