

**С.Б. Якимов**, главный специалист Департамента нефтегазодобычи, ОАО «НК «Роснефть»;  
**А.А. Клусов**, главный специалист Центра экспертной поддержки и технического развития, г. Тюмень;  
**А.А. Баринов**, менеджер отдела подбора и учета скважинного оборудования, ОАО «Оренбургнефть»

## ЛИНЕЙНЫЙ ПРИВОД ШГН. ПЕРВЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ В РОССИИ

*Эксплуатация скважин штанговыми насосами является одним из старейших и наиболее распространенных в мире способов механизированной добычи нефти. Инновации по совершенствованию данной технологии не часты, но тем не менее они есть. Одна из последних – линейный привод штангового насоса компании Upico Inc., который уже нашел применение во многих зарубежных нефтедобывающих компаниях. Первая в России установка линейного привода ШГН была смонтирована на одной из скважин Красноярского месторождения ОАО «Оренбургнефть» в феврале 2013 г. Какие преимущества и недостатки данное оборудование продемонстрировало в начальный период эксплуатации и есть ли перспективы тиражирования технологии? Авторы статьи проанализировали достоинства и недостатки этого уникального, пока не имеющего аналогов оборудования и представили свое видение относительно перспектив его применения.*

**Ключевые слова:** механический привод штанговых глубинных насосов, эксплуатация штанговых глубинных насосов, линейный привод штангового глубинного насоса.

### ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

В настоящее время наибольшее распространение в качестве установок привода штанговых глубинных насосов (ШГН) получили балансирные станки-качалки (СК). Данный тип привода имеет неоспоримые преимущества, такие как очень высокая надежность и долговечность, относительно высокая энергоэффективность. Однако СК имеют и недостатки, главными из которых, по мнению автора работы [1], являются:

1. Высокая металлоемкость и относительно высокая стоимость транспортировки.
2. Необходимость подготовки бетонного основания или свайного поля перед монтажом привода (капитальные затраты).
3. Высокая стоимость замены установки или ее узлов вследствие большой массы.
4. Низкий срок службы редуктора (если у американских производителей он составляет 20 лет, то отечественные работают в среднем 5 лет).
5. Неудовлетворительное центрирование канатной подвески, обусловленное неточностью изготовления головки ба-

лансира и приводящее к ускоренному износу устьевого уплотнения.

6. Неудобство перестановки пальцев шатунов.
7. Высокая трудоемкость перемещения грузов при уравнивании.
8. Неудобство обслуживания клиноремной передачи.
9. Неудобство поворота головки балансира перед выполнением подземного ремонта скважин.

К перечисленным выше недостаткам можно добавить и наличие большого числа открытых движущихся механизмов, что снижает безопасность обслуживания.

Безбалансирные цепные приводы также получили распространение в отдельных регионах нефтедобычи, так как позволяют значительно увеличить длину хода полированного штока и тем самым добиться оптимального режима экономии электроэнергии и увеличить наработку подземного оборудования на отказ. Однако, как отмечено в работе [1], если по техническим параметрам эти устройства существенно превосходят традиционные станки-качалки, то по надежности до настоящего времени их превзойти не удалось.

Современные методы эксплуатации нефтяных месторождений предусматривают проведение большого количества геолого-технических мероприятий (ГТМ) по увеличению продуктивности скважин, таких как гидравлический разрыв пласта, кислотные обработки, повторная перфорация, бурение бокового ствола и т.д., что обуславливает новые требования к выбору типа оборудования для добычи нефти. На большинстве новых месторождений установка на малодебитном фонде СК и эксплуатация их в течение 20–30 лет возможна только на скважинах, не подверженных большому количеству мероприятий по интенсификации притока. К оборудованию, используемому после проведения ГТМ, выдвигаются новые требования:

1. Высокая мобильность, то есть возможность монтажа сразу после получения информации о новом коэффициенте продуктивности по результатам тестирования скважины после ГТМ.
2. Возможность регулирования производительности насоса в относительно широком диапазоне, что важно при несоответствии фактического дебита жидкости и планируемого после ГТМ.

3. Способность автоматической поддержки оптимальных параметров эксплуатации скважины и оборудования в условиях снижения притока жидкости из пласта.

Несоответствие традиционных балансирных и безбалансирных приводов требованию высокой мобильности и явилось одной из причин резкого сокращения скважин с ШГН во многих нефтесодобывающих районах России, например в Западной Сибири. В реальных ситуациях, когда фактический дебит жидкости после проведения ГТМ оказывается ниже планируемого и уже нет времени для монтажа СК, в скважину спускается электроцентробежный насос (ЭЦН) производительностью 15–30 м<sup>3</sup>/сут. Далее, при постепенном снижении эффекта от ГТМ, насос переводится в периодический режим эксплуатации. Некоторые нефтесодобывающие компании применяют мобильные СК [2], но по причине их высокой стоимости широкого распространения такой тип привода в России не получил. Высокая доля ГТМ в структуре ремонтов скважин явилась одной из причин увеличения объемов применения гидравлических приводов ШГН, главным преимуществом которых стала относительно высокая мобильность и быстрота монтажа после проведения подземного ремонта на скважине. Однако гидравлические приводы имеют и недостатки, главными из которых, по мнению авторов данной статьи, являются:

1. Наличие насосного блока, для которого необходима подготовка основания.
  2. Наличие гидравлических шлангов, работающих под давлением (снижение уровня безопасности).
  3. Относительно дорогое профилактическое обслуживание.
- Таким образом, значительное увеличение доли ГТМ привело к устойчивому тренду сокращения использования на малодебитных скважинах насосов объемного типа и увеличения доли использования низкопроизводительных электроцентробежных насосов. Этому процессу в значительной мере способствует разработка российскими компаниями ЭЦН производительностью 25 м<sup>3</sup>/сут. с повышенным КПД [3]. В целом нельзя однозначно сказать, что данная тенденция является правильной, так как КПД насосов объемного типа выше, чем у большинства ЭЦН, а совокупная стоимость эксплуатации скважин с использованием ШГН ниже. Однако благодаря высокой мобильности УЭЦН, их высокой надежности, хорошей развитости сервисного обслуживания и возможности регулирования производительности в широком диапазоне данный способ добычи постепенно вытесняет ШГН. Разработка принципиально нового привода ШГН – мобильного, надежного, относительно недорогого по стоимости и простого в обслуживании – могла бы изменить ситуацию с выбором способа эксплуатации скважин с дебитами менее 30 м<sup>3</sup>/сут.

#### ПОДГОТОВКА К ИСПЫТАНИЯМ LRP

В 2012 г. компания Unico Inc. (США) предложила провести испытание уникального линейного привода штангового насоса (LRP – liner rod pump), обладающего возможностью быстрого монтажа и оптимизации режима работы ШГН с применением интеллектуального алгоритма. LRP – это реечный привод, с помощью которого обеспечивается возвратно-поступательное движение глубинного насоса в скважине путем вращения вперед и назад асинхронного двигателя. Следует отметить, что работы по созданию подобного при-

We measure it.



на правах рекламы

## Выявляя дефекты. Избегая потерь.

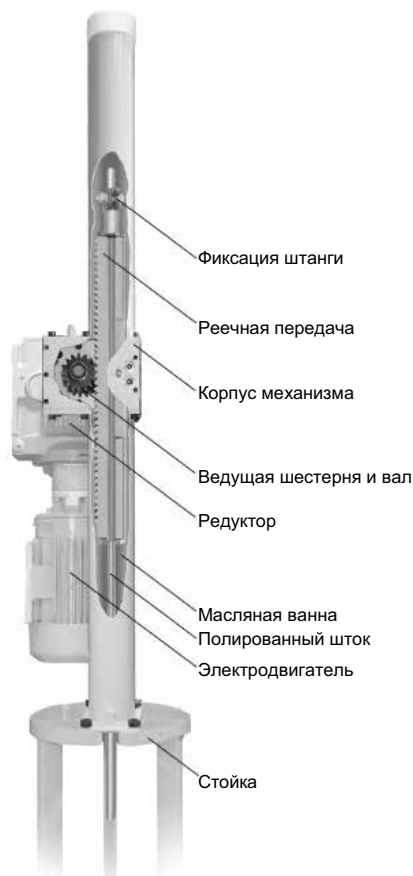
Тепловизор **testo 875i** надежно выявляет причины неполадок на нефтеперерабатывающих предприятиях.

- Термограммы с разрешением 320x240 пикселей с технологией SuperResolution (детектор 160x120 пк)
- Автоматическое распознавание горячих точек
- Сменный объектив для измерений на разных расстояниях

вода велись еще в СССР, однако они так и не были доведены до конца.

Первый LRP был установлен в декабре 2006 г. в США, сегодня эти приводы эксплуатируются в Канаде, Мексике, Венесуэле, Китае, Индонезии, Румынии и Казахстане. Их закупают и эксплуатируют такие нефтедобывающие компании, как Petrom, Chevron, Conoco-Phillips, ExxonMobil, Shell, Total, Eni и другие. Для изучения опыта применения LRP группа специалистов посетила месторождение Suplac (Румыния), где компания Petrom успешно применяет данные приводы с целью снижения операционных затрат [4]. Месторождение с высоковязкой нефтью Suplac разрабатывается с использованием технологии внутрислоевого горения с одновременным использованием методов интенсификации притока обработками призабойной зоны паром. Особенности эксплуатации скважин со средней глубиной 200 м являются остановка добычи после прохождения фронта горения и быстрое снижение притока после обработок паром. При таких условиях наиболее критичными параметрами при выборе типа привода ШГН стали его мобильность (для быстрой перестановки привода после прохождения фронта горения) и способность автоматически поддерживать оптимальные параметры эксплуатации оборудования в условиях быстрого снижения притока. По мнению специалистов компании Petrom, использование LRP вместо традиционных СК позволило снизить как капитальные, так и операционные затраты. После изучения опыта румынской компании было принято решение о целесообразности закупки и испытания двух LRP с максимальной нагрузкой 8 и 12 т. Привод с меньшей грузоподъемностью было запланировано испытать на относительно неглубокой скважине Оренбургского региона, привод с большей грузоподъемностью – на скважине одного из месторождений Западной Сибири. Заключение договора на поставку LRP предшествовала работа по сертификации оборудования и получению разрешения Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Ключевым техническим решением в данном приводе является реечная передача с приводом от реверсивного



**Рис. 1. Реечная передача с приводом от реверсивного асинхронного электродвигателя через редуктор**

асинхронного электродвигателя через редуктор (рис. 1). Привод обеспечивает возвратно-поступательное движение штока насоса в широком диапазоне заданных параметров. Это первый механический привод УШГН, устанавливаемый на планшайбе фонтанной арматуры.

Одним из недостатков, сразу отмеченным специалистами при изучении технической документации, является малая длина хода штока во всей номенклатуре выпускаемых на сегодняшний день приводов с максимальной нагрузкой менее 8 т. Привод модели LRP® L381-286-044, закупленный для испытаний на скважине Оренбургского региона, имел следующие основные характеристики:

1. Максимальная нагрузка на шток – 8 т.
2. Мощность электродвигателя – 22 кВт.
3. Длина хода штока – 1120 мм.
4. Максимальное число двойных ходов – 15 ход./мин.

Очевидно, что режим работы ШГН с малой длиной хода и повышенным числом двойных ходов штока не является оптимальным. Следует отметить и отсут-

ствие в конструкции уравнивающего механизма, что должно увеличить нагрузку на редуктор и, как следствие, увеличить энергопотребление. Однако, по утверждению Unico Inc., особенностью привода является не только конструкция его механической части, но и уникальный интеллектуальный алгоритм управления электродвигателем, позволяющий снижать инерционные нагрузки за счет оптимального изменения скорости движения устьевого штока вверх и вниз. Поставляемая в комплекте с приводом станция управления позволяет поддерживать режим максимального КПД работы системы и отслеживать основные параметры работы в режиме реального времени. Контроллер имеет интеллектуальный алгоритм построения поверхностной и подземной динамограммы на основе данных ватметрограммы, то есть система не имеет каких-либо датчиков нагрузок.

Поскольку LRP ранее в России не применялись, на первом этапе испытания следовало подтвердить или опровергнуть следующие наиболее критические декларируемые преимущества оборудования:

1. Легкость транспортировки и монтажа оборудования на устье скважины.
2. Способность интеллектуального алгоритма управления LRP поддерживать режим работы ШГН с максимальной подачей по жидкости.

## МОНТАЖ LRP

Шефмонтаж и запуск линейного привода L381C-286E-044 был проведен 28 февраля 2013 г. и осуществлялся в следующем порядке:

1. Установка подставки на планшайбу (фото 1).
2. Заливка масла в редуктор (фото 2).
3. Монтаж питающего кабеля.
4. Монтаж привода на подставку.
5. Закрепление устьевого штока в штангодержателе и установка штанговращателя.
6. Подключение и наладка СУ.
7. Пробный запуск.
8. Установка кожуха на зубчатую рейку.
9. Загрузка программного обеспечения.
10. Ввод данных и уставок в контроллер (фото 3).
11. Запуск в работу.
12. Контроль работы оборудования (фото 4).



Фото 1. Установка подставки на планшайбу



Фото 2. Заливка масла в редуктор



Фото 3. Ввод данных и уставок в контроллер



Фото 4. Контроль работы оборудования



Фото 5. Полностью смонтированный и запущенный в работу LRP

На фото 5 показан полностью смонтированный и запущенный в работу LRP. Затраты времени на шефмонтаж LRP, включающий первичный сбор узлов, заливку масла в редуктор и реечный механизм, наладку и запуск в работу составили 4 часа. При монтаже использовался автокран. При смене насоса демонтаж и повторный монтаж LRP выполнялся специалистами ОАО «Оренбургнефть». Бригада из трех человек произвела монтаж и запуск оборудования всего за 35 минут. Было отмечено очень важное преимущество демонтажа LRP: привод может быть демонтирован и установлен на настил в вертикальном положении, и в этом случае нет необ-

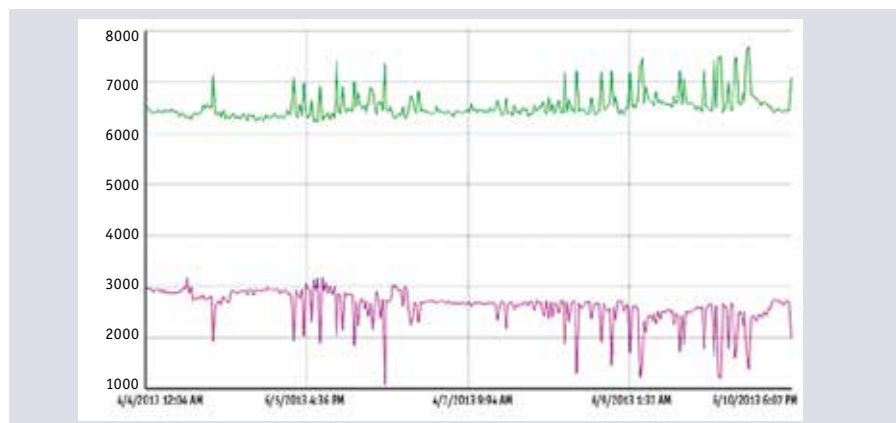
ходимости производить слив масла из реечного механизма. Если привод будет укладываться в горизонтальное положение, необходимо будет произвести операцию слива масла из реечного механизма и повторную заливку перед монтажом LRP. Слив и повторный залив масла в редуктор по причине его полной герметичности производить не требуется.

#### ИСПЫТАНИЕ LRP

Скважина X1 Красноярского месторождения является типичной для Волго-Уральского нефтегазоносного региона России. Продуктивный горизонт сложен карбонатными породами и расположен на относительно небольшой глубине – 1009 м. Эксплуатация скважины производилась с применением ШГН с приводом СКД8-3-4000. Штанговый насос диаметром 44 мм был спущен на глубину 996 м. Обводненность продукции скважины составляла 45%, эксплуатация осложнялась образованием эмульсии с кинематической вязкостью 785 сСт. Для ее разрушения в затрубное пространство скважины производился один раз в неделю долив 300 л реагента LML 4312 компании Nalco. При приводе ШГН от СК длина хода полированного штока составляла 2,5 м, число двойных ходов в минуту – 4,2. Данный режим работы оборудования обеспечивал подачу насоса 18,1 м<sup>3</sup>/сут. Динамический уровень замерить не удавалось по причине наличия ступеньки от колонн разного диаметра. Максимальная и минимальные нагрузки на готовку балансира определялись по показанию накладных датчиков динамографа, поэтому эти данные имеют большую погрешность. Ожидалось, что для получения той же производительности в 18,1 м<sup>3</sup>/сут. при длине хода полированного штока 1,12 м LRP автоматически увеличит число качаний до 10. Однако этого не произошло. При увеличении числа качаний более 8 происходило увеличение максимальной нагрузки до установленного порога в 8 т, что вызывало отключение LRP. Дебит жидкости составил 14,3 м<sup>3</sup>/сут., то есть прежний уровень добычи жидкости достигнут не был. Очевидно, что не был учтен фактор резкого увеличения жидкостного трения штанг при увеличении числа двойных ходов штока в условиях

**Таблица 1. Основные параметры работы оборудования при различных режимах**

Параметр	Дата замера		
	27.02.2013	13.03.2013	04.04.2013
Тип привода	СКД8-3-40000	L381C-286E-044	L381C-286E-044
Максимальная нагрузка на полированный шток, кг	5500	5650	6035
Минимальная нагрузка на полированный шток, кг	1800	2300	2644
Длина хода, м	2,5	1,12	1,12
Число качаний, кач./мин.	4,2	8	8
Насос	нн44	нн44	нн57
Глубина спуска насоса, м	996	996	996
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут.	18,1	14,3	18
Мощность электродвигателя, кВт	30	22	22
Энергопотребление, кВт*ч	9,22	7,88	8,72



**Рис. 2. Изменение нагрузок на полированный шток при эксплуатации скважины**

откачки эмульсии. Для реализации потенциала скважины и выявления возможности LRP по эксплуатации ШГН с заданным коэффициентом его заполнения было принято решение о замене насоса диаметром 44 мм на насос диаметром 56 мм. Применение насоса большего диаметра позволило установить режим работы с меньшим числом качаний, но за это пришлось расплачиваться увеличением максимальной нагрузки на полированный шток. После смены насоса и запуска скважины был установлен режим автоматического поддержания коэффициента его заполнения на уровне 0,85 и ограничения максимального значения двойных ходов штока до 8 кач./мин. Дебит жидкости составил 18 м<sup>3</sup>/сут., расчетный динамический уровень жидкости – 919 м. Основные параметры работы оборудования при различных режимах показаны в таблице 1.

При последующей эксплуатации скважины станция управления LRP начала производить отключение привода с периодичностью примерно 1 раз в 5–7 дней по причине достижения установленного в контроллере порога максимальной нагрузки на полированный шток, равного 8 т. При исследовании причин остановок с анализом информации архива данных контроллера было выявлено, что на скважине фиксировались тренды увеличения максимальной и снижения минимальной нагрузок с большим разбросом данных параметров по амплитуде. На рисунке 2 показано изменение нагрузок на полированный шток при эксплуатации скважины. Ранее при эксплуатации скважин Красноярского месторождения обнаружить эти факты не представлялось возможным по причине отсутствия систем постоянного мониторинга за нагрузками. По нашему предположению, пики нагрузок

связаны с образованием высоковязкой эмульсии в верхней части насосно-компрессорных труб, о чем косвенно указывает значительное возрастание сил трения в начале ходов вверх и вниз (рис. 3). В работе [5] показано, что вертикальные участки в начале хода вверх и в начале хода вниз на динамограмме отражают силы трения в верхней части штанг. Динамограммы такого типа являются типичными для наклонных скважин, однако ствол скважины Х<sub>1</sub> практически вертикальный. Опрессовка насосно-компрессорных труб показала их герметичность, поэтому версия о возникновении сухого трения в верхней части штанг отпадает. После промывки скважины и запуска оборудования в работу динамограмма принимала нормальный вид (рис. 4), пики амплитудных колебаний нагрузок исчезали. Способность контроллера LRP формировать тренды изменения нагрузок в сочетании с возможностью видеть динамограммы работы насоса в режиме реального времени (передача данных через модем) позволили оптимизировать процесс закачки деэмульсатора. Периодический долив реагента стал производиться не по установленному графику, а при формировании тренда повышения максимальной и понижения минимальной нагрузок и при наличии динамограмм с высоким жидкостным трением в верхней части колонны штанг. Это позволило избежать отключения LRP.

По причине образования эмульсии на скважине корректно сравнить энергопотребление при приводе от СК и LRP невозможно. Однако можно отметить, что удельное энергопотребление на подъем 1 м<sup>3</sup> жидкости при использовании LRP находилось на уровне 10–13 кВт\*м<sup>3</sup>, что сопоставимо со средним удельным энергопотреблением при использовании СК на фонде скважин, осложненных образованием эмульсий на Красноярском месторождении.

## ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Одним из декларируемых преимуществ LRP является относительная простота и дешевизна профилактического обслуживания. В таблице 2 перечислены предусмотренные инструкцией по эксплуатации виды и периодичность обслуживания.

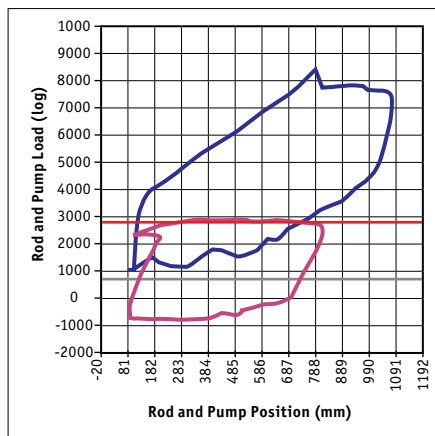


Рис. 3. Значительное возрастание сил трения в начале ходов вверх и вниз

За первые четыре месяца эксплуатации LRP все обслуживание свелось лишь к внешнему осмотру, при этом утечек масла, приводящих к загрязнению оборудования или устья скважины, не происходило. Через полгода эксплуатации запланирована замена масла механизма реечной передачи, а через год – замена масла в редукторе с визуальным контролем состояния зубчатых колес. Следует отметить, что инструкция по обслуживанию предусматривает использование не только минерального,

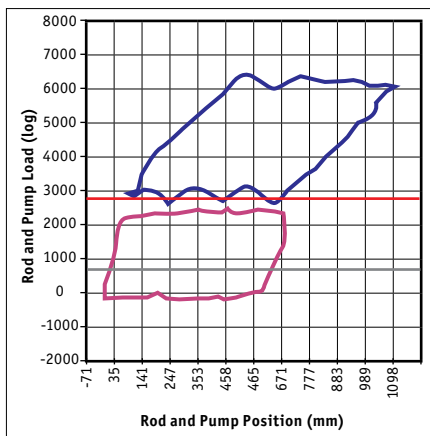


Рис. 4. Вид динамограммы после промывки скважины

но и синтетического масла. В этом случае интервал замены масла в редукторе может быть увеличен до 2 лет. За трехлетний период эксплуатации LRP компанией Petrom не произошло ни одного случая отказа установок. При этом все обслуживание сводилось только к регламентным работам, то есть к замене масла. Если надежность и простота обслуживания LRP при эксплуатации на российских месторождениях будет такой же, можно будет ожидать снижения стоимости операционных затрат на

обслуживание по сравнению с использованием установок гидропривода ШГН и, возможно, даже балансирных станков качалок. Позволит ли LRP снизить операционные затраты на обслуживание, будет ясно через три года эксплуатации, когда будет накоплена статистика отказов и определена стоимость работ по ремонту оборудования.

### ИТОГИ ПЕРВОГО ЭТАПА ИСПЫТАНИЯ LRP

Первый этап испытаний LRP наглядно показал как преимущества данного типа привода ШГН, так и его недостатки. Главным преимуществом является уникальная мобильность, что было подтверждено в практических условиях. Интеллектуальный алгоритм контроллера станции управления, основанный на анализе ватметрограмм, продемонстрировал способность поддерживать режим максимальной подачи насоса в границах технических характеристик подземного и наземного оборудования. Способность станции управления передавать не только текущую информацию, но и историю событий в режиме реального времени позволила оптимизировать процесс закачки химреагента для разрушения

# С Днем нефтяника!



**Таблица 2. Виды и периодичность обслуживания**

Периодичность обслуживания	Вид профилактических работ
Ежедневно	1. Визуальный контроль утечки масла на уплотненных поверхностях и фитингах 2. Визуальный контроль уровня масла по смотровому стеклу в стойке насосного блока LRP 3. Общая очистка от масла и грязи
Каждые полгода	1. Замена масла для смазки механизма реечной передачи в основании насосного блока LRP
Каждый год	1. Замена масла в редукторе 2. Визуальный контроль зубчатых колес, рейки и других механизмов через смотровые люки корпуса 3. Проверка износа зубцов шестерен 4. Проверка момента затяжки болтов

эмульсии. Полностью исчезла необходимость в проведении исследования скважины с применением динамографа и эхолота. Немаловажным преимуществом является то, что почти все движущиеся механизмы LRP закрыты, что повышает уровень безопасности при эксплуатации данного оборудования.

Основным и довольно серьезным недостатком является малая длина хода привода, по причине которой приходится применять режимы с повышенным числом качаний и увеличенным диаметром плунжера насоса. Такие режимы эксплуатации ШГН значительно повышают усталостные нагрузки на штанги, что увеличивает вероятность их обрыва и снижает ресурс эксплуатации. Увеличение числа двойных ходов штока при эксплуатации наклонных скважин отразится на увеличении износа штанг и насосно-компрессорных труб и, несомненно, приведет к увеличению отказов

оборудования. Как показал вышеописанный пример испытаний LRP, увеличение числа двойных ходов штока осложняет эксплуатацию и скважин с эмульсиями. Следует отметить, что компания-производитель хорошо понимает проблемы, связанные с конструктивными недостатками LRP, и работает над их устранением. В настоящий момент разрабатывается привод с большей длиной хода, что сделает данное оборудование более конкурентоспособным.

Впереди еще этап испытаний LRP грузоподъемностью 12 т и длиной хода штока 2,5 м в Западной Сибири и продолжение изучения многочисленных полезных функций контроллера, таких, например, как «режим очистки насоса от песка». Огромный интерес у специалистов вызывает вопрос надежности и стоимости обслуживания данного привода. Однако уже сейчас на основании первого опыта применения LRP в России и на основании

опыта зарубежных компаний можно отметить перспективность использования данного привода в случаях, когда нет полной уверенности в необходимости вложения средств в установку СК. LRP может быть успешно использован, например, для исследования скважин, временной эксплуатации скважин до окончания обустройства на другой способ, эксплуатации скважин с ожидаемым быстрым прекращением эффекта от ГТМ и вместо низкопроизводительных ЭЦН для снижения стоимости эксплуатации. Не стоит забывать и о нефтяных месторождениях, расположенных в труднодоступной местности, и о разведочных скважинах, где существует проблема доставки оборудования. Относительно малогабаритный LRP весом 1,7 т будет иметь в таких ситуациях преимущества. Сможет ли LRP изменить тренд вытеснения штанговых насосов электроцентробежными, покажет время.

#### ЛИТЕРАТУРА:

1. Молчанов А.Г. Станки-качалки: проблемы и перспективы совершенствования // Промышленные ведомости. – 2007. – № 10.
2. Ганеев Р.З. УШГН в ОАО «Варьеганнефтегаз»: решения для снижения удельных затрат на добычу нефти // Вестник механизированной добычи (приложение к журналу «Новатор»): Спецвыпуск, 2012. – С. 21–27.
3. Рабинович А.И. О границе энергоэффективности УЭЦН и УГШН // Инженерная практика. – 2012. – № 10.
4. Якимов С.Б., Косилов Д.А., Баринов А.А. Линейный привод штангового насоса: передовой опыт из Трансильвании // Вестник механизированной добычи (приложение к журналу «Новатор»). – 2013. – № 4. – С. 68–72.
5. Белов И.Г. Исследование работы глубинного насоса динамографом. – М.: Госоптехиздат, 1960. – С. 10–11.

#### Pumps

Yakimov S.B., chief specialist of oil & gas production dept. at Rosneft; Klusov A.A., chief specialist at the center for expert support and technical development, Tyumen; Barinov A.A., manager at the department of downhole equipment selection and inventory, Orenburneft, OJSC

#### Linear rod pumping system. applied in Russia for the 1st time

*Using sucker rod pumps for oil production is one of the oldest and most widely spread artificial lift approaches. There haven't been many upgrades to this technology, but there have been some. The latest one is a linear drive by Unico Inc., which has already been employed by quite a few oil companies. The 1st unit of this type in Russia was assembled at Krasnoyarsk field by Orenburgneft company, in February of 2013. What advantages or disadvantages has it demonstrated during initial operating period? Is there a chance the technology could be rolled out? The authors have analyzed pros and cons of the unique solution and have shared their vision in regards to its application prospects.*

**Keywords:** mechanical drive of sucker rod pumps, operation of sucker rod pumps, linear drive of sucker rod pump.

#### References:

1. Molchanov A.G. Stanki-kachalki: problem i perspektivy sovershenstvovaniya (Rocking horses: problems ad prospects) // Promyshlennye vedomosti (Industrial News). – 2007. – No. 10.
2. Ganeev R.Z. UShNG v OAO «Varyeganneftegaz»: resheniya dlya snizheniya udel'nykh zatrat na dobychu nefiti (SRPs at Varyeganneftegaz: solution that cuts oil production unit costs) // Artificial Lift News (supplement to «Novator» (Innovator) magazine): Special edition, 2012. – Pp 21–27.
3. Rabinovich A.I. O granitse energoeffektivnosti UETsN i UShNG (About the borderline of ESPs and SRPs energy efficiency) // Inzhenernaya praktika (Engineering Practice). – 2012. – No. 10.
4. Yakimov S.B., Kosilov D.A., Barinov A.A. Lineinyi privod shtangovogo nasosa: peredovoi opyt iz Transil'vanii (Linear rod pumping system: best practice form Transylvania) // Artificial Lift News (supplement to «Novator» (Innovator) magazine). – 2013. – No. 4. – Pp 68–72.
5. Belov I.G. Issledovanie raboty glubinnogo nasosa dinamografom (Looking into SRP operation with dynamograph). – Moscow: Gosopttekhizdat, 1960. – Pp 10–11.

## **KSB: Вы формулируете задачу. Мы предлагаем ноу-хау.**

Проектирование и применение, подбор и оптимизация – задачи, которые должны решаться комплексно. Поэтому необходим партнер, понимающий не только требования вашего бизнеса, но и пожелания ваших заказчиков. KSB всегда работает в тесном сотрудничестве с потребителями своей продукции, в результате появляется отличное насосное оборудование высокого качества и максимальной эффективности. Независимо от отрасли – в оборудовании для инженерных сетей здания, систем водоснабжения и водоотведения, промышленности или энергетики – вместе мы всегда найдем идеальное решение. Дополнительная информация на сайте [www.ksb.ru](http://www.ksb.ru)

