

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.208-225>

EDN QSGVKH

УДК 622.279.5

Оценка энергоэффективности системы добычи природного газа «пласт-скважины-газосборная сеть»

Харитонов А.Н.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Energy efficiency assessment of “formation-wells-gas collecting system” natural gas production system

A.N. Kharitonov

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

E-mail: ankharitonov@tnc.rosneft.ru

Аннотация. Рациональное использование энергоресурсов и повышение эффективности их использования являются ключевыми задачами для предприятий нефтегазодобывающей отрасли. В работе представлены подходы к оценке энергетической эффективности технологических процессов добычи газа для системы «пласт-скважины-газосборная сеть». Предложен показатель энергоэффективности на основе величины удельной добычи газа на промысле на единицу затрат пластовой энергии. Приведены соотношения для расчета абсолютного, нормированного и относительного значений данного показателя и рассмотрены факторы, влияющие на их величину.

Для анализа причин изменения энергоэффективности предложена методика трехуровневого контроля, включающая расчет показателей гидравлических потерь сначала всей системы «пласт-скважины-ГСС», потом отдельных ее элементов (пласт, скважины, штуцеры, шлейфы) и затем для каждой скважины. Данный подход позволяет выявить сначала проблемные элементы системы, а затем и скважины, негативно влияющие на показатель энергоэффективности.

Приведены результаты апробации методики на Береговом и Харампурском месторождениях (сеноман), которые в целом подтверждают ее работоспособность.

Ключевые слова: энергоэффективность, энергоресурсы, продуктивный пласт, газосборные сети, дожимная компрессорная станция, установка комплексной подго-

товки газа, интегрированная модель, удельная добыча газа, пластовое давление, гидравлические потери, депрессия, оптимизация режимов скважин, падающая добыча

Для цитирования: Харитонов А.Н. Оценка энергоэффективности системы добычи природного газа «пласт-скважины-газосборная сеть» // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 208-225. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.208-225>. - EDN QSGVKH

Abstract. Energy conservation and efficiency increase of its utilization are key tasks for oil and gas production enterprises. This paper presents several approaches to energy efficiency assessment of gas production process in “formation-wells-gas collecting system” chain. It proposes energy efficiency measure which is based on the quantity of specific gas production at the field per reservoir energy cost unit. This paper also includes correlations for calculation of absolute, standardized and relative interpretations of abovementioned measure as well as review of factors influencing their value.

In order to analyze the reasons for changes in energy efficiency this paper proposes three-level control methodology which includes calculation of hydraulic pressure losses for whole “formation-wells-GCS” system first and then for its individual elements (formation, wells, chokes) ending with each well. This approach allows to identify first flawed elements of the system and then wells which negatively affect energy efficiency.

The methodology was used at the Beregovoye and Kharampurskoye fields (Cenomanian) and the results of its practical evaluation generally confirm its efficiency.

Keywords: *energy efficiency, energy, productive formation, gas collecting system, booster pumping station, complex gas processing plant, integrated model, specific gas production, reservoir pressure, hydraulic pressure losses, pressure drawdown, optimization of well operation, declining production*

For citation: A.N. Kharitonov Otsenka energoeffektivnosti sistemy dobychi prirodnogo gaza «plast-skvazhiny-gazosbornaya set'» [Energy efficiency assessment of “formation-wells-gas collecting system” natural gas production system]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(36), 2023. pp. 208-225. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.208-225>. EDN QSGVKH (in Russian)

Сбережение энергоресурсов и повышение эффективности их использования являются ключевыми задачами как в целом для современной экономики России, так и для отдельных предприятий, в том числе и в нефтегазодобывающей отрасли. Энергоэффективность – это рациональное использование энергоресурсов, достижение экономически рентабельного использования топливно-энергетических ресурсов при текущем уровне развития техники, технологий и соблюдении экологических норм [1]. Резуль-

татом энергоэффективности является снижение себестоимости продукции, повышение рентабельности производства, снижение вредных выбросов в атмосферу, сбережение природных ресурсов.

В работе [2] показано, что эффективность добычи углеводородов во многом зависит от согласованности работы эксплуатационных объектов, рациональной эксплуатацией имеющегося фонда скважин. Производственно-технологические схемы процесса добычи углеводородов требуют постоянного регулирования режимов работы скважин и проведения необходимых исследований с целью оперативного перераспределения потенциально возможных излишне высоких энергетических затрат. При анализе целесообразности назначения технологических решений недоучет особенностей и степени влияния каких-либо элементов системы приводит к общему снижению энергоэффективности разработки нефтегазового месторождения.

Методическим подходам к оценке энергоэффективности технологических процессов добычи газа посвящена работа [3]. Показано, что энергоемкость изменяется в процессе жизненного цикла месторождений, при этом энергетическая эффективность всего газодобывающего предприятия в основном определяется эффективностью процесса компримирования газа на дожимной компрессорной станции (ДКС). Для примера в ООО «Газпром добыча Ноябрьск» в 2012 году на топливный газ ДКС приходилось до 94 % от объема газа, расходуемого на собственные нужды и технологические потери [4]. При этом показатель удельного расхода топливного газа по мере выработки месторождения возрастает, т.е. энергоэффективность компримирования газа ДКС непрерывно снижается.

Данные условия во многом определяют режим работы основного технологического оборудования, при этом у эксплуатационных служб практически отсутствует возможность воздействия на них. Но при этом важно отметить, что увеличение удельных показателей энергопотребле-

ния ДКС обусловлено не только снижением пластового давления, но и спецификой динамики показателей эксплуатации системы добычи газа от пласта до входа в установку комплексной подготовки газа (УКПГ), включающей продуктивный пласт, скважины и газосборную сеть (ГСС). Так снижение давления на входе ДКС вследствие дополнительных потерь давления при накоплении жидкости в газосборной системе или неоптимальное дросселирование газа на устьях скважин приводят к увеличению удельной политропной работы сжатия компрессора.

Таким образом, вся система добычи газа «пласт-скважины-ГСС» существенно влияет на работу всего газодобывающего предприятия, однако в системах анализа энергоэффективности это пока еще не нашло должного отражения. Например, в систему показателей энергетической эффективности технологических процессов и оборудования в газодобывающей организации, представленной в работах [5,6], включены только коэффициенты эффективности шлейфов ГСС (по давлению и по производительности), хотя продуктивный пласт, скважины и газосборная сеть составляют единую неразрывную систему, требующую совместной оптимизации работы всех составляющих ее элементов.

Показателем энергетической эффективности может служить удельная величина потребления или потерь энергетических ресурсов для производства на единицу продукции. Поскольку подача газа на установку подготовки газа производится за счет энергии пласта, для оценки эффективности данного процесса можно использовать показатель удельных затрат пластовой энергии на единицу суточной добычи. Но для удобства в качестве показателя энергоэффективности системы добычи газа «пласт-скважины-ГСС» предлагается использовать показатель удельной добычи газа на единицу потерь пластовой энергии, который с учетом специфики газовых месторождений может быть представлен в следующем виде:

$$E_э = \frac{Q_{г.пр}}{\sqrt{P_{пл}^2 - P_{гсс}^2}}, \quad (1)$$

где $E_э$ – показатель энергоэффективности системы добычи газа «пласт-скважины-ГСС», млн.м³/МПа; $Q_{г.пр}$ – суточная добыча газа на промысле, млн.м³; $P_{пл}$ – средневзвешенное по скважинам пластовое давление, МПа; $P_{гсс}$ – давление газа на выходе ГСС (на входе УКПГ), МПа.

Как видно из формулы (1), чем больше мы добываем газа на единицу затрат пластовой энергии, тем выше показатель энергоэффективности. На его величину будут влиять следующие факторы:

- геолого-промысловые характеристики пласта, конструкция скважин и ГСС;
- техническое состояние скважин газовых и газоконденсатных месторождений и систем трубопроводного транспорта углеводородов;
- осложнения в работе скважин, связанные с выносом воды и механических примесей;
- качество оптимизации потокораспределения между скважинами для снижения потерь давления в системе.

Действительно, многие развивающиеся дефекты в газодобыче (образование гидратных и ледяных пробок, накопление жидкости, засорение песком и др.), вызывают постепенное увеличение потерь пластовой энергии. Поэтому динамика показателя энергоэффективности может служить достаточно информативным диагностическим критерием текущего технического состояния оборудования газовых промыслов.

На потери энергии пласта в скважинах и ГСС также большое влияние оказывает распределение потоков газа между отдельными скважинами промысла, которые имеют различные продуктивные характеристики. Поэтому требуется оптимизация режимов работы скважин путем регулирования устьевых штуцеров.

Следует отметить, что абсолютное значение показателя энергоэффективности, то есть удельной добычи газа на единицу потерь пластовой энергии, достаточно специфично для каждого месторождения и во многом определяется характеристиками продуктивного пласта, объемами добычи и принятыми конструктивными решениями при обустройстве скважин и ГСС. Примеры расчета величин показателя E_{Σ} для разных месторождений приведены сплошными линиями на рис. 1.

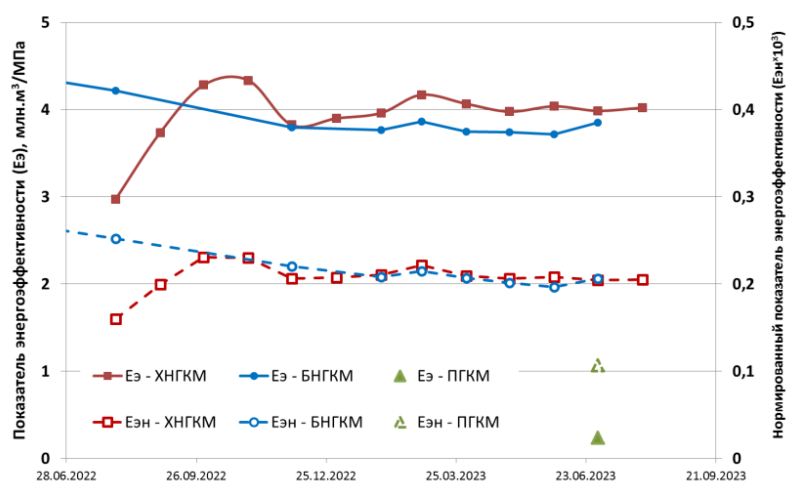


Рис. 1. Сравнение показателей энергоэффективности для Харампурского НГКМ, Берегового НГКМ и Пырейного ГМК

Для близких по характеристикам и объемам добычи газа сеноманских залежей Харампурского и Берегового НГКМ данный показатель имеет близкие значения, но для Пырейного ГМК он ниже более чем в 10 раз, что главным образом связано с гораздо более низкими запасами, а, следовательно, и уровнем добычи газа. Поэтому использование абсолютного значения показателя не позволяет объективно сравнивать энергоэффективность систем добычи различных по запасам месторождений.

В качестве альтернативы может быть предложен нормированный показатель энергоэффективности:

$$E_{\text{Эн}} = \frac{(Q_{\text{г.пр}}/Q_{\text{гз}})}{\sqrt{1-(P_{\text{гсс}}/P_{\text{пл}})^2}} \quad (2)$$

где $E_{эн}$ – нормированный показатель энергоэффективности системы добычи газа «пласт-скважины-ГСС», ед.; $Q_{г.пр}$ – суточная добыча газа на промысле, млн.м³; $Q_{тз}$ – текущие запасы газа на месторождении, млн.м³; $P_{пл}$ – средневзвешенное пластовое давление, МПа; $P_{гсс}$ – давление газа на выходе ГСС (на входе УКПГ), МПа.

Результаты расчета показателя $E_{эн}$ для Харампурского НГКМ, Берегового НГКМ и Пырейного ГКМ по формуле (2) также представлены на рис. 1 прерывистыми линиями. Как видно из рисунка, данный показатель для Пырейного ГКМ ниже по сравнению Харампурским и Береговым НГКМ уже примерно в два раза, что может быть связано с осложнениями в работе скважин, которые наблюдаются на данном месторождении. Таким образом, значения показателей $E_{эн}$ лучше соответствуют реальной ситуации, но их использование в качестве критериев для сравнения энергоэффективности систем добычи газа различных месторождений требует дальнейшего изучения.

При этом в рамках одного месторождения контроль энергоэффективности эксплуатации системы «пласт-скважины-ГСС» может проводиться с помощью относительного показателя удельной добычи:

$$\delta E_{эн} = E_{э}(Q_{г.пр})/E_{э0}(Q_{г.пр}) \quad (3)$$

где $E_{э}(Q_{г.пр})$ – текущий показатель энергоэффективности системы «пласт-скважины-ГСС» на основе фактических данных при текущей добыче промысла $Q_{г.пр}$, млн.м³/МПа; $E_{э0}(Q_{г.пр})$ – базовый показатель энергоэффективности системы «пласт-скважины-ГСС» при текущей добыче промысла $Q_{г.пр}$, млн.м³/МПа.

Как следует из формулы (2) показатели следует брать при одной и той же добыче газа на промысле $Q_{г.пр}$, поскольку, как показывает опыт, рассчитанный по формуле (1) показатель хоть и незначительно, но все зависит от величины добычи газа.

В зависимости от решаемых задач в качестве базового показателя удельной добычи могут быть выбраны:

1) Проектный показатель, рассчитанный на основании проектных параметров работы системы «пласт-скважины-ГСС»;

2) Оптимальный показатель, рассчитанный после оптимизации текущих параметров работы системы «пласт-скважины-ГСС» на ее интегрированной модели, адаптированной на фактические данные в выбранный период работы промысла (например, на начало года или на период с наилучшими показателями). Причем оптимизационный расчет должен быть выполнен с целевой функцией получения максимального давления на выходе ГСС при заданной добыче.

Первый показатель позволяет оценить отклонение энергоэффективности добычи газа от проектных решений, а второй - ее изменение в процессе эксплуатации. Пример сравнения фактического абсолютного показателя энергоэффективности с проектным и базовым значением, а также соответствующие относительные показатели представлены на рис. 2 для Харампурского НГКМ, которое было запущено в работу в августе 2022 года. Для расчета оптимального показателя была выбрана интегрированная модель, адаптированная на январь 2023 года.

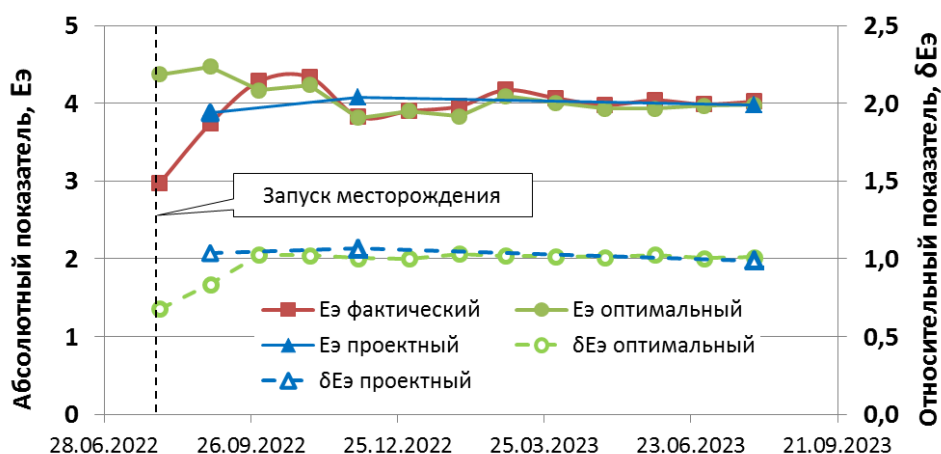


Рис. 2. Абсолютные и относительные показатели энергоэффективности для Харампурского НГКМ

Из рисунка видно, что фактические показатели энергоэффективности Харампурского НГКМ хорошо согласуются как с проектными значениями, так и расчетными параметрами после оптимизации работы системы «пласт-скважины-ГСС». Очевидно, что в данном случае можно говорить о достаточно эффективной эксплуатации месторождения.

В процессе мониторинга по энергоэффективности необходимо иметь возможность более детального анализа изменения показателя удельной добычи для определения причин его изменения. Для этого более удобно использовать величину обратную удельной добыче - показатель гидравлических потерь системы «пласт-скважины-ГСС»:

$$R_{\Sigma} = (P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{гсс}}^2)^{1/2} / Q_{\text{г.пр}}, \quad (4)$$

где R_{Σ} - суммарный показатель гидравлических потерь всей системы; $Q_{\text{г.пр}}$ - суточная добыча газа на промысле, млн.м³; $P_{\text{пл}}$ - средневзвешенное пластовое давление, МПа; $P_{\text{гсс}}$ - давление газа на выходе ГСС (на входе УКПГ), МПа.

Данный показатель позволит суммировать потери отдельных элементов системы «пласт-скважины-ГСС» и проводить их сравнительный анализ. Выделим четыре основных элемента системы «пласт-скважины-ГСС», вносящие свой вклад в гидравлические потери:

- пласт: потери давления в призабойной зоне скважины (депрессия);
- скважина: потери давления в лифтовой колонне скважины;
- штуцер: потери давления на регулирование режима работы скважины;
- ГСС: потери давления на транспортировку газа от скважин на УКПГ.

Расчетное соотношение для показателя гидравлических потерь на депрессию i -ой скважины имеет следующий вид:

$$R_{\text{деп.}i} = (P_{\text{пл.}i}^2 - P_{\text{з.}i}^2)^{1/2} / Q_{\text{г.}i} \quad (5)$$

Средневзвешенное по дебиту газа значение данного показателя по всем скважинам:

$$R_{\text{деп}} = \sum_{i=1}^n (R_{\text{деп.}i} \cdot Q_{\text{г.}i}) / Q_{\text{г.пр}} \quad (6)$$

Аналогично по другим элементам системы «пласт-скважины-ГСС»:

$$R_{\text{СКВ.}i} = (P_{\text{з.}i}^2 - P_{\text{у.}i}^2)^{1/2} / Q_{\text{г.}i}, R_{\text{СКВ}} = \sum (R_{\text{СКВ.}i} \cdot Q_{\text{г.}i}) / Q_{\text{г.пр}} \quad (7)$$

$$R_{\text{шт.}i} = (P_{\text{у.}i}^2 - P_{\text{л.}i}^2)^{1/2} / Q_{\text{г.}i}, R_{\text{шт.}} = \sum (R_{\text{шт.}i} \cdot Q_{\text{г.}i}) / Q_{\text{г.пр}} \quad (8)$$

$$R_{\text{ГСС.}i} = (P_{\text{л.}i}^2 - P_{\text{ГСС}}^2)^{1/2} / Q_{\text{г.}i}, R_{\text{ГСС}} = \sum (R_{\text{ГСС.}i} \cdot Q_{\text{г.}i}) / Q_{\text{г.пр}} \quad (8)$$

где $Q_{\text{г.}i}$ - дебит газа i -ой скважины, млн.м³; $Q_{\text{г.пр}}$ - добыча газа на промысле, млн.м³; $P_{\text{пл.}i}$ - пластовое давление i -ой скважины, МПа; $P_{\text{з.}i}$ - давление на забое i -ой скважины; $P_{\text{у.}i}$ - давление на устье i -ой скважины, МПа; $P_{\text{л.}i}$ - линейное давление i -ой скважины, МПа; $P_{\text{ГСС}}$ - давление на выходе ГСС, МПа; $R_{\text{СКВ.}i}$, $R_{\text{СКВ}}$ - показателя гидравлических потерь в i -ой скважине и его средневзвешенное значение, МПа/млн.м³; $R_{\text{шт.}i}$, $R_{\text{шт.}}$ - показателя гидравлических потерь на штуцере на i -ой скважине и его средневзвешенное значение, МПа/млн.м³; $R_{\text{ГСС.}i}$, $R_{\text{ГСС}}$ - показатели гидравлических потерь в ГСС для i -ой скважины и его средневзвешенное значение, МПа/млн.м³; n - количество скважин на промысле.

При этом выполняется условие, которое позволяет анализировать вклад каждого элемента в общие потери:

$$R_{\Sigma}^2 \approx R_{\text{деп}}^2 + R_{\text{СКВ}}^2 + R_{\text{шт.}}^2 + R_{\text{ГСС}}^2 \quad (10)$$

Сразу необходимо отметить, что показатели гидравлических потерь в ГСС только весьма условно можно отнести к каким-то скважинам. Они были добавлены для удобства анализа энергоэффективности. Приведенные выше показатели не используются для выполнения гидравлических расчетов, а только для выявления проблемных скважин и отдельных элементов системы «пласт-скважины-ГСС», влияющих на величину показателя энергоэффективности.

Пример анализа, проведенный с использованием соотношений (5)-(10) для сеноманской залежи Харампурского НГКМ, представлен на рис. 3. На рисунке показаны временные тренды показателя гидравлических по-

терь системы «пласт-скважины-ГСС» и его составляющих, учитывающих гидравлические потери на депрессию, в стволе скважины, на штуцерах и в ГСС.

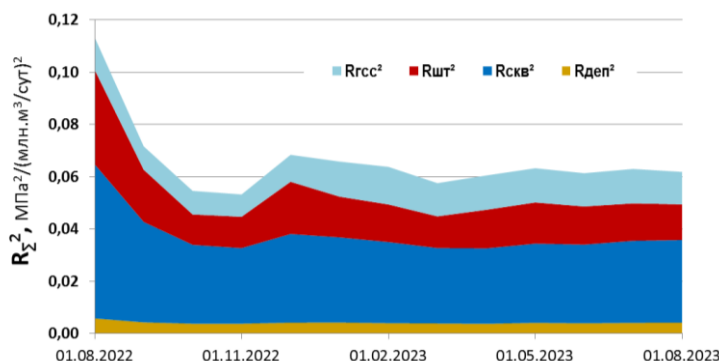


Рис. 3. Анализ изменения показателя гидравлических потерь и его составляющих от момента запуска газового промысла Харампурского НГКМ (сеноман)

Как видно из рисунка, через несколько месяцев после запуска газового промысла общий показатель гидравлических потерь и его составляющие практически стабилизировались. Наибольший вклад вносят потери давления по скважине, но следует отметить и существенный вклад потерь на дросселирующих элементах (штуцерах).

Сравнение составляющих показателей гидравлических потерь Харампурского и Берегового НГКМ представлено на рис. 4, которые отличаются незначительно, кроме депрессии, показатель которой на скважинах Харампурского месторождения заметно ниже. В целом это соответствует реальной ситуации и подтверждает работоспособность предложенной методики оценки энергоэффективности.

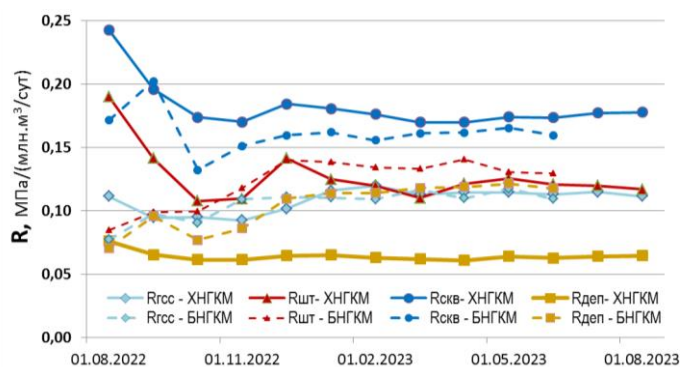


Рис. 4. Сравнение показателей гидравлических потерь Харампурского и Берегового НГКМ

Для анализа также могут быть использованы относительные средневзвешенные показатели гидравлические потери для всей системы «пласт-скважины-ГСС» и по отдельным элементам:

$$\delta R_{\Sigma} = R_{\Sigma}/R_{\Sigma 0}, \delta R_{ГСС} = R_{ГСС}/R_{ГСС 0}, \delta R_{шт} = R_{шт}/R_{шт 0}, \delta R_{скв} = R_{скв}/R_{скв 0}, \delta R_{деп} = R_{деп}/R_{деп 0}, \quad (11)$$

где $R_{\Sigma 0}$, $R_{ГСС 0}$, $R_{скв 0}$, $R_{шт 0}$, $R_{деп 0}$ – базовые средневзвешенные показатели гидравлических потерь системы «пласт-скважины-ГСС», включая суммарный, ГСС, штуцеров, скважин и на депрессию, МПа/млн.м³.

Для анализа влияния гидравлических потерь по отдельным элементам системы «пласт-скважины-ГСС» на энергоэффективность в процессе эксплуатации месторождения рассчитывается и строится временной тренд относительных показателей с учетом формулы (3) при использовании для расчета базового показателя модели января 2023 года. Результат расчета такого тренда для Харампурского НГКМ до июля 2023 г. представлен на рис. 5.

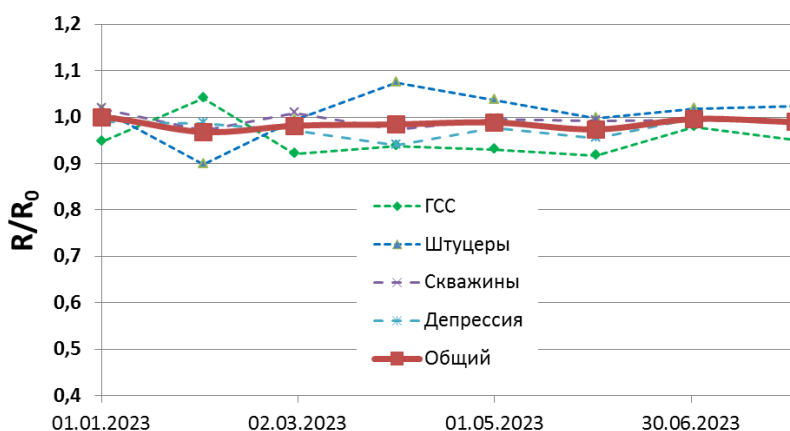


Рис. 5. Относительные показатели гидравлических потерь (суммарный и по элементам) системы «пласт-скважины-ГСС» Харампурского НГКМ

При наличии существенного увеличения средневзвешенного показателя гидравлических потерь по какому-либо элементу системы следует оценить его относительное изменение отдельно по каждой скважине и выявить проблемные. Данную операцию лучше выполнять в два этапа:

- выявление проблемных скважин с наибольшим относительными потерями давления для каждой скважины (от пласта до входа в УКПГ) и по отдель-

ным элементам (пласт, скважина, штуцер, ГСС) на рассматриваемую дату (или период);

- выявление проблемных скважин с наибольшим ухудшением показателей гидравлических потерь по отдельным элементам по сравнению с базовым периодом на основе временных трендов данных показателей.

В рамках первого этапа рассчитываются показатели относительных суммарных потерь давления для каждой скважины (от пласта до входа в УКПГ), а также для отдельных ее элементов для текущего периода работы промысла по формулам:

$$\delta P_{\Sigma i} = \Delta P_{\Sigma i} / \Delta P_{\Sigma \text{ср.взв}}, \quad (12)$$

$$\delta P_{\text{ГСС}.i} = \Delta P_{\text{ГСС}.i} / \Delta P_{\Sigma \text{ср.взв}}, \quad (13)$$

$$\delta P_{\text{шт.}i} = \Delta P_{\text{шт.}i} / \Delta P_{\Sigma \text{ср.взв}}, \quad (14)$$

$$\delta P_{\text{скв.}i} = \Delta P_{\text{скв.}i} / \Delta P_{\Sigma \text{ср.взв}}, \quad (15)$$

$$\delta P_{\text{деп.}i} = \Delta P_{\text{деп.}i} / \Delta P_{\Sigma \text{ср.взв}}, \quad (16)$$

где $\Delta P_{\Sigma i}$, $\Delta P_{\text{ГСС}.i}$, $\Delta P_{\text{шт.}i}$, $\Delta P_{\text{скв.}i}$, $\Delta P_{\text{деп.}i}$ - потери давления для соответствующего элемента i -ой скважины в текущий период, МПа; $\Delta P_{\Sigma \text{ср.взв}}$ - средне-взвешенные общие потери давления в системе «пласт-скважины-ГСС», МПа/млн.м³, рассчитываемые по формуле:

$$\Delta P_{\Sigma \text{ср.взв}} = \sum(\Delta P_{\Sigma i} \cdot Q_{\text{Г.}i}) / Q_{\text{Г.пр}}, \quad (17)$$

На рис. 6 приведены результаты расчета показателей по формулам (12) - (17) для скважин Берегового НГКМ с целью оценки их вклада в общие потери. Элементы скважин с наибольшими потерями дают и наибольший вклад в общие гидравлические потери и могут явиться причиной снижения энергоэффективности.



Рис. 6. Относительные показатели потерь давления по скважинам отдельных элементов системы «пласт-скважины-ГСС» Берегового НГКМ, июль 2023г.

Скважины, для которых получены наиболее высокие значения показателей δP (обведены красными прерывистыми линиями), могут рассматриваться как потенциально проблемные объекты, требующие более детального анализа режима их работы.

В рамках второго этапа определяются комплексные показатели величин гидравлических потерь, учитывающие наряду с относительными потерям давления также изменение величины текущего показателя гидравлических потерь относительно выбранного базового значения. Данные показатели рассчитываются как для суммарных потерь (от пласта до входа в УКПГ), так и отдельных элементов по каждой скважине:

$$\delta R_{\Sigma i} = \delta P_{\Sigma i} (R_{\Sigma i} / R_{\Sigma i0}) \dots \dots \dots \quad (18)$$

$$\delta R_{ГСС.i} = \delta P_{ГСС.i} (R_{ГСС.i} / R_{ГСС.i0}) \dots \dots \dots \quad (19)$$

$$\delta R_{ШТТ.i} = \delta P_{ШТТ.i} (R_{ШТТ.i} / R_{ШТТ.i0}) \dots \dots \dots \quad (20)$$

$$\delta R_{СКВВ.i} = \delta P_{СКВВ.i} (R_{СКВВ.i} / R_{СКВВ.i0}) \dots \dots \dots \quad (21)$$

$$\delta R_{ДЕП.i} = \delta P_{ДЕП.i} (R_{ДЕП.i} / R_{ДЕП.i0}) \dots \dots \dots \quad (22)$$

где $R_{\Sigma i}$, $R_{ГСС.i}$, $R_{ШТТ.i}$, $R_{СКВВ.i}$, $R_{ДЕП.i}$ - текущие показатели гидравлических потерь для соответствующего элемента i -ой скважины в текущий период, МПа/млн.м³; $R_{\Sigma i0}$, $R_{ГСС.i0}$, $R_{ШТТ.i0}$, $R_{СКВВ.i0}$, $R_{ДЕП.i0}$ - базовые показатели гидравлических потерь для соответствующего элемента i -ой скважины, рассчитанные по проектным показателям или с помощью модели, МПа/млн.м³.

Примеры построения временных трендов параметров δR для скважин Берегового месторождения приведены на рис. 7 и 8, где показаны из-

менения комплексного показателя (общего и по депрессии) за период февраль-июль 2023 года.

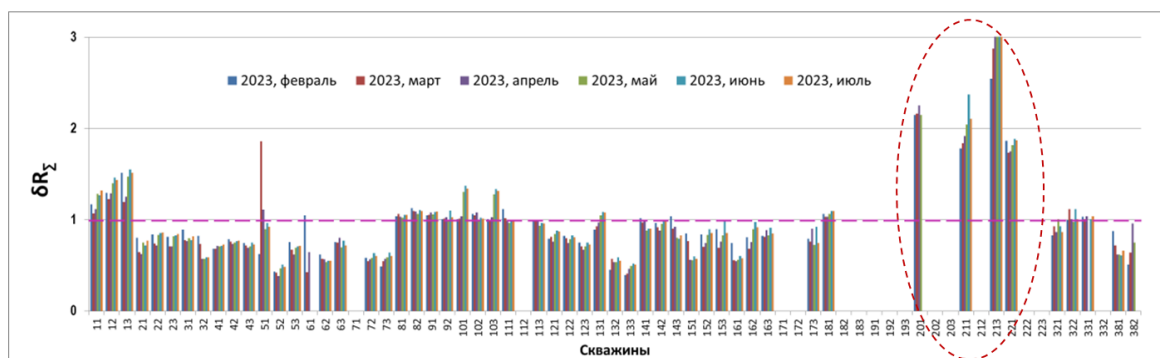


Рис. 7. Изменение общего комплексного показателя гидравлических потерь для скважин Берегового НГКМ относительно декабря 2022 г.



Рис. 8. Изменение комплексного показателя гидравлических потерь в призабойной зоне (по депрессии) для скважин Берегового НГКМ относительно декабря 2022 г.

Скважины, для которых получены наиболее высокие значения комплексного показателя δR (обведены красными линиями), могут рассматриваться как потенциально проблемные объекты, требующие более детального анализа режима их работы на основе промысловой информации и результатов их исследований. На основании данных графиков можно выделить скважину № 211, которая дает 60-70 % всей воды, поступающей на УКПГ, а также скважину № 213 с высокой депрессией, вследствие осложнений в призабойной зоне.

Таким образом, для оценки энергоэффективности системы «пласт-скважины-ГСС» предложены:

– абсолютный, нормированный и относительный показатели энергоэффективности на основе удельной добычи газа на единицу потерь пластовой энергии;

– абсолютный и относительный показатели гидравлических потерь для всей системы в целом и отдельных элементов, включая пласт, скважины, штуцеры и ГСС.

Относительные показатели отражают изменение текущего значения абсолютного показателя относительно базового, рассчитанного на основе проектных показателей или полученного в результате оптимизационного расчета на модели системы «пласт-скважины-ГСС».

Предложено три уровня контроля энергоэффективности, включая:

– Контроль абсолютного, нормированного и относительного показателя энергоэффективности всей системы «пласт-скважины-ГСС»:

- Абсолютный и нормированный показатель энергоэффективности позволяют оценивать энергоэффективность данной системы в сравнении с другими промыслами и зависят не только от эффективности эксплуатации, но и от коллекторских свойств продуктивного пласта, а также принятых конструктивных решениях по скважинам и ГСС при обустройстве месторождения;
- Относительный показатель энергоэффективности позволяет оценивать изменение эффективности эксплуатации данной системы на месторождении, включая качество оптимизации режимов работы скважин и ГСС, влияние осложнений в работе скважин и шлейфов, остановок оборудования и т.п.

– Контроль абсолютных и относительных показателей гидравлических потерь, показателей гидравлической эффективности отдельных элементов системы «пласт-скважины-ГСС» включая пласт, скважины, штуцеры и ГСС. Данный контроль позволяет выявлять проблемные элементы системы для дальнейшего анализа.

– Контроль показателей гидравлических потерь на уровне отдельных скважин для проблемного элемента системы «пласт-скважины-ГСС». Позволяет выявлять конкретные объекты, которые требуют проведения дополнительного регулирования или проведения специальных мероприятий.

Показано, что в процессе эксплуатации месторождения есть два пути повышения энергоэффективности системы «пласт-скважины-ГСС» без проведения реконструкции ее элементов:

– улучшать техническое состояние скважин и систем трубопроводного транспорта, исключая дополнительные потери в них вследствие скопления жидкости, образования песчано-глинистых пробок, льдо- и гидратообразования;

– оптимизировать режимы работы скважин для снижения потерь давления в системе с помощью постоянно действующих интегрированных моделей месторождения.

Апробация методики, проведенная на Береговом и Харампурском месторождениях (сеноман), в целом подтвердила ее работоспособность.

Список литературы

1. Галяутдинов И.М. Повышение экономической эффективности добычи нефти на поздней стадии разработки месторождения на основе внедрения энергосберегающих мероприятий. Диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук, Санкт-Петербург, 2016.
2. Мамедов А.В., Нагиев А.М. Оценка потенциальных возможностей энергетической системы «пласт-скважина» - Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья 2015, №1, с.37-41.
3. Воронцов М.А., Хворов Г.А., Нурдинова С.А., Маришкин В.А. Методические подходы к оценке энергоэффективности технологических процессов добычи газа. - Вестни газовой науки, 2017, № 5 (33) с.42-49.
4. Маришкин В.А., Нурдинова С.А., Коваленко И.А., Степаненко А.А., Гулак М.К. Энергоэффективность в условиях падающей добычи - Neftegaz.RU, №6, Июнь 2018.
5. Нурдинова С.А., Маришкин В.А., Хворов Г.А., Воронцов М.А. Система показателей энергетической эффективности технологических процессов и оборудования в газодобывающей организации ПАО «Газпром» - Газовая промышленность, № 2, 764, 2018, с. 74-83.

6. Ротов А.А., Истомин В.А. Адаптация гидродинамических моделей газожидкостных потоков в трубопроводах промысловых газосборных систем // Вести газовой науки, № 4 (15), 2013, с.62-68.

References

1. Galyautdinov I.M. Povyshenie ekonomicheskoi effektivnosti dobychi nefti na pozdnei stadia razrabotki mestorozhdeniya na osnove vnedreniya energosberegayuschikh meropriyatii [Improving the economic efficiency of oil production at the late stage of field development through the introduction of energy conservation measures]. Dissertation submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of PhD in Economics, Saint-Petersburg, 2016. (in Russian)
2. Mamedov A.V., Nagiev A.M. Assessment of “layer-well” energy system. Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya [Transport and storage of oil products and hydrocarbons]. 2015, No. 1, pp. 37-41. (in Russian)
3. Vorontsov M.A., Khvorov G.A., Nurdinova S.A., Marishkin V.A. Procedural approach to estimation of energy efficiency for gas production technologies. Vesti gazovoi nauki [Gas Science News]. 2017, No. 5 (33), pp. 42-49. (in Russian)
4. Marishkin V.A., Nurdinova S.A., Kovalenko I.A., Stepanenko A.A., Gulak M.K. Energoeffektivnost v usloviakh padayuschei dobychi [Energy efficiency amid declining productivity]. Neftegaz.RU. 2018, No. 6 (78). (in Russian)
5. Nurdinova S.A., Marishkin V.A., Khvorov G.A., Vorontsov M.A. System of energy efficiency indicators of technological processes and equipment in the gas producing company of Gazprom PJSC. Gazovaya promyshlennost [Gas Industry]. 2018, No. 2 (764), pp. 74-83. (in Russian)
6. Rotov A.A., Istomin V.A. Adaptatsiya gidrodinamicheskikh modelei zhidkostnykh potokov v truboprovodakh promyslovykh gazosbornykh sistem [Hydrodynamic model adjustments for gas-liquid flows in pipes]. Vesti gazovoi nauki [Gas Science News]. 2013, No. 4 (15), pp. 62-68. (in Russian)

Сведения об авторах

Харитонов Андрей Николаевич, кандидат физ.-мат. наук, старший эксперт управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: ankharitonov@tnnc.rosneft.ru

Authors

A.N. Kharitonov, PhD, Chief Examiner, Office of Scientific and Technical Development, Tyumen Petroleum Research Center LLC
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: ankharitonov@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 26.09.2023
Принята к публикации 20.12.2023
Опубликована 30.12.2023