

УДК 622.276 + 621.311:531

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ СЕВЕРО-ТАРАСОВСКОГО
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ
ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ**



**PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT
OF THE NORTH-TARASOVSKOYE OIL FIELD
USING ENERGY AND RESOURCE-SAVING TECHNOLOGIES**

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры
Оборудования нефтяных
и газовых промыслов,
Кубанский государственный
технологический университет
akngs@mail.ru

Мунтян Валерия Сергеевна

студентка направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
leramunya77@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены перспективы разработки Северо-Тарасовского нефтяного месторождения с применением энерго- и ресурсосберегающих технологий. Приведён анализ энергоэффективности в механизированной добыче; анализ энергоэффективности фонда УЭЦН и анализ энергоэффективности скважин СШНУ. Рассчитан Баланс полезного использования и потерь электрической энергии и сделана оценка потенциала экономии электрической энергии фондом УЭЦН и СШНУ.

Ключевые слова: анализ энергоэффективности в механизированной добыче; анализ энергоэффективности фонда УЭЦН; баланс полезного использования и потерь электрической энергии; потенциал экономии электроэнергии при эксплуатации фонда УЭЦН; анализ энергоэффективности скважин СШНУ; оценка потенциала экономии электрической энергии фондом СШНУ.

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of Oil
and gas field equipment,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Muntian Valeria Sergeevna

Student training direction 21.03.01
«Oil and gas engineering»
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
leramunya77@mail.ru

Annotation. The article discusses the prospects of developing the North-Tarasovskoye oil field using energy and resource-saving technologies. The analysis of energy efficiency in mechanized production; energy efficiency analysis of the an electric centrifugal pump fund and energy efficiency analysis of borehole pumping unit wells. The Balance of useful use and losses of electric energy is calculated and the potential of saving of electric energy is estimated by the an electric centrifugal pump fund and borehole pumping unit.

Keywords: energy efficiency analysis in mechanized mining; energy efficiency analysis of the installation of an electric centrifugal pump fund; balance of useful use and losses of electric energy; potential for energy savings in the operation of the installation of an electric centrifugal pump fund; energy efficiency analysis of borehole pumping unit wells; assessment of the potential for saving electric energy by the borehole pumping unit fund.

А анализ энергоэффективности в механизированной добыче

Одним из основных показателей энергоэффективности работы механизированного фонда скважин, формирование которого может обеспечить существующая система технического учёта электрической энергии, является показатель удельного электропотребления на добычу жидкости.

Ниже приведены фактические показатели удельного электропотребления на добычу жидкости за два месяца (январь, февраль) 2019 года по месторождениям Тарасовского направления по данным технического учёта.

Таблица 1 – Фактические показатели удельного электропотребления на добычу жидкости по месторождениям Тарасовского направления за январь-февраль 2019 года

Наименование месторождения	Удельное энергопотребление на добычу жидкости, кВт·ч/т	Графическая интерпретация
Губкинское	16,92	
Северо-Тарасовское	36,29	
Тарасовское	26,43	
Усть-Харампурское	33,92	
Южно-Тарасовское	18,20	
Итого Тарасовское направление	25,04	

Динамика расчётного удельного электропотребления механизированного фонда на добычу жидкости по Тарасовскому направлению ООО «РН-Пурнефтегаз» приведена в таблице 2. Порядок определения расчётных показателей энергоэффективности приведён ниже.

Таблица 2 – Динамика расчётных показателей удельного электропотребления на добычу жидкости по Северо-Тарасовскому месторождению

Наименование месторождения	Период	Удельное энергопотребление на добычу жидкости, кВт·ч/т	Графическая интерпретация
Северо-Тарасовское	июль 2018 г.	33,4	
	декабрь 2018 г.	26,4	
	март 2019 г.	22,0	

Уровень удельных энергозатрат на механизированную добычу колеблется в широких пределах – от 22,0 в марте до 33,4 кВт·ч/т жидкости в июле.

Для выявления причин различного уровня удельного электропотребления на добычу жидкости механизированным (насосным) способом необходимо определить показатели энергоэффективности каждого способа эксплуатации, одновременно перейдя на более информативный показатель энергоэффективности – эксплуатационный КПД насосной установки.

Анализ энергоэффективности фонда УЭЦН

Для детального анализа энергоэффективности механизированного фонда скважин, оборудованных УЭЦН, был выполнен расчёт показателей энергопотребления с учётом уточнения показателей технологического режима скважин.

По скважинам произведено уточнение состава насосного оборудования, электропривода и режима работы УЭЦН. По каждой скважине определены расчётные показатели уровня суточного электропотребления. При этом учитывались:

- давление буферное и затрубное;
- динамический уровень;
- суточный дебит по жидкости;
- обводнённость;
- газовый фактор по нефти и жидкости;
- плотность пластовой нефти;
- тип насоса и режим его работы;
- коэффициент подачи насоса;
- глубина спуска насоса;
- номинальная мощность ПЭД;
- частота питающей сети.

Вычислялись:

- плотность ГЖС;
- кинематическая вязкость водонефтяной эмульсии;
- поправки характеристик ПЭЦН с учетом кинематической вязкости в потоке;
- КПД насоса с учётом его производительности и вязкости потока ГЖС;
- потери напора в НКТ, штуцере и другие;
- напор газа на участке «забой приём» и «насос – устье»;
- общий напор насоса с учётом всех потерь напора;
- уровень свободного газа в ПЭЦН;
- мощность на валу ПЭД;
- коэффициент загрузки ПЭД;
- КПД ПЭД с учетом коэффициента его загрузки;
- суточный расход электроэнергии и баланс расхода с учётом потерь электроэнергии в оборудовании;
- удельный расход электроэнергии на тонно-километр подъёма жидкости;
- на подъём жидкости; подъём нефти;
- КПД насосной установки в целом.

Расчётные показатели уровня удельных расходов электроэнергии на добычу жидкости УЭЦН по Северо-Тарасовскому месторождению приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Распределение уровня расчётных удельных расходов электроэнергии на добычу жидкости УЭЦН по Северо-Тарасовскому месторождению

Наименование месторождения	Период	Удельный расход на добычу жидкости, кВт·ч/т	Графическая интерпретация
Северо-Тарасовское	июль 2018 г.	34,6	
	декабрь 2018 г.	26,7	
	март 2019 г.	21,9	

Уровень удельных энергозатрат по Северо-Тарасовскому месторождению достаточно близок. Это свидетельствует о схожести влияния факторов, формирующих уровень удельных энергозатрат.

Расчётные показатели эксплуатационного КПД УЭЦН приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчётный уровень эксплуатационного КПД УЭЦН по Северо-Тарасовскому месторождению

Наименование месторождения	Период	КПД насосной установки, доли ед.	Графическая интерпретация
Северо-Тарасовское	июль 2018 г.	0,211	
	декабрь 2018 г.	0,251	
	март 2019 г.	0,254	

Наиболее низкий уровень эксплуатационного КПД УЭЦН наблюдается в июле 2018 года, что и определяет повышенный уровень удельных энергозатрат на добычу жидкости. Низкий КПД обусловлен работой многих ПЭЦН вне пределов оптимальной рабочей зоны и высоким процентом свободного газа в насосе.

Распределение УЭЦН по уровню КПД по Северо-Тарасовскому месторождению приведено в таблице 5.

Таблица 5 – Распределение УЭЦН по уровню эксплуатационного КПД

Месторождение	Номер скважины	КПД насосной установки, доли ед.	Графическая интерпретация
1	2	3	4
Северо-Тарасовское	5	0,126	
	15	0,146	
	69	0,147	

Окончание таблицы 5

Северо-Тарасовское	30	0,156	
	7	0,163	
	61	0,177	
	12900	0,197	
	52	0,197	
	58	0,201	
	47	0,225	
	8	0,227	
	13	0,231	
	34	0,237	
	60	0,279	
	13000	0,287	
	13600	0,299	
	4	0,306	
	51	0,314	
	9	0,317	
	63	0,320	
33	0,333		

Баланс полезного использования и потерь электрической энергии

Баланс использования и потерь электрической энергии при эксплуатации фонда УЭЦН по Северо-Тарасовскому месторождению приведён в таблице 6.

Таблица 6 – Баланс использования и потерь электроэнергии при добыче нефти УЭЦН по Северо-Тарасовскому месторождению за март 2019 года

Потребление и потери электроэнергии в УЭЦН		
Суточный расход всего, кВт·ч	17590,2	100 %
в т.ч. полезный расход на подъём, кВт·ч		
нефти	1691,3	9,6 %
воды	2776,8	15,8 %
в т.ч. потери в составляющих элементах УЭЦН, кВт·ч		
Всего	13122,1	74,6 %
в ЭЦН, включая газосепаратор и гидрозашиту	7904,7	44,9 %
в т.ч. ЭЦН за счет вязкости	538,3	3,1 %
ПЭД	3156	17,9 %
в кабеле	845,3	4,8 %
в трансформаторе, вкл. ст. управления и ЧП	1210,2	6,9 %
НКТ, штуцере и др.	5,8	0,0 %

Анализ баланса потребления и потерь электроэнергии фондом УЭЦН показывает, что около 45 % от потребления составляют потери в ЭЦН, около 18 % – в ПЭДе.

Потенциал экономии электроэнергии при эксплуатации фонда УЭЦН

Нормативным (нормальным) режимом работы УЭЦН считается режим, при котором обеспечивается работа погружного насоса в зоне подач от 0,6 до 1,4 от номинальной суточной производительности. В случае периодической эксплуатации УЭЦН

суточная производительность определяется с учётом работы насосной установки и времени накопления в течение суток. Значение КПД ПЭЦН в точках его характеристики, соответствующих 0,6 и 1,4 номинальной подачи, считаются минимально допустимыми. Дополнительный расход электроэнергии, обусловленный снижением КПД ПЭЦН за счёт его работы вне зоны нормативной производительности условно считается сверхнормативным расходом. Рекомендуется принимать меры по обеспечению работы ПЭЦН в зоне нормативной производительности (в рабочей зоне). Величину сверхнормативного расхода в этом случае можно принять как величину потенциальной экономии.

Достижение (получение) данной экономии обеспечивается различными мероприятиями, направленными на обеспечение работы ПЭЦН в оптимальной рабочей зоне:

- смена насоса;
- изменение производительности насоса частотным регулированием;
- улучшение сообщаемости ПЗП с пластом (кислотные обработки, промывки, гидроразрыв и др.);

Потенциал экономии, соответствующий вышеприведённому определению, по фонду УЭЦН составляет 288,1 кВт·ч/сут. или 105,2 тыс. кВт·ч/ год.

Список УЭЦН и величины сверхнормативных расходов по данным установкам приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Сверхнормативные потери электроэнергии по УЭЦН Северо-Тарасовского месторождения

№ скважины	5	15
Тип установленного ЭЦН	225ЭЦНАКИ5-60	ЭЦНА5-30
Номинальная производительность насоса, м ³ /сут.	60	30
Суточный дебит жидкости, м ³ /сут.	15	16
Коэффициент подачи, доли ед.	0,3	0,5
Частота, Гц	50	50
Суточный расход всего, кВт·ч	829,3	570,4
Удельный расход		
жидкости, кВт·ч/т	55,8	39,2
нефти, кВт·ч/т	373,8	76,7
КПД насосной установки, доли ед.	0,126	0,146
Сверхнормативные потери в ЭЦН, кВт·ч/сут.	279,9	8,2

Несмотря на имеющийся в целом потенциал экономии, необходимо отметить, что в осложнённых условиях эксплуатации УЭЦН по Тарасовскому направлению ООО «РН-Пурнефтегаз» при наклонно-направленном профиле ствола и высоком газовом факторе на отдельных скважинах повышение КПД насосной установки является достаточно проблематичным. Также проблематичной становится как борьба с выносом частиц пласта (крепление ПЗП), так и защита от них насоса (скважинные и насосные фильтры и т.д.).

Анализ энергоэффективности скважин СШНУ

Для детального анализа энергоэффективности механизированного фонда скважин, оборудованных СШНУ, был выполнен расчёт показателей энергопотребления с учётом уточнения показателей технологического режима скважин.

По скважинам определены расчётные показатели уровня суточного энергопотребления.

Расчётные показатели удельного энергопотребления на добычу жидкости СШНУ по Северо-Тарасовскому месторождению имеют высокий разброс значений, что говорит о характерных режимах и особенностях эксплуатации СШНУ.

Определяющими факторами, формирующими уровень удельного энергопотребления на добычу жидкости, являются:

- напор насоса (ШГН);
- КПД СШНУ.

КПД СШНУ определяется с учётом:

- типа станка-качалки;
- мощности установленного ЭД и его загрузки;
- КПД подземной части;
- КПД редуктора;
- коэффициента подачи насоса; с учетом длины хода, числа качаний, диаметра насоса;
- коэффициента формы кривой нагрузки.

Расчётные показатели уровня удельных расходов электроэнергии на добычу жидкости СШНУ приведены в таблице 10.

Таблица 8 – Распределение уровня удельных расходов электроэнергии на добычу жидкости СШНУ

Наименование месторождения	Период	Удельный расход на добычу жидкости, кВт · ч/т	Графическая интерпретация
Северо-Тарасовское	июль 2018 г.	21,5	
	декабрь 2018 г.	20,3	
	март 2019 г.	22,4	

Распределение средневзвешенного КПД СШНУ по месторождениям приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Распределение средневзвешенного эксплуатационного КПД ШГН по Северо-Тарасовскому месторождению

Наименование месторождения	Период	КПД СШНУ в целом с учётом коэффициента подачи, доли ед.	Графическая интерпретация
Северо-Тарасовское	июль 2018 г.	0,097	
	декабрь 2018 г.	0,117	
	март 2019 г.	0,107	

Из таблицы видно, что наиболее высокий эксплуатационный КПД СШНУ был в декабре 2018 года.

Распределение СШНУ по критерию возрастания эксплуатационного КПД по скважинам Северо-Тарасовского месторождения в марте 2019 года приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Распределение СШНУ по возрастанию эксплуатационного КПД

Месторождение	Номер скважины	КПД СШНУ в целом с учётом коэффициента подачи, доли ед.	Графическая интерпретация
Северо-Тарасовское	107	0,032	
	20	0,139	
	25	0,144	

Среднее значение эксплуатационного КПД по СШНУ в марте 2019 года составило 0,105.

Основные причины низкого эксплуатационного КПД части фонда СШНУ следующие:

- низкий коэффициент подачи ШГН;
- низкий коэффициент загрузки приводных двигателей, обусловленный низкой подачей ШГН.

Средний коэффициент подачи ШГН 0,28. С коэффициентом подачи до 0,08 эксплуатируется 1 скважина.

Средний коэффициент загрузки ЭД ШГН составляет 0,2. С коэффициентом загрузки ЭД менее 0,2 эксплуатируется 1 СШНУ.

Баланс полезного использования и потерь электроэнергии при работе фонда СШНУ приведён в таблице 11.

Таблица 11 – Баланс полезного использования и потерь электрической энергии фондом СШНУ по элементам насосной установки

Энергетические показатели СШНУ		
Суточный расход всего, кВт·ч	564	100 %
в т.ч. полезный расход на подъём, кВт·ч		
нефти	23,7	4 %
воды	38,6	7 %
в том числе потери по элементам СШНУ, кВт·ч		
Потери всего, включая поступление пластовой энергии, кВт·ч	501,6	89 %
Электродвигатель	230	41 %
Клиноременная передача	6,7	1 %
Редуктор	6,5	1 %
Станок-качалка	48,1	9 %
НК и штанговая колонны	41,7	7 %
ШГН (мех)	4,6	1 %
Гидравлика НКТ	4,5	1 %
Подача ШГН, включая работу пласта	159,5	28 %

Анализ баланса потребления и потерь электроэнергии фондом СШНУ показывает, что 41 % от потребления составляют потери в электродвигателе, около 28 % – потери подачи ШГН.

Оценка потенциала экономии электрической энергии фондом СШНУ

С точки зрения экономических возможностей СШНУ могут обеспечить высокий напор в ограниченном диапазоне подач от 5 до 50 м³/сут. В области подач от 1 до 40 м³/сут. СШНУ имеет более высокий КПД по сравнению с другими способами добычи нефти, и при подаче, равной 35 м³/сут., он может достигать максимального значения 37 %.

Неблагоприятные факторы для СШНУ:

- суммарная деформация колонны штанг и НКТ достигает значительных величин и соизмерима с длиной хода плунжера;
- результатами деформаций могут явиться нарушения герметичности НКТ и утечки из них;
- закон движения точки подвеса штанг отличается от закона движения плунжера. Фактическая длина хода плунжера на 200–500 мм меньше длины точки подвеса штанг, поэтому при выборе режима работы установки стараются обеспечить максимальную длину хода плунжера;
- при изменении режима работы СШНУ (производительность, смена насоса и др.) балансировка СК изменяется и требуется выполнение контроля уравнивания и балансировки.

Неблагоприятными факторами, снижающими энергетическую эффективность эксплуатации СШНУ на Северо-Тарасовском месторождении, являются:

- низкий коэффициент подачи штангового насоса (средний – 0,28);
- низкий коэффициент загрузки приводного ЭД (средний – 0,21).

Удовлетворительной величиной коэффициента подачи может быть принята его величина на уровне 0,6–0,7.

Удовлетворительной величиной коэффициента загрузки приводного ЭД может быть принята его величина на уровне 0,7.

При выполнении мероприятий, способствующих повышению коэффициента подачи до уровня 0,65, КПД СШНУ будет приближаться к нормативному уровню 0,37 и

составит ориентировочно 0,345 (считая, что ЭД подобран правильно и загружен на уровне 0,7). Удельный расход на жидкость при этом составит порядка 13,77 кВт·ч/т.

Расчёт потенциальной экономии выполнится в следующей последовательности:

1. Удельный расход на подъём жидкости до изменения коэффициента подачи, кВт·ч/т·м:

$$\omega = \frac{0,00273}{\eta_{СШНУ}} = \frac{0,00273}{0,105} = 0,026.$$

2. Удельный расход на подъём жидкости с учётом напора насоса до изменения коэффициента подачи, кВт·ч/т:

$$\omega = 0,026 \cdot 989 = 25,714.$$

3. Удельный расход на подъём жидкости при повышении коэффициента подачи насоса до уровня 0,65 (в этом случае КПД СШНУ ожидается на уровне 0,345), кВт·ч/т·м:

$$\omega = \frac{0,00273}{\eta_{СШНУ}} = \frac{0,00273}{0,345} = 0,0079.$$

4. Удельный расход на добываемую жидкость с учётом напора насоса (принимается, что напор насоса не изменился), кВт·ч/т:

$$\omega = 0,0079 \cdot 989 = 7,8.$$

5. Снижение удельных энергозатрат на добычу жидкости при повышении коэффициента подачи ШГН, кВт·ч/т жидкости:

$$\Delta \mathcal{E} = 25,714 - 7,8 = 16,34.$$

6. Потенциальная годовая экономия электроэнергии с учётом объёма добычи жидкости данной группы насосов, тыс. кВт·ч:

$$\mathcal{E} = 9,6 \cdot 16,34 \cdot 365 = 57,26.$$

Для обеспечения повышения коэффициента подачи необходимо выполнить:

- контроль состояния НКТ и обеспечение их герметичности;
- контроль состояния ШГН и их замену при износе;
- уточнение динамического уровня, забойного давления и характеристики притока;
- промывку (при необходимости) скважины и очистку зумпфа от выносимых частиц;
- обработку призабойной зоны с целью увеличения проницаемости ПЗП и сообщаемости с пластом (при необходимости);
- обработку ПЗП с целью ограничения водопритока (при необходимости);
- подбор длины хода и числа качаний для поддержания режима добычи жидкости с подачей насоса, близкой к номинальной (порядка 0,65);
- замену двигателя (при необходимости) для обеспечения коэффициента его загрузки на уровне 0,6–0,7;
- уравнивание СК.

Список СШНУ, имеющих коэффициент подачи до 0,2, приведён в таблице 12.

Таблица 12 – Скважины, эксплуатируемые СШНУ, имеющие коэффициент подачи менее 0,2, на которых целесообразно выполнение мероприятий оптимизации режима работы

Номер скважины	107
Суточный дебит нефти, тонн/сут.	0,2
Динамический уровень, м	877,0
Тип СК	ПНШ80-3-40-01
Напор ШГН, м	1026,2
Плотность жидкости, тонн/м ³	0,990
Глубина спуска насоса, м	2883,0
Коэффициент подачи, доли ед.	0,076

Окончание таблицы 12

Дебит жидкости массовый, тонн	1,98
Коэффициент загрузки двигателя	0,221
СШНУ в целом с учётом Кподачи	0,032
Удельный расход на добычу, кВт·ч/т	
жидкости	91,18
нефти	911,42

Рассмотрим коэффициент загрузки приводного ЭД. Электроприводы СК, эксплуатирующихся на месторождениях Тарасовского направления, подобраны по мощности в соответствии с типом СК и в основном соответствует их номинальной грузоподъёмности и крутящему моменту. Средняя установленная мощность привода СК составляет 41,7 кВт.

48 СК оборудованы ЭД мощностью от 30 до 40 кВт, что составляет 67,6 % фонда СШНУ. Ими добывается 66,4 % нефти и потребляется 51,6 % электроэнергии.

Электроприводы СК мощностью до 30 кВт установлены на 15 скважинах. Это составляет 21,1 % фонда с добычей 47,9 тонн/сут. (15,3 % фонда) и потреблением 2,5 тыс. кВт/сут. (11,0 %).

Электроприводы СК мощностью свыше 40 кВт установлены на 8 скважинах. Это составляет 11,3 % фонда с добычей 57,1 тонн/сут. (18,3 % фонда) и потреблением 8,6 тыс. кВт/сут. (37,3 %).

Средний коэффициент загрузки ЭД ШГН составляет 0,21.

В таблице 13 приведён список СШНУ, имеющих низкую загрузку приводных ЭД (менее 0,3) по месторождениям Тарасовского направления.

Таблица 13 – Список СШНУ, имеющих низкую загрузку приводных ЭД (менее 0,3) по месторождениям Тарасовского направления

Куст	6	7
№ скважины	20	25
Суточный дебит нефти, тонн/сут.	4,7	4,7
Тип СК	ПШГН10-3-5500	ПШГНТ8-3-550
Двигатель		
установленная мощность двигателя, кВт	30,0	35,0
мощность на валу, кВт	3,2	5,5
коэффициент загрузки двигателя	0,158	0,244
КПД двигателя с учётом K_3 и $K_ф$	0,573	0,562
СШНУ		
КПД СШНУ в целом с учётом $K_{подачи}$	0,139	0,144
суточный расход, кВт·ч	133,0	250,5

Оценку потенциальной экономии электроэнергии от замены незагруженного ЭД на ЭД необходимой мощности выполним в следующей последовательности:

Ниже приведены исходные данные:

- средняя нагрузка на валу ЭД = 4,35 кВт;
- коэффициент загрузки ЭД = 0,201;
- КПД ЭД при коэффициенте загрузки 0,213 = 0,568;
- средняя установленная мощность ЭД = 32,5 кВт;
- среднее суточное потребление электроэнергии = 191,5 кВт·ч/сут.;
- расчётное контрольное потребление (через нагрузку):

$$\left(\frac{P_{на\ валу}}{\eta_{ЭД}} \right) \cdot 24 = \left(\frac{4,35}{0,568} \right) \cdot 24 = 183,8 \text{ кВт·ч/сут.}$$

Примем, что коэффициент загрузки после замены ЭД составит 0,7. Поправочный коэффициент к КПД ЭД при Кзагрузки = 0,7 составит 0,99. КПД устанавливаемых ЭД примем на уровне 90 %.

Вычислим:

- эксплуатационный КПД устанавливаемых ЭД:

$$0,9 \cdot 0,99 = 0,89;$$

- расчётный суточный расход по средней скважине:

$$\left(\frac{4,1}{0,89} \right) \cdot 24 = 110,56 \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут}\cdot\text{скв.};$$

- суточная экономия:

$$183,8 - 110,56 = 73,24 \text{ кВт}\cdot\text{ч/скв. сут.};$$

- годовая экономия на рассматриваемый фонд:

$$73,24 \cdot 365 \cdot 2 = 53,46 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}.$$

Литература

1. Анализ разработки Северо-Тарасовского месторождения. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2009.
2. Технологический режим работы добывающих скважин Северо-Тарасовского месторождения. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2017.
3. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
7. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство Лик, 2018. – 292 с.
8. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень : Зауралье, 2010. – 604 с.
12. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 34–61.
13. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ применения системы байпасирования Y-Tool для исследования под действующей УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 62–81.
14. Казазян М.Г., Татарина Е.Э. Особенности выработки запасов на Северо-Тарасовском месторождении Пуровского района Ямало-Ненецкого Автономного округа // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 93–96.
15. Пучкина Л.Д. Механизмы регулирования повышения эффективности использования ресурсов предприятиями нефтегазовой отрасли // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 5. – С. 187–188.
16. Савенок О.В. Разработка принципов, методов и технологий ресурсосбережения для нефтедобычи с учётом комплекса факторов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). ОС № 9. – М. : Издательство «Горная книга», 2013. – № 4. – 64 с.
17. Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ общих подходов к проблеме ресурсосбережения для нефтедобычи с учётом комплекса факторов // ГеоИнжиниринг. – 2013. – № 1 (17) весна 2013. – С. 62–67.

18. Савенок О.В. Принципы формирования инновационно-производственных и ресурсосберегающих методов и стратегий // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 7. – С. 43–49.
19. Северо-Тарасовское нефтегазоконденсатное месторождение // Горные ведомости. – 2008. – № 5 (48). – С. 72–75.
20. Шарыпова Д.Д., Савенок О.В. Концепция инновационно-производственной и ресурсосберегающей деятельности предприятия // Сборник тезисов 67-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2013» Секция 8 Экономика и управление в нефтяной и газовой промышленности (9–12 апреля 2013 года, г. Москва). – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – С. 179.
21. Шиян С.И., Омельченко Н.Н. Варианты реинжиниринга при реконструкции производственных объектов системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, газа и воды Ивановского месторождения // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 3.

References

1. Analysis of the Severo-Tarasovskoye field development. – Krasnodar : LLC Oil Company Rosneft – STC, 2009.
2. Technological operation mode of production wells in the Severo-Tarasovskoye field. – Krasnodar : ООО НК Роснефть - STC, 2017.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : a textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas places of birth. – М. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
7. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : Lik Publishing House, 2018. – 292 p.
8. Savenok O.V. Optimization of operation technique operation to increase efficiency of oilfield systems with complicated production conditions. – Krasnodar : South Publishing House, 2013. – 336 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squagun. – М. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
11. Janin, A.N. Problems of development of oil fields in Western Siberia. – Tyumen : Trans-Urals, 2010. – 604 p.
12. Borovik O.V., Savenok O.V. Analysis of ESP operation efficiency at the oilfields of Krasnodar Territory // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2017. – № 2. – P. 34–61.
13. Borovik O.V., Savenok O.V. Analysis of the Y-Tool bypassing system application for investigation under the operating ESP installation at the Krasnodar Territory fields // Nauka. Technique. Technologiya (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 2. – P. 62–81.
14. Kazazian M.G., Tatarinova E.E. Features of the reserves development on the Severo-Tarasovskoe deposit of the Purovsky area of Yamalo-Nenets Autonomous District // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 93–96.
15. Puchkina L.D. Mechanisms of regulation of resource use efficiency increase by oil and gas industry enterprises // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 5. – P. 187–188.
16. Savenok O.V. Development of the resource saving principles, methods and technologies for oil production taking into account the complex of factors // Gornyi information-analytical buk-let-year (scientific and technical journal). Separate article (special issue). OS № 9. – М. : Mining Publishing House «Mining Book», 2013. – № 4. – 64 p.
17. Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of the general approaches to the problem of resource saving for oil production taking into account a complex of factors // GeoEngineering. – 2013. – № 1 (17). – P. 62–67.
18. Savenok, O.V. Principles of the innovation-production and resource-saving methods and strategies formation // Oilfield business. – 2013. – № 7. – P. 43–49.
19. Severo-Tarasovskoe oil-gas-condensate field // Gornye Vedomosti. – 2008. – № 5 (48). – P. 72–75.
20. Sharypova D.D., Savenok O.V. Concept of innovative production and resource-saving activities of the enterprise // Collection of theses from the 67th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas – 2013» Section 8 Economics and Management in the oil and gas industry (April 9–12, 2013, Moscow). – М. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2013. – P. 179.
21. Shiyani S.I., Omelchenko N.N. Engineering options for the reconstruction of production facilities of the system of collection, transportation and treatment of oil, gas and water of Ivanovo field // Petroleum Engineer. – 2020. – № 3.