

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЙ БАРРЕЛЬ

КОНСТАНТИН АНОХИН
Журналист



В Москве прошла практическая конференция «Энергоэффективная добыча нефти — 2017», организованная «Нефтегазовой Вертикалью» совместно с Экспертным советом по механизированной добыче нефти. Состоялся большой разговор о том, насколько актуально сегодня для нефтяных компаний снижение энергозатрат в секторе downstream и готовы ли российские производители силового оборудования для перекачки жидкостей поставлять оборудование, которое бы помогало им повышать энергоэффективность на разрабатываемых месторождениях. За последние несколько лет российские производители записали в свой актив немало инновационных разработок, используемых в производстве насосов и двигателей для нефтедобычи. Но результаты могли бы быть куда более впечатляющими. И производители оборудования, и его заказчики признают, что наибольшего результата как в строительстве оборудования, так и в энергоэффективности, можно добиться только при наличии обратной связи между машиностроителями и нефтяниками.

Современный уровень цен на нефть требует от добывающих компаний серьезной работы в плане снижения производственных издержек. Один из важнейших ресурсов — энергосбережение и повышение энергоэффективности оборудования, применяемого в нефтедобыче. Полез-

ный обмен опытом и разговор о путях дальнейшей оптимизации потребления энергии состоялся в ходе практической конференции «Энергоэффективная добыча нефти». Ее организовала «Нефтегазовая Вертикаль» в партнерстве с Экспертным советом по механизированной добыче нефти.

Энергоиздержки под прицелом

Несколько недель назад вице-премьер России Аркадий Дворкович поручил Минэнерго и Минфину РФ совместно с отраслевыми компаниями доработать и внести в правительство проект о новой системе налогообложения нефтяной отрасли. Один из пунктов поручения вице-преьера касается мер стимулирования разработки обводненных месторождений.

Озабоченность правительства тем фактом, что чем дальше, тем больше нефтяникам придется иметь дело с выработанными месторождениями и трудноизвлекаемыми запасами, понятна: возрастающие риски снижения объемов добычи нефти чреваты снижением поступлений нефтяных денег в казну.

С точки зрения нефтяников, налоговое стимулирование работ на обедненных месторождениях или с «трудными» запасами всегда кстати. Однако работа с такими запасами чревата также тем, что она требует применения более дорогих инновационных технологий, которые к тому же в результате западных санкций стали менее доступны для российских нефтяников.

Если при этом учесть сегодняшнюю цену на нефть, при которой российские нефтяные компании чувствуют себя гораздо менее комфортно, то становится понятным их стремление искать различные способы снижения себестоимости добычи нефтяного барреля. Одним из таких способов по праву является энергосбережение в механизированной добыче.

В отличие от западных компаний, которые принцип экономии энергозатрат начали активно закладывать в структуру работы своих компаний более 15 лет назад, российские нефтяники обратились к этому резерву снижения издержек сравнительно недавно.

Инициатива похвальная. Но осложняет задачу экономическая ситуация в России. Масштабных месторождений в стране практически не осталось, а чтобы поддерживать уровни добычи на высоком уровне, необходимо увеличивать объемы бурения (что, собственно, и наблюдается в последний год).

Осложняется выполнение этой задачи также вынужденным импортозамещением при снижении доходов. Тем не менее большинство российских нефтяных компаний охотно взялись за снижение энергозатрат, а отечественные компании стали активнее предлагать рынку свои разработки в сфере оборудования для добычи, в том числе и энергосберегающего.

Одним из актуальных вопросов внедрения такого инновационного оборудования сегодня является стоимость переоснащения месторождений. Дело в том, что порой цена энергосберегающего оборудования, его установки и владения может быть так высока, что способна свести на нет весь эффект от экономии энергии. И при этом существует риск, что компании от такого оборудования могут просто отказываться в пользу старого.

Особенности момента

Когда машиностроитель разрабатывает новое оборудование (по умолчанию энергосберегающее), он начинает с изучения тех условий, в которых оборудование будет использоваться. Никак иначе.

В современных условиях определяющим фактором является ухудшение запасов углеводородов. Значительная, если не большая часть запасов России сегодня — это месторождения третьей-четвертой стадии эксплуатации, с высокой степенью обводненности, с падающим дебитом.

Работа на таких месторождениях требует оборудования большей мощности и большей производительности. Например, из всего объема погружных насосных установок, которые компания «Роснефть» закупала в прошлом году, больше половины были производительностью от 15 до 80 м³/сут.

Следующий фактор, который обязан учесть производитель оборудования, — это преобладание мелких месторождений, удаленных друг от друга. При таких вводных обстоятель-

ствах нефтяники не могут использовать инфраструктуру, уже имеющуюся на разрабатываемом крупном месторождении, возникает необходимость в образовании кластерных структур. А это связано с дополнительными капитальными затратами.

В Ханты-Мансийском АО добывается примерно половина всей российской нефти. Однако в последние несколько лет добыча в этом регионе постепенно снижается. Так, если в 2014 году здесь добывалось 250,5 млн тонн, то в 2015-м — 243,1 млн тонн, 2016-м — 239,2 млн тонн.

В 2014 году в программу лицензирования было включено 74 участка с суммарными ресурсами 881 млн тонн углеводородов. В среднем на каждый участок приходится менее 12 млн тонн. Они удалены как друг от друга, так и от уже разрабатываемых месторождений.

В 2015 году в программу лицензирования включили 55 участков. В том числе 23 участка с суммарными извлекаемыми запасами 267 млн тонн для геологического изучения. 32 участка с ресурсным потенциалом 390 млн тонн предназначались для разведки и добычи. Показательно, что суммарные запасы 17 предложенных недропользователям участков составляют 90,7 млн тонн нефти и 5,5 млрд м³ газа, а раскинулись они на площади более 6,2 тыс. км².

Мало того, что сегодня компаниям приходится нередко работать с мелкими месторождениями, разбросанными на большой площади, так при этом зачастую еще и отсутствует дорожная сеть, что вынуждает использовать либо зимники, либо вертолеты. Если говорить о доставках оборудования на месторождение вертолетами, то основные сложности здесь ограничение по габаритам грузов и, конечно, кратный рост стоимости загрузки при использовании этого вида транспорта.

Следующая особенность, которую сегодня должны принимать во внимание производители оборудования, — уменьшение диаметального размера скважин. Такая необходимость продиктована растущим интересом к использованию многоствольных и многозабойных скважин и увеличению числа зарезок боковых стволов скважин.

Кстати, в 2015 году компания «Роснефть» получила дополнительную добычу от зарезки боковых стволов, сопоставимую с прибылью от

ГРП. По утверждениям экспертов, в дальнейшем использование этого метода увеличения нефтеотдачи будет только нарастать.

Исходя из современных реалий, потенциальные покупатели оборудования заинтересованы в том, чтобы оно имело высокий КПД, в том числе в зоне малых объемов подач (20 м³ в сутки и менее). Кроме того, оборудование должно иметь малые линейные габариты.

Современный уровень цен на нефть требует от добывающих компаний серьезной работы в плане снижения производственных издержек

Также желательно, чтобы оборудование обладало широким рабочим диапазоном эксплуатации, что позволяет уменьшить номенклатуру используемых производственных единиц. Следующим требованием к оборудованию является его эффективность для перекачивания вязких жидкостей. И конечно, большое внимание уделяется такому критерию, как ремонтпригодность оборудования.

Направленный эффект

Прежде чем сформировать схему для того или иного месторождения, которая будет включать насосы, электродвигатели и прочее силовое

Отечественные компании стали активнее предлагать рынку свои разработки в сфере оборудования для добычи, в том числе и энергосберегающего

оборудование, нефтяники должны иметь исчерпывающую информацию о возможных затратах и потерях электроэнергии на своих участках. Опираясь на эти сведения, можно создать оптимальный дизайн технологической цепочки при бурении и добыче углеводородов.

Это весьма полезная информация. Например, по данным компании «Газпром нефть», до 98% электро-

энергии на месторождениях компании тратится на следующие производственные процессы: на механический подъем жидкости — около 63%, на поддержание пластового давления — порядка 30%, процесс подготовки и транспорта нефти примерно 5% требует.

Порой цена энергосберегающего оборудования, его установки и владения может быть так высока, что способна свести на нет весь эффект от экономии энергии

То есть наиболее энергоемкими процессами являются механический подъем жидкости и поддержание пластового давления. Соответственно, именно на эти процессы приходится и основной потенциал энергосбережения.

Мало того, что сегодня компаниям приходится нередко работать с мелкими месторождениями, разбросанными на большой площади, так при этом зачастую еще и отсутствует дорожная сеть

С другой стороны, по меньшей мере 20% потребляемых энергоресурсов расходуется в распределительных сетях, в оборудовании и установках, находящиеся под управлением служб главных энергетиков и в эксплуатации НЭН и НТН. Так, если около 80% электроэнергии идет на технологические нужды, то потери в сетях составляют до 9%, потери в приводе — 4–5%, обогрев — 2–3%, освещение — 1–2%, социально-бытовые нужды — 1–2%.

По оценкам специалистов «Газпром нефти», в денежном выражении эти потери и затраты оцениваются примерно в 2,6 млрд рублей в год. Получается, что сокращение потерь всего на 1% приведет к экономии в 260 млн рублей в год.

Аналогичным образом оцениваются энергозатраты и в компании ЛУКОЙЛ. По данным, которые представил на конференции менеджер управления обеспечения добычи

нефти и производства сервисных работ компании Альфир Марданшин, 59% энергозатрат приходится на насосную добычу, 31% — на закачку воды в пласт для поддержания пластового давления, 2% — на подготовку нефти и 8% составляют общепромысловые расходы.

С целью снижения энергозатрат в ЛУКОЙЛе разработана и реализуется программа энергосбережения. Все мероприятия распределены в ней по трем группам. В первую очередь, в компании финансируют мероприятия по энергосбережению со сроком окупаемости менее одного года, не требующие значительных финансовых и материальных затрат. Во вторую группу попали мероприятия по энергосбережению со сроком окупаемости не более трех лет. К третьей группе отнесены мероприятия, требующие значительных инвестиций, связанных с модернизацией и реконструкцией действующих установок, внедрением новых технологий и техники со сроком окупаемости более трех лет.

72% от суммарного экономического эффекта полученного на месторождениях ЛУКОЙЛа пришлось на оптимизацию насосного и двигательного оборудования, в том числе 14% — на замену насосов и двигателей с учетом загрузки, 26% — на внедрение энергоэффективных насосов в системе ППД, 8% — на внедрение частотного регулирования, 24% — на внедрение комплектного привода на основе вентильного двигателя. 8% экономии обеспечено за счет повышения эффективности энергообеспечения (компенсация реактивной мощности, внедрение цифровых регуляторов возбуждения синхронных двигателей, сокращение потерь электроэнергии в трансформаторах, оптимизация работы обогрева технологических трубопроводов). 6%-я доля экономии энергоресурсов приходится на повышение эффективности механизированной добычи нефти (периодическая эксплуатация скважин, балансировка СК, оптимизация глубины подвеса ШГН, сокращение потерь в погруж-



МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ «РОССИЙСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ — 2017»

С 3 по 7 октября с.г. в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации №2026-р от 27 сентября 2016 г. в Москве в ЦВЗ «Манеж» пройдет Международный форум по энергоэффективности и развитию энергетики «Российская энергетическая неделя». Техническим оператором Форума выступит Фонд «Росконгресс».

Целью мероприятия является демонстрация перспектив российского топливно-энергетического комплекса и реализация потенциала международного сотрудничества. Определено шесть основных направлений деловой программы Форума: развитие газовой, нефтяной и угольной отраслей, нефтехимии, электроэнергетики, а также энергосбережение и повышение энергоэффективности. В Форуме ожидается участие глав крупнейших международных энергетических компаний, ведущих мировых экспертов, представителей СМИ.

На полях Форума пройдут заседания министерской встречи Форума стран-экспортеров газа, ряда правительственных и межправительственных комиссий, Всероссийское совещание по итогам подготовки к осенне-зимнему периоду и другие мероприятия.

«Российская энергетическая неделя позволит объединить лидеров отрасли на глобальной коммуникационной площадке, обсудить актуальные направления развития, вызовы, с которыми сталкивается современный энергетический сектор, будет способствовать расширению международного сотрудничества в данной сфере», — отметил советник Президента Российской Федерации Антон Кобяков.

ном кабеле), 14% — прочие энерго-сберегающие мероприятия.

Если говорить о суммарной эффективности от проведения энерго-сберегающих мероприятий, то, по подсчетам специалистов ЛУКОЙЛа, за период с 2011 по 2016 годы в компании было введено в эксплуатацию 86 энергосберегающих насосов для системы ППД, что позволило снизить потребление электроэнергии на объектах внедрения в среднем на 17,9%. Общая экономия затрат на обслуживание насосов и снижение потребления электроэнергии за период 2011–2016 годов составила более 1 млрд рублей.

Синергия оптимизации

Большинство нефтяных компаний в целях экономии затрат на электроэнергию делают ставку на инновационное оборудование. К слову сказать, за последние несколько лет, по утверждениям нефтяников, значительно выросло качество отечественного оборудования — насосов и электродвигателей.

Неплохим примером применения энергоэффективного оборудования российского производства может быть опыт компании «Салым Петролеум». Ведя операционную деятельность на территории ХМАО, компания разрабатывает три месторождения на участке площадью 2141,4 км². Фонд скважин составляет 1150, из которых более 700 — добывающие. Суточная добыча нефти — около 17 тыс. тонн нефти в сутки.

Все скважины оборудованы электродвигателями насосами (ЭЦН) со средним дебитом каждого порядка 180 м³ жидкости в сутки. Что говорит о достаточно большом потреблении электроэнергии. Поэтому снижение издержек на электроэнергию — одна из основных задач компании.

В качестве оборудования, с помощью которого в компании ставили цель снизить потребление энергии, были выбраны насосы LX отечественного производства одного из российских предприятий оборонно-го комплекса.

Это оборудование, как рассказал на конференции ведущий инженер-аналитик WRFM компании «Салым Петролеум» Виктор Сафонов, вполне удовлетворяло требованиям компании. В частности, оборудование соответствовало высокому классу

энергоэффективности, что реально подтверждалось испытаниями, имело сокращенную монтажную длину (что позволяет использовать его в искривленных участках колонн и спуска ниже интервала перфорации), насосы обладали широким рабочим диапазоном для компенсации геологических неопределенностей и достаточно выгодной совокупной стоимостью владения.

Погружной электродвигатель (ПЭД), являясь асинхронным (то есть без эффекта скольжения и магнитных потерь), имеет высокий КПД (более 90%), активную систему теплоотвода (применим в скважинах до 150°C) и улучшенную конструкцию гидрозащиты (4 герметичные диафрагмы). По словам В.Сафонова, с внедрением этого двигателя в производственный процесс компании удалось снизить удельный расход электроэнергии (УРЭ) в 1,5–2 раза. В итоге применение 96 насосов LX за период с декабря 2014 года по май 2017 года позволило компании сэкономить более 9 млн кВт*ч.

Впрочем, эффект энергосбережения в компании «Салым Петролеум» достигается не только за счет инновационного энергоэффективного оборудования, но и за счет хорошо отлаженного программного комплекса по автоматическому учету и управлению УРЭ на фонде компании.

С самого начала работы компании на месторождении был реализован принцип интеллектуального месторождения. Все данные, необходимые для анализа работы, собираются в единую систему учета и обработки данных. Такая база дает возможность одновременно просчитывать последствия действий, предлагаемых для решения тех или иных бизнес-задач, например, при планировании разработки месторождений, управлении скважинной и наземной инфраструктурой, при прогнозировании (краткосрочном и среднесрочном).

По словам представителя компании, такой подход позволяет значительно оптимизировать работу оборудования на месторождении, существенно снижать удельный расход электроэнергии.

В свою очередь, оптимизация всех процессов добычи нефти дает возможность выстраивать более гибкую схему работы технологического оборудования. Инвестиции в энергосбережение распределяются между

оптимизацией технологических процессов за счет цифровизации месторождения и собственно затрат на силовое оборудование. В итоге синергетический эффект таких мероприятий значительно возрастает, а энергозатраты существенно опускаются.

Наиболее энергоемкими процессами являются механический подъем жидкости и поддержание пластового давления. Соответственно, именно на эти процессы приходится и основной потенциал энергосбережения

Один из главных позитивных трендов, который отметили на практической конференции «Энергоэффективная добыча нефти 2017» обе стороны — производители оборудования (машиностроители) и его потребители (нефтяники), — заключается в том, что обратная связь между ними, которая крепнет в последнее

В первую очередь, в ЛУКОЙЛе финансируют мероприятия по энергосбережению со сроком окупаемости менее одного года

время, способна изменить ситуацию в лучшую сторону: такое общение способствует инженерным доработкам оборудования, его испытанию на площадках компаний, что в итоге благотворно скажется на качестве

Оптимизация всех процессов добычи нефти позволяет выстраивать более гибкую схему работы технологического оборудования

новых насосов и двигателей. И именно такой диалог может в перспективе привести к тому, что КПД российской продукции будет расти вместе с надежностью, а цена на нее для потребителей не перекроет экономию на энергосбережении в процессе добычи нефти. □