

И.Б. Твердохлеб, директор по НИОКР; **Г.В. Визенков**, начальник отдела координации научно-технической деятельности; **А.И. Бирюков**, главный специалист, ООО УК «Группа ГМС»

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ

О добыче нефти известно с VIII века. Примерно в XV веке широкое применение получил колодезный способ. В 1863 году знаменитый русский ученый Менделеев Д.И. высказал мысль: «Устроить от нефтяных колодцев к заводу и от завода к морю особые трубы для проведения нефти как на завод, так и на морские суда». По видимому, эту мысль и можно считать моментом зарождения трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

В 1878 году братья Нобели в Америке создали первый «железный трубопровод с паровыми насосами». В дальнейшем технология транспорта нефти неуклонно эволюционировала: совершенствовались и создавались новое оборудование, росли объемы перекачки и мощности, увеличивалась длина нефтепроводов и др. В России, безусловно, венцом творения явился сооружаемый в настоящее время нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО).

Нефтепроводная система ВСТО сооружается компанией ОАО «АК «Транснефть», Россия, и, по своей сути, является уникальным сооружением. Достаточно указать, что давление в нефтепроводе достигает 100 бар, производительность нефтепровода на первом этапе развития – 30 млн т в год, по завершении строительства – 80 млн т, протяженность нефтепровода – 4857 км, со сложнейшим рельефом местности и гидрогеологическими условиями, суровым климатом. Нефтепровод состоит из двух участков: «Тайшет-Сковородино»-ВСТО 1, «Сковородино-Козьмино»-ВСТО 2.

ВЫБОР ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО ИЛИ ПАРАЛЛЕЛЬНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ НАСОСОВ В ЦЕЛЯХ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СИСТЕМЫ

Как правило, магистральные нефтепроводы делят на так называемые эксплуатационные участки протяженностью от 150 до 600 км, разделенные нефтеперекачивающими станциями (НПС), работающими в режиме «из насоса в

насос». НПС устанавливаются на таких расстояниях по трассе трубопровода, чтобы дифференциальный напор НПС соответствовал потерям в трубопроводе с учетом разности высот расположения НПС. Кроме того, из условия прочности давление на выходе НПС не должно превышать предельное давление в трубопроводе, а также должен быть обеспечен необходимый подпор на следующей НПС для безкавитационной работы магистральных насосов. На первой НПС (с резервуарным парком) подпор для магистральных насосов обеспечивается подпорными насосами. Для поддержания устойчивой перекачки с учетом различных ситуаций на НПС устанавливается обычно три рабочих и один резервный насос.

Обычно в начале эксплуатации расход по трубопроводу составляет лишь часть от проектного и увеличивается по мере освоения месторождений. При этом ли-

нейная часть трубопровода строится сразу на полный проектный объем перекачки нефти, размещение НПС и насосы также выбираются из этих условий, но строятся сначала не все запроектированные НПС, а только необходимые для данной стадии развития нефтепровода. Так, к примеру, для развития с расходом 0,5 проектного вводятся в эксплуатацию НПС через 3 от проектных, а для развития 0,7 – через одну, и только при полном развитии вводятся в эксплуатацию все НПС (рис. 1).

Как известно, предпочтительными для равнинного расположения НПС является последовательное соединение полнорасходных насосов, для участков НПС с большим статическим перепадом высот – параллельно работающие полнонапорные насосы (1). Схема включения насосов в сеть во многом определяет тип насоса и его конструкцию. Как правило, для последовательной схемы



применяются насосы одноступенчатые двухстороннего входа типа ВВ1, а для параллельной – многоступенчатые ВВ3 или ВВ4 (2). В России большинство нефтепроводов, в том числе нефтепровод ВСТО, расположены на равнинной местности, поэтому практически все они оснащены насосами по типу ВВ1.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НАСОСОВ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ

Рост мощности нефтеперекачивающих систем требует новых решений в насосном оборудовании, к которому предъявляются повышенные требования по эффективности, надежности и безопасности.

Для нефтепровода ВСТО были созданы уникальные насосные агрегаты силами предприятий российского холдинга «Группа ГМС» в содружестве с ведущими мировыми производителями комплектующих для насосных агрегатов: Siemens, Voith, EagleBurgmann (Германия) и ОАО «Элсиб», ЗАО «Газхолдтехника» (Россия) и др.

Агрегат состоит из насоса, приводного двигателя, гидромолты или частотного преобразователя, локальных систем жизнеобеспечения агрегата: маслосистемы, системы сепарации и охлаждения рабочего и смазочного масла, системы жизнеобеспечения торцовых уплотнений, системы автоматического контроля за работой агрегата и его управления.

Принципиальным отличительным признаком созданного агрегата в сравнении с аналогичным агрегатом, ранее установленным на первой очереди рассматриваемого нефтепровода, является число оборотов насоса и привода. В агрегате Группы ГМС число оборотов насоса и привода одинаковы и составляют 3000 об./мин., у ранее установленных – насос 2400–2800 об./мин., привод 1500 об./мин., что предопределило необходимость применения мультипликатора и вызвало:

- увеличение габаритов насосного агрегата и насосной станции в целом и, как следствие, капитальных затрат;
- снижение КПД агрегата на 1,0–2%;
- необходимость увеличения производительности маслоустановки со сложной системой охлаждения масла.

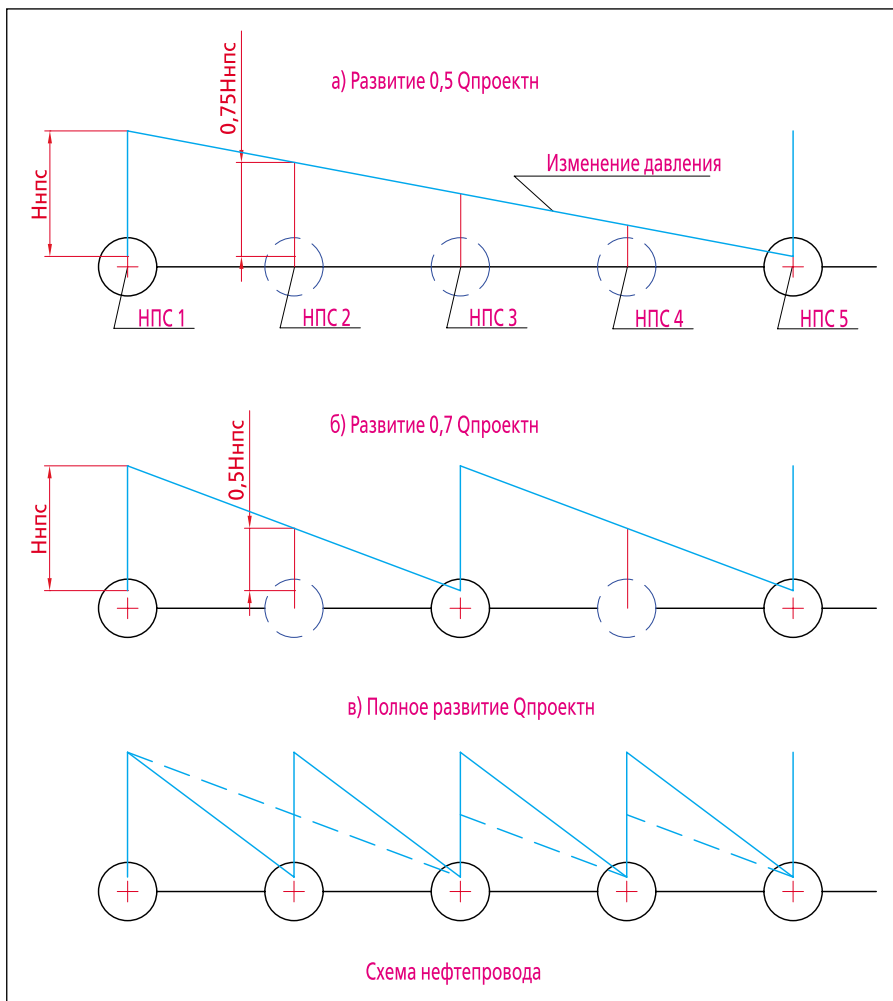
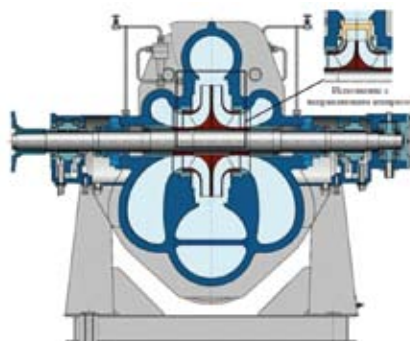
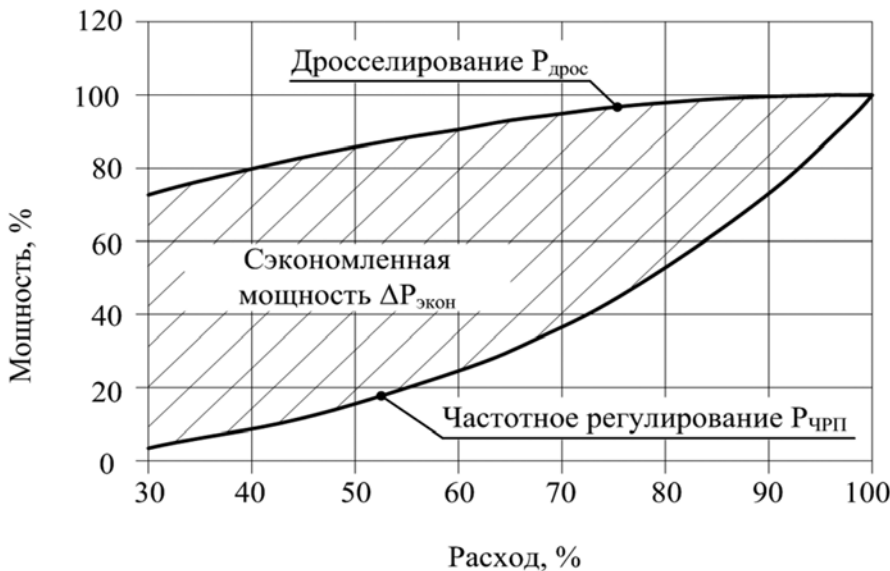


Рис. 1.

Приоритетными при создании агрегата являлись задачи обеспечения энергоэффективной и надежной работы агрегатов, что достигнуто за счет создания экономичного насоса и выбора соответствующих комплектующих. По конструкции насос – двухпоточный с полуспиральным подводом и спиральным отводом (либо с направляющим аппаратом и спиральным отводом), межопорный, горизонтальный, с уплотнениями торцового типа, опорными и упорным подшипниками скольжения. Экономичность насоса на режиме полного развития нефтепровода (1,0 Q ном)



составляет 90% и соответствует экономичности лучших мировых образцов. Однако экономичную работу насоса нужно обеспечить не только на этапе полного развития нефтепровода, но и на предшествующих этапах его развития, когда подача насоса значительно отличается от номинальной. Для этого традиционно применялись сменные рабочие колеса, что позволяло несколько улучшить экономичность насоса и снизить его виброактивность. Тем не менее принципиально это картины не меняло. Решение задачи было найдено за счет применения не только сменного рабочего колеса, но и установки дополнительно направляющего аппарата (3). Этому решению предшествовало проведение комплекса теоретических и исследовательских работ различных вариантов направляющего аппарата с применением численных методов CFD. В результате экономичность насоса на режимах 0,5 Q ном, 0,7 Q ном и 1,0 Q ном достигнута практически одинаковой. Вместе с тем в процессе эксплуатации



насоса требуется также регулирование его подачи в пределах рабочей части характеристики. Известны два способа регулирования подачи: дросселированием потока и изменением частоты вращения ротора насоса.

Из сравнения становится очевидным, что энергосбережение способом регулирования частоты вращения ротора насоса является наиболее эффективным. При этом также:

- снижаются величины пусковых токов электродвигателя вплоть до уровня номинальных, что исключает необходимость применения устройств плавного пуска;
- снижается потребление реактивного тока из питающей сети;
- практически не нарушается характер обтекания потоком элементов проточной части, что не приводит к возникновению

неравномерности и пульсаций потока, обратных токов и, как следствие, к повышению динамического воздействия на элементы конструкции.

При этом для регулирования частоты вращения созданных магистральных насосных агрегатов могут быть применены два способа: регулирование с помощью гидромукты и регулирование путем изменения частоты питающего электродвигателя тока преобразователем частоты. Каждый из способов имеет как положительные, так и негативные стороны. Решение о комплектации рассматриваемых агрегатов принимается генеральным проектантом объекта и Заказчиком в каждом конкретном случае отдельно путем комплексного анализа влияния методов регулирования на все составляющие НПС. На первом участке нефтепровода принято решение

о регулировании оборотов с помощью частотного преобразователя, на втором – гидромуктой.

Для тестирования созданных насосных агрегатов Группой ГМС был построен уникальный испытательный стенд установленной мощностью до 14 МВт, представляющий собой натурную модель НПС и предусматривающий комплексное испытание всех элементов и систем агрегата на всех режимах, включая аварийные.

По состоянию на май 2012 г. было сооружено 5 НПС ВСТО-1 и 9 НПС ВСТО-2, которые включают в себя рассматриваемые в этой статье насосные агрегаты. Результаты проведенных на этих НПС тестовых испытаний подтвердили технические характеристики разработанных Группой ГМС насосов.

В заключение необходимо отметить, что проблема повышения энергоэффективности магистрального транспорта нефти – вопрос, требующий комплексного подхода и коллективного взаимодействия всех участников проекта: Заказчика, генерального проектанта нефтепровода, разработчика насосов и поставщиков основного комплектующего оборудования для насосных агрегатов. Это нестандартная и сложная научно-техническая задача, которая может быть решена, только основываясь на накопленном участниками процесса опыте и знаниях при создании аналогичных перекачивающих систем и насосных агрегатов, а также при использовании современных программных средств по вычислительной гидродинамике, инструментов трехмерного твердотельного моделирования, конечно-элементного анализа и т.п.



Литература:

1. Твердохлеб И.Б., Визенков Г.В., Бирюков А.И., Беккер Л.М. Нефтяные магистральные насосы: параллельное или последовательное включение на НПС / Наука и технологии. – № 2. – 2011. – С. 17–19.
2. Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries. ANSI/API Standard 610.
3. Патент РФ №57393 «Центробежный насос с рабочим колесом двустороннего входа».



Ощутите прогресс



ООО ЛИБХЕРР-РУСЛАНД

Россия, 121059, г. Москва, ул. 1-ая Бородинская, д. 5
Москва тел.: (495) 710 83 65, факс: 710 83 66
С.-Петербург: тел.: (812) 448 84 10, факс: 448 84 11
Екатеринбург: тел.: (343) 345 70 50, факс: 345 70 52
Новосибирск: тел.: (383) 230 10 40, факс: 230 10 41
Кемерово: тел.: (3842) 49 61 95, факс: 49 61 97
Красноярск: тел.: (3912) 28 83 74, факс: 28 83 79
Хабаровск: тел.: (4212) 74 78 47, факс: 74 78 49
Ремонтно-складской комплекс: тел.: (495) 710 74 10, факс: 710 74 04
office.ru@liebherr.com www.liebherr.com

ЛИБХЕРР

Группа компаний