

Факторный анализ энергоэффективности механизированной добычи нефти и формирование рекомендаций по ее повышению

Еникеев Р.М.¹, Семенов В.В.², Топольников А.С.², Катермин А.В.¹, Валиахметов Л.В.³, Закиров В.Ф.³, Сильнов Д.В.^{2,4}, Петренко С.Н.¹

¹ПАО АНК «Башнефть», Уфа, Россия, ²ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, ³ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия, ⁴ФГБОУ ВО УГНТУ, Уфа, Россия
topolnikovas@bnipi.rosneft.ru, enikeevrm@bn.rosneft.ru

Аннотация

Работа посвящена описанию результатов разработки и апробации алгоритма определения причин изменения энергоэффективности для группы механизированных нефтедобывающих скважин. Предлагается подход, который основан на сравнении удельного энергопотребления оборудования скважин за два временных периода и позволяет разделить суммарное энергопотребление по элементам оборудования, учесть долю влияния пласта, подземного и устьевого оборудования скважины в изменении эффективного напора и КПД установки. Алгоритм формирует адресный перечень мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности механизированного фонда скважин. Апробация методологии проводилась на объектах ПАО АНК «Башнефть».

Материалы и методы

Используются цифровые двойники механизированной скважины, оборудованной установкой электроцентробежного (УЭЦН) или штангового насоса (ШСНУ), с помощью которых рассчитываются потери электроэнергии по узлам насосной установки и их влияние на изменение суммарного КПД. Детализируются причины изменения напора и подачи насоса за счет изменения продуктивности

скважины, режима работы насоса, линейного, буферного давлений, гидравлических потерь в НКТ и выкидной линии, осложняющих факторов.

Ключевые слова

факторный анализ, удельное энергопотребление, механизированная добыча нефти, цифровые двойники

Для цитирования

Еникеев Р.М., Семенов В.В., Топольников А.С., Катермин А.В., Валиахметов Л.В., Закиров В.Ф., Сильнов Д.В., Петренко С.Н. Факторный анализ энергоэффективности механизированной добычи нефти и формирование рекомендаций по ее повышению // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 73–77. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-73-77

Поступила в редакцию: 15.11.2023

Factor analysis of energy efficiency of artificial oil production and its improvement recommendations formation

Enikeev R.M.¹, Semenov V.V.², Topolnikov A.S.², Katermin A.V.¹, Valiakhmetov L.V.³, Zakirov V.F.³, Silnov D.V.^{2,4}, Petrenko S.N.¹

¹ANK "Bashneft" PJSC Ufa, Russia, ²RN-BashNIPneft LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia, ³Bashneft-Dobycha LLC, Ufa, Russia,

⁴Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

topolnikovas@bnipi.rosneft.ru, enikeevrm@bn.rosneft.ru

Abstract

The paper is dedicated to the description and approbation of an algorithm to search the reasons of energy efficiency change for a group of artificial oil production wells. The approach is proposed, which is based on comparison of the specific energy consumption for two time periods and allows to distribute the total energy consumption among the equipment elements and to take into account the share of the influence of the reservoir, submersible and wellhead equipment of the well in the installation total change of the effective head and efficiency. The algorithm forms an address list of activities aimed at the energy efficiency improvement. The approbation of methodology was performed at the facilities ANK "Bashneft" PJSC.

Materials and methods

The digital twins of artificial oil well, which is equipped by the electric centrifugal and rod pump installations are used, which help to calculate the electric energy losses by the elements of the pump installation and their influence on the total efficiency. The refinement of the reasons of the pump head change by changes of well productivity, pump working

regime, wellhead pressure, and hydraulic losses in the lift tubes and fitting is provided.

Keywords

factor analysis, specific energy consumption, artificial oil lift, digital twins

For citation

Enikeev R.M., Semenov V.V., Topolnikov A.S., Katermin A.V., Valiakhmetov L.V., Zakirov V.F., Silnov D.V., Petrenko S.N. Factor analysis of energy efficiency of artificial oil production and its improvement recommendations formation. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 73–77. (In Russ).

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-73-77

Received: 15.11.2023

Введение

Одним из основных показателей оценки эффективности работы любого элемента производственной цепочки на месторождении (пласт, скважина, система сбора, подготовка и транспортировка скважинной продукции, система поддержания пластового давления) является удельный расход электроэнергии (УРЭ). УРЭ в общем случае определяется отношением потребляемой электроэнергии за выбранный период времени к объему жидкости (добываемой, перекачиваемой, нагнетаемой).

Поскольку достаточно сложно установить эталонные значения УРЭ в связи с многообразием условий эксплуатации месторождения, то на практике используется подход, основанный на сравнении значений УРЭ за два временных периода: базовый и текущий. Если текущее значение УРЭ снизилось относительно базового, то можно говорить о росте энергоэффективности, иначе — о его снижении.

Применительно к процессу механизированной добычи нефти, где сосредоточены основные потребители электроэнергии месторождения (порядка 60 % всех энергозатрат), оценка энергоэффективности проводится путем сравнения УРЭ на добывающих скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) и штанговыми скважинными насосными установками (ШСНУ). Сравнение может проводиться как для всего действующего фонда, так и для отдельных месторождений и других структурных единиц.

Для определения причин изменения УРЭ проводится факторный анализ. Его целью является выделение основных факторов, которые повлияли на рост или снижение УРЭ. В случае процесса механизированной добычи основными факторами традиционно являются изменение суммарного напора насосных установок и коэффициента полезного действия (КПД).

Основным недостатком бизнес-процесса мониторинга энергоэффективности процесса механизированной добычи нефти в настоящее время является то, что проводимый факторный анализ, как правило, сводится к фиксации роста или снижения УРЭ по группе скважин и слабо коррелирует с выполняемой программой энергосбережения, заключающейся в формировании организационно-технических мероприятий, направленных на снижение УРЭ.

В настоящей работе предлагается модернизированный подход к проведению факторного анализа энергоэффективности механизированной добычи нефти. Он заключается в детализации факторов, влияющих на изменение УРЭ по группе скважин. Детализация включает в себя учет изменения напора из-за изменения пластовых условий, режима работы скважины, потерь в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) и выкидной линии, изменения КПД отдельных элементов насосных установок, влияния метеоусловий и т.д. Такая детализация, с одной стороны, приводит к расширению влияющих факторов, с другой — позволяет перейти к адресным мероприятиям, направленным на максимальное снижение УРЭ на конкретных скважинах, если известна причина изменения фактора. В качестве инструмента для проведения расчетов энергопотребления по узлам насосных установок используются цифровые двойники скважины с УЭЦН и ШСНУ [1–3].

После того, как с помощью цифрового двойника будут определены потери электроэнергии в узлах насосной установки для конкретной скважины, можно провести сравнение для базового и текущего месяца и оценить величину изменения этих потерь в сравнении с другими узлами. Далее проводится градиация влияния отдельных факторов внутри группы скважин, выделяется наиболее сильный рост УРЭ по этим факторам и формируются адресные мероприятия для исключения их вредного влияния. Таким образом, на основе углубленного факторного анализа становится возможным установить причину роста УРЭ и спланировать корректирующие мероприятия для повышения энергоэффективности механизированной добычи.

Основные факторы изменения энергоэффективности добычи нефти

Удельный расход электроэнергии по жидкости (кВт·ч/м³) по месторождению, региону или всему фонду механизированных скважин за месяц определяется как отношение суммарной потребляемой электроэнергии W (кВт·ч/мес.) к суммарной добыче жидкости Q (м³/мес.) по всем скважинам, входящим в структурную единицу:

$$УРЭ = \frac{W}{Q} = \frac{\sum_i W^{(i)}}{\sum_i Q^{(i)}}. \quad (1)$$

Изменение $УРЭ$ является разностью значений в текущем и базовом месяцах:

$$\Delta УРЭ = \frac{W_2}{Q_2} - \frac{W_1}{Q_1} \quad (2)$$

и может происходить:

1. По причине ввода новых скважин (ВНС) и вывода скважин в бездействие (ВБД). В этом случае одна или несколько скважин эксплуатируются только в базовом месяце, либо в текущем. Поскольку по скважинное сравнение в данном случае невозможно, то изменение УРЭ для таких скважин целиком списывается на этот фактор: $\Delta УЭРВНС/ВБД^{(i)} = \Delta УЭР^{(i)}$;
2. По причине изменения способа эксплуатации (СЭ) скважин. В этом случае способы эксплуатации скважины для базового и текущего месяца будут различны (УЭЦН-ШСНУ или, наоборот, ШСНУ-УЭЦН) и детальный факторный анализ также нецелесообразен: $\Delta УЭРСЭ^{(i)} = \Delta УЭР^{(i)}$;
3. По причине изменения режима работы скважин. В этом случае скважина присутствует и в базовом, и в текущем месяце, и при этом эксплуатируется одним и тем же способом (при этом необязательно, чтобы насосная установка была той же самой);
4. По причине проведения текущего и капитального ремонта скважины (ТКРС) и вывода скважины на режим ВНР в базовом или текущем месяце. В этом случае во время проведения ТКРС происходит потребление электроэнергии, но не отбирается пластовая жидкость, а во время ВНР происходит потребление электроэнергии на отбор жидкости глушения;
5. По причине изменения метеоусловий. В этом случае в зависимости от температуры окружающего воздуха на некоторых наземных объектах (ТМПН, АГЗУ, СУДР, наземный кабель) происходят дополнительные потери электроэнергии из-за необходимости поддержания параметров этих объектов (речь идет прежде всего о принудительном нагреве с помощью

обогревательных элементов);

6. По прочим причинам, к которым относятся те факторы, которые невозможно обоснованно отнести ни к одному из пяти вышеописанных.

В наиболее общем случае (в базовом и текущем месяце скважина эксплуатировалась одним и тем же способом) месячное энергопотребление по i -й скважине за j -й период времени определяется факторами 3–5:

$$W_j^{(i)} = W_{рекj}^{(i)} + W_{ТКРСj}^{(i)} + W_{ВНРj}^{(i)} + W_{метеоj}^{(i)}, \quad (3)$$

а добыча жидкости вычисляется через средний дебит жидкости $q_j^{(i)}$ (м³/сут) за j -й период, число календарных дней N_j (сут/мес.) и длительность ТКРС (ВНР) в анализируемом месяце $t_{ТКРС/ВНРj}^{(i)}$ (сут/мес.):

$$Q_j^{(i)} = q_j^{(i)} \times (N_j - t_{ТКРСj}^{(i)} - t_{ВНРj}^{(i)}). \quad (4)$$

Расчет месячного потребления электроэнергии во время ТКРС и ВНР (кВт·ч/мес.) в формуле (3) выполняется для тех скважин, на которых в анализируемом месяце проводились эти мероприятия:

$$W_{ТКРС/ВНРj}^{(i)} = U_{ТКРС/ВНР} \times t_{ТКРС/ВНРj}^{(i)}, \quad (5)$$

где $U_{ТКРС/ВНР}$ — удельные затраты на проведение ТКРС (ВНР) (кВт·ч/сут).

Расчет изменения месячного потребления электроэнергии из-за метеоусловий (кВт·ч/мес.) выполняется для тех наземных объектов (АГЗУ, ТМПН, СУДР, наземный кабель), которые относятся к скважине.

Потребляемая мощность во время нормальной эксплуатации (кВт·ч/мес.) рассчитывается по формуле:

$$W_{рекj}^{(i)} = E_{рекj}^{(i)} \times (N_j - t_{ТКРСj}^{(i)} - t_{ВНРj}^{(i)}), \quad (6)$$

где $E_{рекj}^{(i)}$ — суточное энергопотребление (замерное или расчетное с помощью цифрового двойника скважины) i -й установки в анализируемом месяце (кВт·ч/сут).

Для детализации влияющих факторов на изменение УРЭ из-за режима работы скважины выразим потребляемую ею мощность через полезную мощность и КПД установки по формуле:

$$E_{рекj}^{(i)} = \frac{101,325 \times 24 \times \Delta P^{(i)} \times q_{смj}^{(i)}}{86400 \eta_j^{(i)}} \quad (7)$$

где ΔP — перепад давлений в насосе (атм), $q_{см}$ — расход смеси через насос (м³/сут), η — КПД установки, 101,325, 24 и 86 400 — переводные коэффициенты из атм в кПа, часов в сутки и суток в секунды соответственно. В свою очередь перепад давлений в насосе можно представить в виде:

$$\Delta P^{(i)} = P_{вык}^{(i)} - P_{пр}^{(i)} = \rho_{см}^{(i)} g H^{(i)} / 101325 \quad (8)$$

где $P_{вык}$ и $P_{пр}$ — давления на выкиде и приеме насоса (атм), $\rho_{см}$ — плотность смеси в насосе (кг/м³), g — ускорение свободного падения (м/с²), H — фактический напор насоса, м, 101325 — переводной коэффициент из атм в Па.

Если предположить, что отношение расхода смеси через насос к дебиту жидкости в поверхностных условиях $q_{см}/q$ остается примерно постоянным при различных режимах работы установки, то основными факторами, которые будут влиять на изменение УРЭ по причине изменения режима работы скважины, будут являться следующие:

1. Напор насоса:

$$\Delta UP_{\text{н}}^{(i)} = \frac{101,325 \times 24 \times q_{\text{св}}^{(i)}}{86\,400 \times q_i^{(i)} \times \eta_i^{(i)}} \times \left((P_{\text{выс}}^{(i)} - P_{\text{пр2}}^{(i)}) - (P_{\text{выс1}}^{(i)} - P_{\text{пр1}}^{(i)}) \right) \quad (9)$$

Здесь и далее нижние индексы 1 и 2 обозначают значения параметров в базовом и текущем месяцах соответственно.

2. КПД установки:

$$\Delta UP_{\text{кпд}}^{(i)} = \frac{101,325 \times 24 \times (P_{\text{выс1}}^{(i)} - P_{\text{пр1}}^{(i)}) \times q_{\text{св}}^{(i)}}{86\,400 \times q_i^{(i)}} \times \left(\frac{1}{\eta_i^{(i)}} - \frac{1}{\eta_i^{(i)0}} \right) \quad (10)$$

3. Плотность смеси в насосе:

$$\Delta UP_{\rho}^{(i)} = \frac{101,325 \times 24 \times (P_{\text{выс1}}^{(i)} - P_{\text{пр1}}^{(i)}) \times q_{\text{св}}^{(i)}}{86\,400 \times q_i^{(i)} \times \eta_i^{(i)}} \times \left(\frac{\rho_{\text{см2}}^{(i)}}{\rho_{\text{см1}}^{(i)}} - 1 \right) \quad (11)$$

Напор насоса согласно (9) выражается через разность давлений на выкиде и приеме насоса. Давление на приеме зависит в основном от двух факторов: технологического (частота для УЭЦН и произведение числа качаний на длину хода для ШСНУ — чем выше эти показатели, тем ниже давление на приеме) и геологического (коэффициент продуктивности — чем ниже продуктивность скважины, тем ниже давление на приеме при фиксированной частоте). Давление на выкиде в свою очередь зависит от буферного

давления (чем выше буферное давление, тем выше давление на выкиде), линейного давления (чем больше разность буферного и линейного давлений, тем выше давление на приеме) и гидравлических потерь в НКТ (чем больше потери, тем выше давление на выкиде). С учетом вышеописанного для напора учитываются следующие вспомогательные факторы: линейное давление, буферное давление, гидравлические потери в НКТ, частота (число качаний), продуктивность пласта.

КПД установки можно разбить на составляющие по узлам. Для УЭЦН учитываются потери в насосе, электродвигателе, погружном кабеле, трансформаторе, станции управления. Для ШСНУ можно выделить потери в насосе, штанговой колонне, станке-качалке и приводе.

Если суточное электропотребление в формуле (6) не замеряется и не может быть по каким-либо причинам рассчитано с помощью цифрового двойника (например, отсутствуют данные о типоразмере насосной установки), то детализация изменения УРЭ из-за режима работы скважины невозможна. В этом случае оно списывается на прочие причины.

Для того, чтобы рассчитать суммарные показатели изменения УРЭ по факторам, необходимо просуммировать энергопотребление для базового и текущего месяца по всем скважинам для каждого фактора, сумму разделить на суммарный дебит в этом месяце и найти разность:

$$\Delta UP_{\rho}^{(i)} = \frac{\sum_i UP_{\rho}^{(i)} (30 - t_{\text{ТКРС2}}^{(i)} - t_{\text{ВНР2}}^{(i)})}{\sum_i Q_2^{(i)} (30 - t_{\text{ТКРС2}}^{(i)} - t_{\text{ВНР2}}^{(i)})} - \frac{\sum_i UP_{\rho}^{(i)} (30 - t_{\text{ТКРС1}}^{(i)} - t_{\text{ВНР1}}^{(i)})}{\sum_i Q_1^{(i)} (30 - t_{\text{ТКРС1}}^{(i)} - t_{\text{ВНР1}}^{(i)})} \quad (12)$$

Рекомендации мероприятий для повышения энергоэффективности механизированной добычи нефти

Основные мероприятия для повышения энергоэффективности разработки месторождения в целом и механизированной добычи в частности приводятся в нормативных документах нефтедобывающих компаний. Кроме этого, ряд мероприятий, не относящихся явно к энергосберегающим, косвенно оказывают влияние на изменение УРЭ по скважине. В рамках предлагаемого подхода используются все перечисленные мероприятия. Алгоритм для формирования рекомендаций для механизированной скважины будет следующим:

1. Определяем, является ли рост УРЭ для анализируемой скважины сверхкритическим. Для этого можно использовать условие выполнения хотя бы одного из двух критериев:
 - превышение изменения УРЭ от заданной абсолютной величины в кВт·ч/м³ (например, 1 кВт·ч/м³;
 - превышение изменения УРЭ от заданной относительной величины в процентах к УРЭ базового месяца (например, 10 %).
 Если оба критерия не выполняются, то проведение каких-либо мероприятий на скважине не требуется.

2. Если изменение УРЭ является сверхкритическим, то далее переходим к выбору наиболее значимого фактора, для исключения которого и будет предлагаться соответствующее мероприятие.

Перечень основных мероприятий, соответствующих каждому доминирующему фактору, приведен в таблице 1. Выбор конкретного мероприятия и его дизайн осуществляются технологическим персоналом. При расчете дизайна мероприятий, связанных с изменением режима работы скважины (расчет оптимальной частоты тока УЭЦН, числа качаний ШСНУ, длительностей циклов откачки и накопления при периодической эксплуатации скважин), может быть использован цифровой двойник.

На рисунке 1 показана диаграмма факторного анализа для одного из нефтяных месторождений Республики Башкортостан. В качестве базового месяца рассматривается январь 2021 года (в это время на месторождении действующий фонд скважин с УЭЦН и ШСНУ составлял в общей сложности 38 скважин), в качестве текущего — август 2021 года (58 скважин механизированного фонда). Как следует из диаграммы, за прошедшее время произошло снижение УРЭ примерно на 2 кВт·ч/м³, при этом изменение фонда скважин за счет ВНС и ВБД, напротив, привело к росту УРЭ на 4 кВт·ч/м³, но было скомпенсировано изменением УРЭ за счет напора, КПД и плотности (в сумме примерно на 6 кВт·ч/м³).

По результатам факторного анализа алгоритмом рекомендованы мероприятия на 11 скважинах, в т.ч.: смена ЭЦН на четырех скважинах, изменение режима — на трех скважинах, проведение ГТМ — на трех скважинах, скребкование — на одной скважине (табл. 2).

Табл. 1. Мероприятия для снижения УРЭ на механизированном фонде скважин
Tab. 1. The measures to reduce specific energy consumption for artificial lift wells

Изменение УРЭ за счет	Мероприятия
Изменения СЭ	Смена СЭ
Изменения напора из-за изменения буферного и линейного давления	1. Снижение линейного давления 2. Обработка выкидной линии
Изменения напора из-за изменения гидравлического сопротивления в НКТ	1. Увеличение диаметра НКТ 2. Скребкование 3. Промывка растворителями АСПО/солей 4. Тепловая обработка НКТ 5. Снижение вязкости продукции
Изменения напора из-за изменения перепада буферного и линейного давлений	1. Исключение штуцирования 2. Обработка выкидной линии
Изменения напора из-за изменения частоты УЭЦН/параметров станка-качалки	1. Изменение режима работы скважины 2. Промывка растворителями АСПО/солей 3. Обработка демульгаторами
Изменения напора из-за изменения продуктивности пласта (давления на приеме насоса для УЭЦН)	1. Изменение режима работы скважины 2. Проведение ГТМ
Изменения КПД ШСНУ	Изменение режима работы скважины
Изменения КПД насоса УЭЦН	1. Смена УЭЦН 2. Изменение режима работы скважины
Изменения КПД двигателя УЭЦН	1. Смена ПЭД 2. Корректировка U/F характеристик
Изменения КПД электрокабеля УЭЦН	Увеличение сечения погружного электрокабеля
Изменения КПД ТМПН УЭЦН	Смена ТМПН
Изменения КПД СУ УЭЦН	1. Изменение настроек СУ 2. Изменение отпаек ТМПН 3. Смена СУ
Изменения плотности	1. Ограничение объема закачки (рост обводненности) 2. Изменение режима работы (снижение доли газа)
Изменения метеословий	Отключение обогрева наземных объектов

Прогнозное снижение УРЭ по фонду из 58 скважин после проведения рекомендуемых мероприятий составит 0,36 кВт·ч/м³, в том числе за счет изменения напора на 0,27 кВт·ч/м³ и КПД — на 0,09 кВт·ч/м³.

Как показали расчеты, основными доминирующими факторами, влияющими на изменение УРЭ по механизированному фонду скважин, если сравниваются данные близких временных периодов, являются изменение напора (изменение режима работы насосного оборудования, износ насоса, засорение рабочих органов насоса, уменьшение проходного сечения НКТ) и КПД насосных установок. Влияние факторов «ВНС/ВБД», «плотность», «СЭ» и «ТКРС/ВНР» становится значимым, если базовый месяц удален по времени от текущего, как в рассмотренном примере (рис. 1), либо на месторождении массово проводятся ГТМ или меняется численность или структура действующего фонда. Фактор «Метеоусловия» проявляется в осенне-зимний и зимне-весенний периоды, когда происходят включения/отключения приборов подогрева производственных объектов и скважинной продукции.

Количественная оценка экономического эффекта от применения факторного анализа энергоэффективности механизированной добычи в производственные процессы может быть сделана по результатам ее будущего внедрения на нефтедобывающих предприятиях. При этом факторный анализ следует рассматривать в контексте выполнения существующей программы по повышению энергоэффективности механизированной добычи, как дополнительный инструмент оперативного поиска мероприятий по снижению удельного энергопотребления.

Итоги

На основе цифрового двойника скважины, оборудованной установкой электроцентробежного и штангового насоса, предложен новый подход для детального факторного анализа причин изменения удельного энергопотребления для скважин механизированного фонда. Показано, что помимо общего вклада таких факторов, как напор и КПД установки, можно учитывать влияние изменения пластовых условий, режима работы скважины, потерь в колонне насосно-компрессорных труб и выкидной линии, КПД отдельных элементов насосного оборудования, осложняющих факторов. Такая детализация существенно облегчает планирование мероприятий, направленных на снижение УРЭ на конкретных скважинах.

Выводы

Предложенный алгоритм детального факторного анализа для процесса механизированной добычи нефти позволяет не только зафиксировать изменение удельного энергопотребления по анализируемому фонду скважин, но и определить причины такого изменения. Это, наряду с факторным анализом по остальным элементам производственной цепочки на нефтегазовом месторождении, позволяет планировать корректирующие мероприятия для нефтедобывающих предприятий, направленные как на изменение способа и режима эксплуатации насосного оборудования, так и воздействующие на пласт и поверхностное оборудование. Учет движения фонда скважинного оборудования во времени, изменения метеоусловий и факта проведения ТКРС и ВНР позволяет

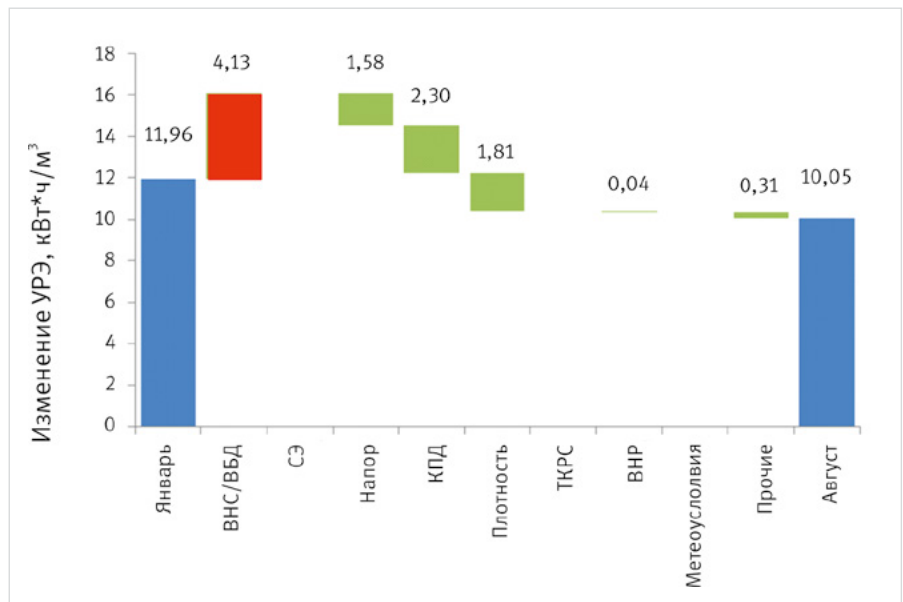


Рис. 1. Диаграмма факторного анализа изменения УРЭ для анализируемого фонда скважин
Fig. 1. The diagram of the factor analysis of the specific energy consumption change for the analyzed fund of wells

Табл. 2. Результаты расчета влияния факторов на выбор мероприятий по снижению УРЭ
Tab. 2. The results of calculation of the influence of factors on the choice of measures to reduce specific energy consumption

Скважина	Qж, м ³ /сут	Ключевой фактор	Мероприятия	Прогнозное снижение УРЭ, кВт·ч/м ³
1	29,1	КПД ЭЦН	Смена УЭЦН	6,5
2	9,4	КПД ШСНУ	Изменение числа качаний станка-качалки ШСНУ: 4 → 3,5	4,2
3	131,0	КПД ЭЦН	Смена УЭЦН	1,7
4	2,4	КПД ШСНУ	Изменение числа качаний станка-качалки ШСНУ: 2,8 → 2,5	9,3
5	30,6	Напор Кпрод	Проведение ГТМ (увеличение типоразмера УЦЭН)	2,5
6	2,4	Напор НКТ	Скребоквание НКТ	1,2
7	45,1	КПД ЭЦН	Смена УЭЦН	1,4
8	81,7	Напор Кпрод	Проведение ГТМ (увеличение типоразмера УЦЭН)	2,7
9	139,0	Напор Кпрод	Проведение ГТМ (увеличение типоразмера УЦЭН)	2,1
10	3,9	КПД ШСНУ	Изменение режима работы ШСНУ: 16/8 → 14/10	2,4
11	19,1	КПД ЭЦН	Смена УЭЦН	3,8

повысить точность принятия решений при анализе удельного энергопотребления для больших выборок скважин.

Литература

1. Пашали А.А., Колонских А.В., Халфин Р.С., Сильнов Д.В., Топольников А.С., Латыпов Б.М., Уразаков К.Р., Катермин А.В., Палагута А.А., Еникеев Р.М. Цифровой двойник скважины как инструмент цифровизации вывода скважины на режим в ПАО АНК «Башнефть» // Нефтегазовое хозяйство. 2021. № 3. С. 80–84.
2. Пашали А.А., Сильнов Д.В., Топольников А.С., Латыпов Б.М., Еникеев Р.М., Шубин С.С. Вывод на режим скважин, эксплуатируемых установками электроцентробежных и штанговых насосов, с применением методов машинного обучения и цифровых двойников // Нефтяное хозяйство. 2021. № 7. С. 112–117.
3. Архипов Д.С., Латыпов Б.М., Сильнов Д.С., Еникеев Р.М., Пензин А.В., Валиахметов Л.В. Пути повышения энергоэффективности установок электроцентробежных насосов добычи нефти с применением цифровых двойников // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19. № 1. С. 42–50.

Results

A new approach for detailed factor analysis of reasons of changes of the specific energy consumption for artificial lift wells is proposed on the base on the digital twin for the wells, equipped by electric centrifugal and rod pump installation. It is shown that besides the overall contribution of such factors as pump head and efficiency it is possible to take into account the influence of the reservoir conditions, well working regime, losses at the wellhead fitting and in the lift tubes, efficiency of the separate elements of the pump installation, complicating factors. Such the refinement essentially relieved the planning of measures aimed at the reduction of the specific energy consumption at individual wells.

Conclusions

The proposed approach of detailed factor analysis for the artificial oil lift process allows not only to fix the change in the specific energy consumption at the analyzed fund of wells, but to determine the reasons of such the change. This along with the factor analysis for the other elements of production chain at the oil field enables to plan the corrected measures for oil producing companies aimed at the change of method and regime of the pump equipment operation, but also at the influence on the reservoir and surface equipment. Accounting for the movement of the well equipment fund in time, changes in weather report and conducting operations of repair and output of the well to the stable mode allows to increase the precision of decisions when analyzing the specific energy consumption for big groups of wells.

References

1. Pashali A.A., Kolonskikh A.V., Khalfin R.S., Silnov D.V., Topolnikov A.S., Latypov B.M., Urazakov K.R., Katermin A.V., Palaguta A.A., Enikeev R.M. A digital twin of well as a tool of digitalization of bringing the well on to stable production in Bashneft PJSOC. Oil industry, 2021, issue 3, P. 80–84. (In Russ).
2. Pashali A.A., Silnov D.V., Topolnikov A.S., Latypov B.M., Enikeev R.M., Shubin S.S. Bringing the oil wells equipped by electrical submersible and sucker rod pumps on to stable production based on complex approach using machine learning and digital twins. Oil industry, 2021, issue 7, P. 112–117. (In Russ).
3. Arkhipov D.S., Latypov B.M., Silnov D.S., Enikeev R.M., Penzin A.V. Valiakhmetov L.V. Ways to improve the energy efficiency of electric submersible pump units for oil production using digital twins. Petroleum Engineering, 2021, Vol. 19, issue 1, P. 42–50. (In Russ)

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Enikeev Ruslan Marselievich, менеджер по проектам инжиниринга и цифровой трансформации, департамент добычи нефти и газа, ПАО АНК «Башнефть», Уфа, Россия
Для контактов: enikeevrm@bn.rosneft.ru

Семенов Василий Владимирович, к.т.н., главный специалист сектора энергетики отдела цифровой трансформации комплексного управления активом, управление цифровой трансформации производственных процессов, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Топольников Андрей Сергеевич, к.ф.-м.н., эксперт отдела цифровой трансформации комплексного управления активом, управление цифровой трансформации производственных процессов, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: topolnikovas@bnipi.rosneft.ru

Катермин Алексей Викторович, директор департамента добычи нефти и газа, ПАО АНК «Башнефть», Уфа, Россия

Валиахметов Линар Вазихович, начальник отдела по повышению энергоэффективности и энергосбережению, ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

Закиров Винер Фардатович, руководитель центра центрального инженерно-технологического управления, ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

Сильнов Денис Владимирович, кандидат технических наук, главный менеджер, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия, доцент, ФГБОУ ВО УГНТУ, Уфа, Россия

Петренко Сергей Николаевич, заместитель генерального директора по поддержке бизнес-процессов, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Enikeev Ruslan Marselievich, manager on the projects of engineering and digital transformation, department of oil and gas production, ANK “Bashneft” PJSC, Ufa, Russia
Corresponding author: enikeevrm@bn.rosneft.ru

Semenov Vasily Vladimirovich, ph.d. of engineering sciences, chief specialist of energetics sector of the field of digital transformation of complex asset management, department of digital transformation of production processes, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Topolnikov Andrey Sergeevich, ph.d. of physico-mathematical sciences, expert of the field of digital transformation of complex asset management, department of digital transformation of production processes, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: topolnikovas@bnipi.rosneft.ru

Katermin Alexey Viktorovich, head of department of oil and gas production, ANK “Bashneft” PJSC, Ufa, Russia

Valiakhmetov Linar Vazikhovich, head of the field for energy efficiency and energy conservation, “Bashneft-Dobycha” LLC, Ufa, Russia

Zakirov Viner Fardatovich, head of the center of central engineering and technological management, “Bashneft-Dobycha” LLC, Ufa, Russia

Silnov Denis Vladimirovich, ph.d. of engineering sciences, chief manager, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; senior lecturer of machinery and equipment petroleum development, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Petrenko Sergey Nikolaevich, deputy CEO within business-process support, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia