

Опыт эксплуатации длинноходовой глубинно-насосной установки для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти

Р.Ш. Тахаутдинов
генеральный директор

Р.М. Ахунов
руководитель конструкторской группы отдела инноваций и экспертизы
ahunovrm44@yandex.ru

М.В. Кочубей
главный конструктор

Ю.К. Денисов
ведущий инженер-конструктор

ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Ряд факторов отрицательно влияет на работу существующих установок УСШН, особенно на скважинах с высоковязкой продукцией, что требуют создания эффективной установки, в том числе и для таких скважин. Отрицательное влияние части из этих факторов с увеличением длины хода плунжера уменьшается. Длина хода созданных ранее установок колеблется от единицы до сотен метров. На основании проведенных экспериментов определена оптимально приемлемая длина хода для разработанной длинноходовой глубинно-насосной установки. Созданная установка обеспечивает плавное изменение длины и скорости движения плунжера вверх и вниз в соответствии с добычными возможностями скважины, дистанционный контроль, сохранение и изменение параметров, защиту от превышения установленных параметров и др. Установка ДГНУ-2-2,5 сертифицирована, освоено серийное производство, внедрена на 35 скважинах различных месторождений.

Материалы и методы

Промысловые эксперименты и испытания длинноходовой глубинно-насосной установки.

Ключевые слова

осложненные условия, длинноходовая глубинно-насосная установка, тяговый элемент, привод, станция управления

Значительное число скважин на нефтяных месторождениях эксплуатируется с помощью установок скважинного штангового насоса (далее — УСШН) с балансирующим приводом, в том числе в условиях, осложненных высокой вязкостью поднимаемой продукции, образованием водонефтяной эмульсии, характерных для большинства вновь вводимых в разработку месторождений Урало-Поволжья.

Существует ряд УСШН с различными безбалансирными приводами скважинного штангового насоса (далее — СШН) [1–3]:

- длинноходовая насосная установка с ленточным тяговым органом (далее — ДНУ с ЛТО) компании АО «Оренбургнефть» с приводом «ВНИИметмаш»;
- штанговая насосная установка компании АО «Татнефть» с цепным приводом типа ПЦ;
- насосная установка компании Unico с линейным приводом штангового насоса типа LRP в комплекте с интеллектуальной станцией управления LRP Drive Unico.

В установке ДНУ с ЛТО с реверсивным приводом плунжер в колонне насосно-компрессорных труб приводит в движение стальная лента, намотанная на барабан привода.

В УСШН с цепным приводом ПЦ с механизмом, преобразующим вращательное движение в возвратно-поступательное, с использованием замкнутой пластинчатой цепи, накинута на звездочки, колонну штанг приводит в движение стальной канат или лента из гибкого неметаллического эластичного материала.

В УСШН с линейным реверсивным приводом LRP с механизмом реечной передачи колонну штанг приводит в движение зубчатая рейка.

Система линейного привода LRP включает интеллектуальную станцию управления с программным обеспечением для управления СШН, которое:

- оптимизирует добычу, производительность и обеспечивает необходимые защиты насоса, штанг и привода за счет согласования производительности УСШН, плавным изменением скорости зубчатой рейки, с потенциальными возможностями скважины и ограничения предельных нагрузок;

- оптимальное заполнение насоса регулируется настройкой скорости при ходе вверх и ходе вниз для снижения гидравлического сопротивления во всасывающем клапане и снижения выделения газа при дросселировании в нем;
- обеспечивает построение поверхностной и глубинной динамограмм при каждом ходе;
- автоматическая проверка клапанов за счет контроля над изменением тягового усилия на зубчатой рейке при ходе вверх и ходе вниз определяет утечки всасывающего и нагнетательного клапанов;
- система управления предоставляет возможность составления отчетов, дистанционного доступа и управления, автоматический перезапуск при остановках, обнаружении неисправности и многое другое;
- система может работать на минимальной скорости 1 ход в минуту и переходить из постоянного режима работы в периодический и обратно из периодического в постоянный.

Характеристики некоторых из приведенных безбалансирных приводов СШН представлены в таб. 1.

Влияние осложненных условий на работу УСШН связано с:

- запаздыванием открытия и закрытия клапанов скважинного насоса;
- зависанием колонны штанг при ходе вниз;
- высокими нагрузками на колонну штанг при ходе вверх;
- низким коэффициентом наполнения жидкостью скважинного насоса;
- срывом подачи скважинного насоса и др.

Актуальной задачей является создание эффективной установки УСШН для подъема из скважины продукции, особенно в осложненных условиях.

Один из путей повышения эффективности установки УСШН это обеспечение длинноходового режима работы СШН, в результате чего увеличивается ресурс работы скважинного оборудования за счет меньшей частоты качаний привода при сохранении производительности и без ухудшения условий работы скважинного оборудования.

Показатели	ВНИИМЕТМАШ	ПЦ60-6-0,25/1025	LRP L 381g-mmm-064
Грузоподъемность, кН	60	60	90
Длина хода, м	200	6	1,63
Скорость, м/с	1,75	0,05-0,25	1
Мощность электродвигателя, кВт	58	3; 5,5	45
Масса, кг	9600	8462	1500

Таб. 1 — Характеристики безбалансирных приводов СШН
Tab. 1 — Characteristics of beamless actuators of oil well sucker-rod pump

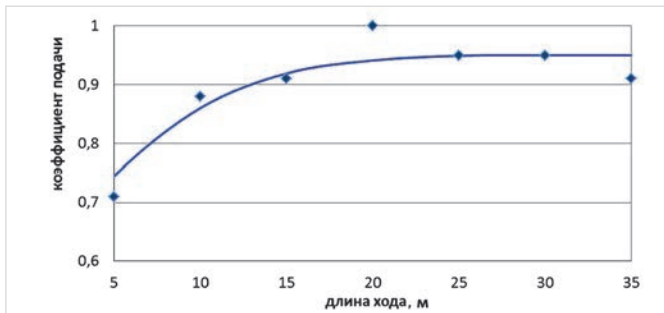


Рис. 1 — Зависимость коэффициента подачи от длины хода
Fig. 1 — Dependence of the delivery rate on stroke length



Рис. 3 — Общий вид длинноходовой глубинно-насосной установки ДГНУ-2-2,5
Fig. 3 — General view of the Long-Stroke Deep Well Pumping Unit DGNU-2-2.5

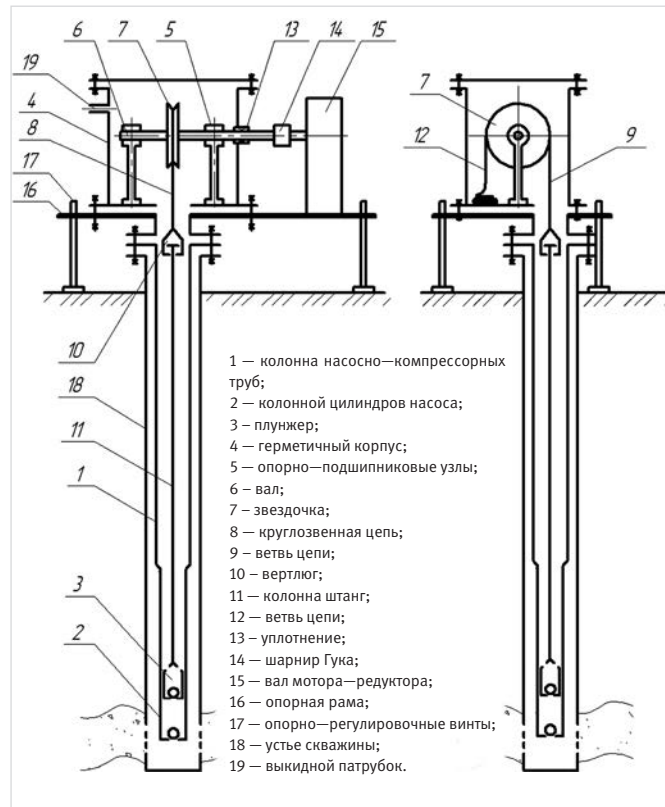


Рис. 2 — Схема установки ДГНУ-2
Fig. 2 — Diagram of the DGNU-2 unit

Известно, что на величину коэффициента подачи УСШН влияют:

- коэффициент наполнения СШН;
- утечки между плунжером и цилиндром, утечки в резьбовых соединениях колонны НКТ;
- газосодержание, вязкость поднимаемой продукции;
- удлинение и/или укорочение длины колонны штанг и колонны НКТ;
- запаздывание открытия и закрытия клапанов СШН;
- величина мертвого объема и др. [4].

Отрицательное влияние части из этих факторов на коэффициент подачи УСШН с увеличением длины хода плунжера уменьшается. Так при работе с различной длиной хода привода, например, 3 м и 20 м, в одинаковых условиях, с одинаковой производительностью СШН имеют одинаковую, например, 0,3 м, потерю рабочего хода плунжера в результате удлинения и/или укорочения

длины колонны штанг и колонны НКТ. От влияния этого фактора в этом случае потеря хода плунжера для УСШН с длиной хода 3 м составит 10%, а с длиной хода 20 м потеря хода плунжера составит 1,5%, то есть в 6,7 раз меньше.

Длина хода насосных установок с приведенными безбалансирными приводами колеблется в широком диапазоне от 1,63 до 200 м. Для определения оптимально приемлемой длины хода были проведены следующие промышленные эксперименты.

На скважине №3751 Ново-Шешминского месторождения АО «Шешмаойл» в 2010 году на колонне насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм была спущена колонна цилиндров длиной 38 м и диаметром 44 мм с всасывающим клапаном. В скважину на колонне штанг, а затем в колонну цилиндров на стальной канате агрегата для свабирования был спущен плунжер с нагнетательным клапаном. С помощью агрегата для свабирования

с постоянной скоростью 1 м/с и с различной длиной хода каната от 5 до 35 м с шагом 5 м осуществлялось возвратно-поступательное движение плунжера. На каждой длине хода проводилось по 5 двойных ходов, поднимаемая при этом из скважины продукция (вода с пленкой нефти) подавалась в мерную емкость. Результаты проведенных экспериментов приведены в таб. 2.

Из графика, представленного на рис. 1, видно, что с увеличением длины хода от 5 до 20 м коэффициент подачи заметно увеличивается, а при дальнейшем увеличении заметного увеличения коэффициента подачи не наблюдается. Оптимальной длиной хода является 20 м.

На основании проведенных экспериментов в ООО УК «Шешмаойл» было принято решение о разработке длинноходовой глубинно-насосной установки (ДГНУ) с длиной хода 20–25 м для добычи нефти, в том числе и в осложненных условиях, с интеллектуальной станцией управления.

В первом варианте конструкции ДГНУ-1 в качестве гибкого тягового элемента, соединяющего привод с колонной штанг, был использован стальной канат, намотанный на барабан, совершающий реверсивное вращение. Испытания установки проводились на скважине №628Д АО «Иделойл» в 2011 году. На скважине №3656 АО «Иделойл» в 2012 году испытывалась аналогичная конструкция привода с кевларовым канатом. Конструкция установки защищена патентом на полезную модель Российской Федерации [5].

Испытания установки ДГНУ-1 показали, что рекомендуемые соотношения диаметра барабана и диаметра стального каната не обеспечивают достаточной наработки на отказ, а кевларовый канат со временем

№ п.п.	Длина хода каната агрегата свабирования, м	Число двойных ходов плунжера	Объем поднятой жидкости, м3	Теоретический объем поднимаемой жидкости, м3	Коэффициент подачи
1	5	5	0,027	0,038	0,71
2	10	5	0,0669	0,076	0,88
3	15	5	0,103	0,114	0,91
4	20	5	0,152	0,152	1,0
5	25	5	0,18	0,19	0,95
6	30	5	0,216	0,228	0,95
7	35	5	0,242	0,266	0,91

Таб. 2 — Результаты экспериментов на скв. №3751 Ново-Шешминского месторождения АО «Шешмаойл»

Tab. 2 — Results of experiments on well № 3751 Novo-Sheshminsk oilfield of "Sheshmaoil" JSC

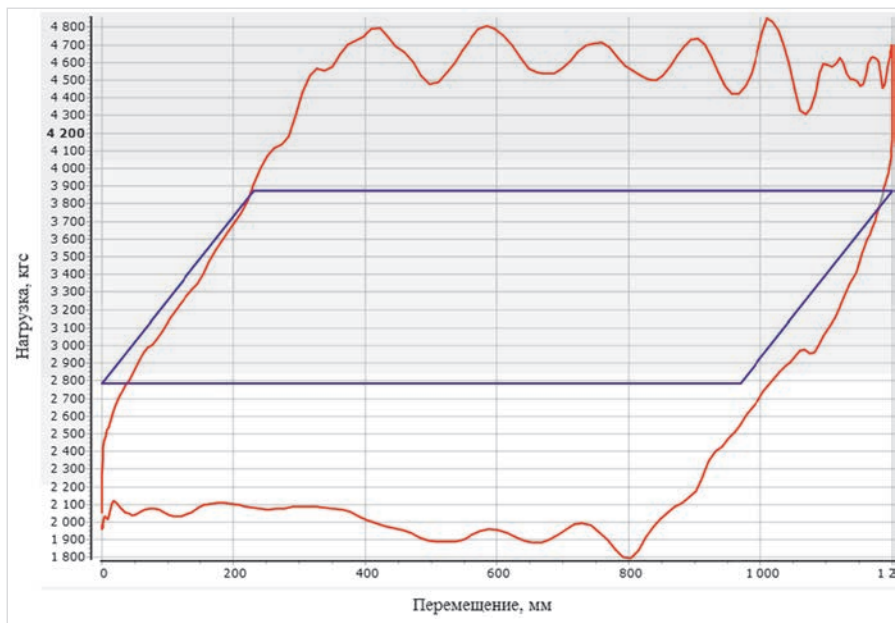


Рис. 4 — Динамограмма нагрузок при работе СК на скв. №3750
Fig. 4 — Dynamogram of loads during the operation of the pumpjack on the well. No.3750

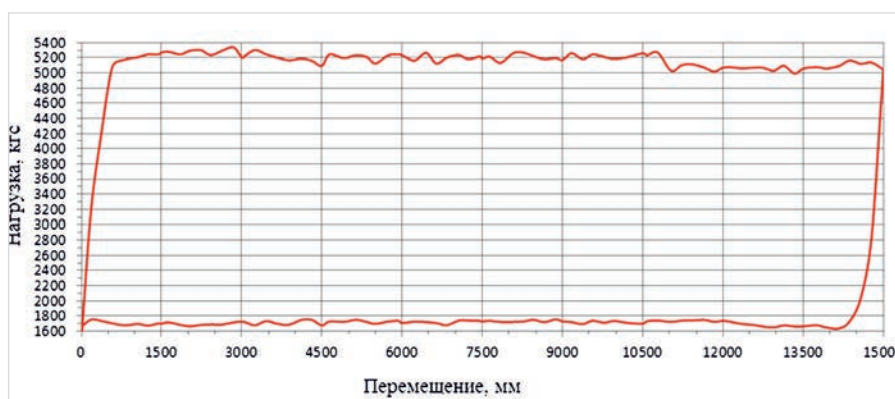


Рис. 5 — Динамограмма нагрузок при работе ДГНУ-2-2,5 на скв. №3750
Fig. 5 — Dynamogram of loads during operation of DGNU-2-2.5 on wells. No.3750

Длина колонны цилиндров Ø44 или 57 мм, м	до 27
Максимальная длина хода плунжера, м	25
Скорость движения плунжера, м/с	0,05-0,1
Рабочее давление установки, МПа	2,5
Привод установки:	
Длина отрезка круглозвенной цепи, м	35
Максимальное рабочее тяговое усилие, т	6
Мощность эл. двигателя мотора-редуктора, кВт	11
Диаметр проходного канала выкидного патрубков, мм	50
Габаритные размеры:	
- длина не более, мм	4200
- ширина не более, мм	1800
- высота не более, мм	2700
Масса не более, кг	3500

Таб. 3 — Характеристики длинноходовой глубинно-насосной установки ДГНУ-2-2,5
Tab. 3 — Characteristics of the long-stroke deep well pumping unit DGNU-2-2.5

в начале хода вниз скручивается в узел, который начинает тереться о стенку НКТ и обрывается.

По результатам проведенных испытаний была разработана схема установки ДГНУ-2, приведенная на рис. 2, где в качестве гибкого тягового элемента, соединяющего привод с колонной штанг, использована круглозвенная цепь, накинута на звездочку.

Установка включает в себя колонну насосно-компрессорных труб 1, соединенную снизу с колонной цилиндров насоса 2, в которой размещен плунжер 3, герметичный корпус 4, в котором установлен в опорно-подшипниковых узлах 5 вал 6 со звездочкой 7, на которую накинута круглозвенная цепь 8. Одна ветвь 9 цепи 8, спущенная в колонну насосно-компрессорных труб 1, соединена через вертлюг 10 с колонной штанг 11, к которой прикреплен плунжер 3, а вторая ветвь 12 цепи 8 свободно размещена в корпусе 4. В корпусе 4 установлено уплотнение 13, подвижно уплотняющее корпус 4 с валом 6, вал 6 соединен через шарнир Гука 14 с валом мотора-редуктора 15. Корпус 4 и мотор-редуктор 15 закреплены на опорной раме 16, снабженной опорно-регулируемыми винтами 17. Корпус 4 герметично соединен с устьем скважины 18 и снабжен выкидным патрубком 19.

Установка ДГНУ-2 работает следующим образом.

Вращение от вала мотора-редуктора 15 передается через шарнир Гука 14 на вал 6 звездочки 7. При вращении звездочки 7 ветвь 9 круглозвенной цепи 8 для хода колонны штанг 11 вниз опускается от звездочки 7 в колонну насосно-компрессорных труб 1, а вторая ветвь 12 круглозвенной цепи 8, свободно уложенная в корпусе 4, поднимается вверх к звездочке 7. Одновременно с колонной штанг 11 опускается вниз в колонне цилиндров 2 и плунжер 3. После окончания спуска за счет реверса вращения звездочки 7, при этом меняется на противоположное направление движения ветвей круглозвенной цепи 8, вместе с ними и направление движения плунжера 3 в колонне цилиндров 2. Таким образом, обеспечивается возвратно-поступательное движение плунжера 3 в колонне цилиндров насоса 2 и соответственно процесс всасывания и нагнетания насоса. Отделом инновации и экспертизы компании ООО УК «Шешмаойл» разработана установка ДГНУ-2-2,5 и совместно со структурными подразделениями ООО «Механика-Сервис» и ООО ЦИТ «БиСофт» освоено ее производство и обслуживание. Созданная длинноходовая глубинно-насосная установка ДГНУ-2-2,5 имеет характеристики, представленные в таб. 3. Конструкция установки защищена патентом на полезную модель Российской Федерации [6]. Общий вид длинноходовой глубинно-насосной установки ДГНУ-2-2,5 представлен на рис. 3.

Установка ДГНУ-2-2,5 за счет длинного хода плунжера при равномерном движении его на большей части длины хода позволяет снизить отрицательное влияние вязкости, газа, удлинения и/или укорочения длины колонны штанг и колонны НКТ и других факторов на работу установки, заполнение жидкостью колонны цилиндров насоса и позволяет

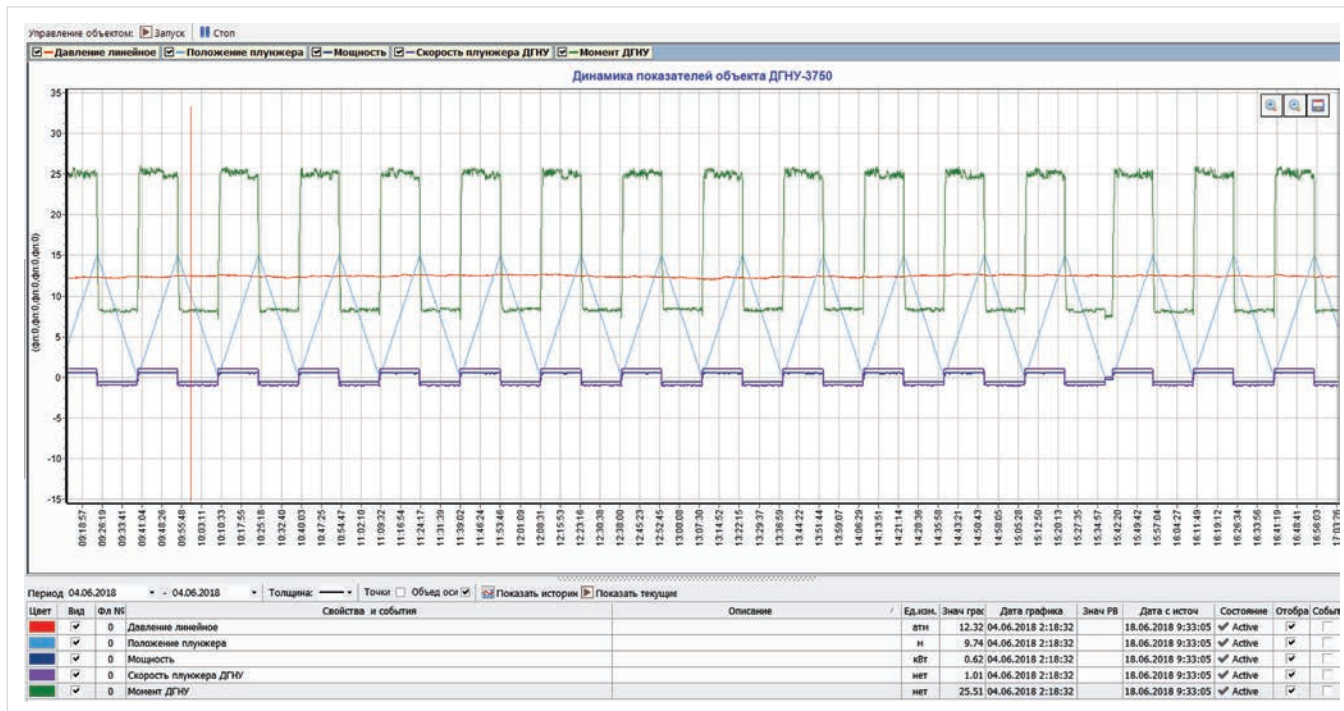


Рис. 6 — Динамика показателей объекта ДГНУ-3750
Fig. 6 — History of indicators of the DGNU-3750 facility

увеличить коэффициент наполнения и, соответственно, производительность установки в целом. Пример динамограмм при работе УСШН на скважине №3750 с приводом колонны штанг от станка качалки (далее — СК) представлен на рис. 4 и от привода установки ДГНУ-2-2,5 представлен на рис. 5.

В процессе эксплуатации установки ДГНУ электроэнергия потребляется только при ходе насосных штанг вверх, а при ходе вниз электроэнергия, наоборот, вырабатывается и используется для торможения привода и обогрева станции управления в зимнее время, то есть, снижается электропотребление установки.

Установка ДГНУ-2-2,5 совместно со станцией управления и ее программным обеспечением позволяет:

- плавно изменять в широком диапазоне длину хода и скорость движения плунжера, причем движение плунжера при ходе вверх и ходе вниз может осуществляться с различной скоростью, что позволяет оптимально согласовать работу установки с добычными возможностями скважины, предотвратить «зависание» колонны штанг, срывы подачи насоса, расширить диапазон эксплуатируемых скважин с осложненными условиями;
- станция управления позволяет осуществлять дистанционное изменение режимов работы (в непрерывном или периодическом режиме) установки, а также изменение основных текущих значений параметров его работы (длины хода, периодичность и количество серий с заданной скоростью и длиной хода плунжера, времени паузы между движением плунжера вверх и вниз, ускорения в начале движения плунжера вверх и вниз);
- в станции управления предусмотрена защита установки по превышению или занижению заданного рабочего давления, защиты насоса, цепи, штанг и привода по заданным значениям максимального

и минимального крутящего момента, автоматического перезапуск при определенных условиях;

- станция управления установки совместно с программным продуктом KRON-TM2 обеспечивает дистанционный контроль и сохранение основных параметров работы установки, таких как величина потребляемого тока, крутящего момента, рабочего давления, положение и скорость движения плунжера, что позволяет диагностировать работу клапанов и установки в целом.

Динамика показателей работы установки ДГНУ-2-2,5 на скважине №3750 представлена на рис.6.

В процессе промысловых испытаний установки ДГНУ-2-2,5 были выявлены проблемы, связанные с беспрепятственным движением второй ветви цепи, свободно размещаемой в корпусе, которые были решены установкой дополнительных направляющих элементов.

На установку ДГНУ-2-2,5 получен Сертификат соответствия № ТС RU C-RU. АЯ54.В.00196.

Итого

За период с 2010 по 2018 годы установки ДГНУ внедрены на 35 скважинах добывающих компаний ООО УК «Шешмаойл»: - в АО «Шешмаойл» на 23 скважинах; - в АО Иделойл» на 7 скважинах; - в ЗАО «Геология» на 5 скважинах. Выведено из консервации 4 скважины. На некоторых скважинах дебит по жидкости после внедрения ДГНУ-2-2,5 увеличился почти в 2 раза. Например, на скв. №412 с 0,6 т/сут до 1,1 т/сут при обводненности 3% и 0,7% соответственно и вязкости нефти 87 сСт, на скв. №3750 с 2,8 т/сут до 4,4 т/сут при обводненности 5% и 4% соответственно и вязкости нефти 137 сСт. Коэффициент подачи после внедрения ДГНУ-2-2,5, например, на скв. №412 увеличился с

0,34 до 0,95, на скв. №3750 с 0,57 до 0,86.

Экономия электроэнергии при эксплуатации ДГНУ-2-2,5 составила по некоторым скважинам до 70% по сравнению со станком качалкой.

Накоплен определенный опыт по работе с такой установкой, ее обслуживанию и ремонту.

Выводы

1. Созданная длинноходовая глубинно-насосная установка ДГНУ-2-2,5 обеспечивает эффективный подъем продукции из скважины, в том числе в осложненных условиях.
2. Установка ДГНУ-2-2,5 успешно прошла промысловые и приемочные испытания, notably серийное производство

Литература

1. Храмов Р.А., Корнев Б.П. Сравнение характеристик приводов длинноходовых насосных установок с ленточным тяговым органом // Нефтяное хозяйство. 1995. №8. С. 42–45.
2. Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г. Цепные приводы: результаты 10-летнего применения в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. 2012. №4. С. 124–127.
3. Клусов А.А., Якимов С.Б., Седых А.А. Инженерный отчет о проведении опытно-промышленных работ по применению линейного привода УШГН в ПАО «Оренбургнефть» // Инженерная практика. 2015. №12. С. 40–46.
4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти и газа. Москва, РГТУ им. Губкина, 2003. 816 с.
5. Патент №124929 РФ. Длинноходовая глубинно-насосная установка, приоритет от 29.03.12, МПК F 04 В 47/02.
6. Патент №128904 РФ. Длинноходовая глубинно-насосная установка, приоритет от 28.11.12, МПК F 04 В 47/02.

Experience of a long stroke deep well pumping unit operation for hard to recover oil reserves production

Authors:

Rustem S. Takhautdinov — general director

Rashit M. Akhunov — head of design engineering group of the department for innovations and examination; ahunovrm44@yandex.ru

Mikhail V. Kochubey — chief design engineer

Yurij K. Denisov — leading design engineer

Sheshmaoil Management Company LLC, Almetyevsk, Russian Federation

Abstract

A number of factors adversely affect the operation of the commercially available oil well pumping units, especially in wells with high viscosity production, which requires development of a high performance installation, in particular for such oil wells. The adverse effect of a part of these factors decreases with the increasing stroke length of the plunger. The stroke length of the previously designed installations ranges from one to hundreds of meters. Based on the conducted experiments, the optimal acceptable stroke length has been determined for the developed Long Stroke Deep Well Pumping Unit DGNU-2-2.5. where the traction element for the string of rods is a round-link chain, which is attached to a chainwheel performing bidirectional rotation. The designed equipment provides the following: smooth adjustment of the length and speed of the plunger's up and down movement in accordance with production capabilities of the well, remote monitoring, saving and changing of parameters, protection against exceeding the set parameters, etc. DGNU-2-2.5 unit is certified, its commercial manufacturing has been launched, and it has been implemented on 35 wells in various oilfields so far.

Materials and methods

Industrial experiments and testing of a long-stroke deep-pumping unit.

Keywords

complicated conditions, long stroke deep well pumping unit, traction motor, drive motor, control station

Results

For the period from 2010 to 2018, the DGNU units were introduced on 35 wells of the producing companies of Sheshmaoil Management Company LLC:

- on 23 oil wells in JSC Sheshmaoil;
- on 7 oil wells in JSC Ideloi;
- on 5 oil wells in JSC Geologiya.

4 wells have been demothballed.

On some wells, the fluid flow rate increased almost 2-fold after the introduction of DGNU-2-2.5. For example, it increased from 0.6 t/day to 1.1 t/day on the well No.412 at 3% and 0.7% watercut, respectively, and with the oil viscosity 87 cSt; from 2.8 t/day to 4.4 t/day on well No.3750 at 5% and 4% watercut, respectively, and with the oil viscosity 137 cSt.

Following the introduction of DGNU-2-2.5, the pump delivery rate has increased, for example, from 0.34 to 0.95 on the well No.412, and from 0.57 to 0.86 on the well No.3750.

Energy savings in operation of DGNU-2-2.5 were up to 70% on some wells compared with pumpjack. A certain experience has been accumulated in working with such an installation, its maintenance and repair.

Conclusions

1. The designed DGNU-2-2.5 Long Stroke Deep Well Pumping Unit provides an effective recovery of the oil well products, in complicated conditions as well.
2. The DGNU-2-2.5 unit has successfully passed field and acceptance tests, its batch production was launched.

References

1. Hramov R.A., Kornev B.P. *Sravnienie kharakteristik privodov dlinnokhodovykh nasosnykh ustanovok s lentochnym tyagovym organom* [Comparison of the characteristics of drives of long-stroke pumping units with a belt traction body]. Neftyanoe hozyajstvo, 1995, issue 8, pp. 42–45.
2. Takhautdinov Sh.F., Ibragimov N.G., Fadeev V.G. *Tsepnye privody: rezultaty 10-letnego primeneniia v OAO Tatneft* [Chain drives: the results of 10 years of application in OJSC Tatneft]. Neftyanoe hozyajstvo, 2012, issue 4, pp. 124–127.
3. Klusov A.A., Yakimov S.B., Sedykh A.A. *Inzhenernyi otchet o provedenii opytno-promyshlennykh rabot po primeneniiu linejnogo privoda USHGN v PAO Orenburgneft* [Engineering report of a pilot-industrial works for the application of the linear drive of a PCP unit in PJSC Orenburgneft]. Inzhenernaja praktika, 2015, issue 12, pp. 40–46.
4. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefi i gaza* [Downhole oil and gas production]. Moscow, Gubkin Russian State University, 2003, 816 p.
5. Patent №124929 of the Russian Federation. *Dlinnokhodovaia glubinnno-nasosnaia ustanovka* [Long-Stroke Deep Well Pumping Unit]. Priority from 29.03.12, IPC F04B 47/02.
6. Patent №128904 of the Russian Federation. *Dlinnokhodovaia glubinnno-nasosnaia ustanovka* [Long-Stroke Deep Well Pumping Unit]. Priority from 28.11.12, IPC F04B 47/02.



ПОЛЕВЫЕ
СКЛАДЫ
ГОРЮЧЕГО

FIELD
FUEL
DEPOTS

ПРИГЛАШАЕМ ВАС
ПОСЕТИТЬ
НАШ СТЕНД



أديبك
ADIPEC

The Abu Dhabi International Petroleum
Exhibition & Conference
12-15 November 2018

WE INVITE TO VISIT
OUR STAND

poli.ru