

УДК 622.24.063

<https://doi.org/10.33619/2414-2948/130/24>

**ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА
СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ**

©**Барсуков А. Ф.**, ORCID: 0009-0003-1563-8824, SPIN-код: 9327-7804, Югорский
государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия, mr.barsukov.af@mail.ru

©**Королев М. И.**, ORCID: 0000-0003-3045-0718, SPIN-код: 7090-9909, канд. техн. наук,
Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия, m_korolev@ugrasu.ru

**IMPROVING THE ENERGY EFFICIENCY OF THE TECHNOLOGICAL PROCESSES
OF OIL COLLECTION AND TREATMENT AT THE YAMALO-NENETS AUTONOMOUS
OKRUG FIELDS IN THE TYUMEN REGION**

©**Barsukov A.**, ORCID: 0009-0003-1563-8824, SPIN-code: 9327-7804,
Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia, mr.barsukov.af@mail.ru

©**Korolev M.**, ORCID: 0000-0003-3045-0718, SPIN-code: 7090-9909, Ph.D.,
Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia, m_korolev@ugrasu.ru

Аннотация. Одним из актуальных вопросов нефтегазовой отрасли является снижение энергозатрат при осуществлении производственной деятельности. Статья направлена на рассмотрение организации технологического процесса сбора и подготовки нефти на одном из месторождений Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области и предложение решений по оптимизации системы с использованием энергоресурсосберегающих технологий. Авторами проведены технологические и экономические расчеты, выполнена оценка возможности стабильной работы технологий в условиях месторождения, а также разработаны существующая и предлагаемая схемы загрузки дожимных насосных станций в программном комплексе «РН-СИМТЕП». В результате работы установлено, что при внедрении данных технологий на месторождении имеется потенциал получения значительных эффектов в натуральном выражении и роста энергоэффективности процесса сбора и подготовки нефти.

Abstract. An urgent issue in the oil and gas industry is the reduction of energy consumption during production activities. This article examines the technological process of oil collection and preparation at an artificial field in the Purovsky District of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, Tyumen Region, and proposes solutions to optimize the system using energy-saving technologies. The authors performed technological and economic calculations, assessed the operational stability of these technologies, and modeled existing and proposed booster pumping station loading schemes using the RN-SIMTEP software package. The study concludes that implementing these technologies at the field offers significant potential for physical production gains and increased energy efficiency in the oil collection and treatment process.

Ключевые слова: подготовка нефти, расход жидкости, расход энергии, энергоэффективность, Ямало-Ненецкий автономный округ, Тюменская область.

Keywords: oil collection, liquid consumption, energy consumption, energy efficiency, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, Tyumen Region.

Использование наукоемких и инновационных подходов — основа для экономического роста Российской Федерации. Значительный вклад в достижение технологического суверенитета в новых энергетических технологиях, энергетической безопасности и мирового лидерства в энергетике вносит реализация национального проекта «Новые атомные и энергетические технологии». Согласно основным показателям национального проекта к 2030 г доля отечественного оборудования в ТЭК составит 90% (<http://government.ru/>).

Ключевым направлением развития нефтегазового сектора российской экономики является внедрение энергоресурсосберегающих технологий в процесс сбора и подготовки скважинной продукции. Энергоэффективность — это эффективное использование топливно-энергетических ресурсов, определяемое как отношение эффекта, полученного от внедрения энергосберегающих мероприятий к затратам ресурсов, направленных на их проведение». Данный показатель позволяет оценить эффективность проводимых энергосберегающих мероприятий [1].

Не существует одного единственного фактора, определяющего состояние всей энергосистемы. Условия постоянно меняются. Обеспечение энергоэффективности требует постоянного внимания ко всему комплексу факторов. Практическое использование имеющихся резервов повышения энергоэффективности должно базироваться на достоверных учётных данных автоматизированного мониторинга энергопотребления на нефтедобывающем предприятии, системного анализа и прогнозирования потребления энергоресурсов [2].

Для решения задач энергосбережения и повышения энергоэффективности технологических процессов добычи, транспорта и подготовки нефтепродуктов необходимым является, как совершенствование схем сбора и подготовки нефтепродуктов на промысле, так и обеспечение данных процессов системами автоматизации, сбора и передачи технологической информации в реальном масштабе времени [3].

На отечественных месторождениях нефти и газа затраты электроэнергии на подготовку и транспорт нефти в среднем достигают 6,7% от электрозатрат на все технологические процессы. Система сбора и подготовки продукции скважин потребляет энергии намного меньше, чем системы ППД и подъема пластовой жидкости, однако и здесь энергопотребление очень значительно [4].

На одном из искусственных месторождений Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (месторождение X) наблюдаются следующие проблемы с энергоэффективностью технологического процесса сбора и подготовки нефти: мощности ДНС-9, ДНС-11, ДНС-12 и ДНС-13 без учета резерва загружены на 150%, 24%, 54% и 59% соответственно. Оптимизация работы системы ДНС позволит увеличить эффективность операционной деятельности Актива, и соответственно, повысить темпы экономического развития. Цель научной статьи заключается в предложении решений по повышению энергоэффективности деятельности искусственного месторождения Западной Сибири за счет модернизации и оптимизации технологического процесса сбора и подготовки нефти.

Гипотеза настоящего исследования состоит в том, что применение энергоресурсосберегающих технологий сбора и подготовки нефти является оптимальным подходом для формирования стабильной работы оборудования, получения высоких эффектов в натуральном выражении. База исследования сформирована по данным отчетных документов о характеристиках месторождения Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Выборка из показателей разработки месторождения состоит из: общих сведений о месторождении, геолого-физической характеристики продуктивных пластов, состояния разработки, текущего состояния системы сбора и подготовки продукции скважин.

Согласно «Технологической схеме разработки» на месторождении продолжает эксплуатироваться однетрубная герметизированная система сбора и промысловой подготовки продукции скважин с дожимными насосными станциями ДНС-9, ДНС-11, ДНС-12, ДНС-13. Текущее состояние обустройства существующей системы сбора и подготовки продукции скважин на 01.02.2025 г. представлено в Таблице 1.

Таблица 1

ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ОБУСТРОЙСТВА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ СБОРА
И ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ X НА 01.02.2025 Г.
(ПО ДАННЫМ ОТЧЕТНЫХ ДОКУМЕНТОВ)

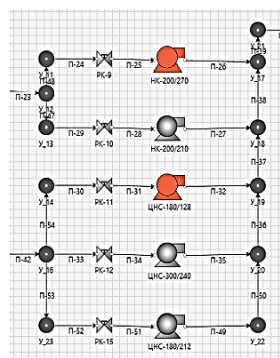
Объекты сбора и подготовки	Год ввода в эксплуатацию	Проектная мощность по жидкости тыс. м ³ /год (м ³ /сут)	Фактическая загрузка по жидкости тыс. м ³ /год (м ³ /сут)	Объем воды на КНС тыс. м ³ /год (м ³ /сут)
ДНС-13	2002	2190 (6000)	1303,4 (3570,9)	932,4 (2554,5)
ДНС-11	1990	7780 (21315)	1868,1 (5118,1)	1724,2 (4723,9)
ДНС-12	1992/2004	3820 (10466)	2066,9 (5663)	1732,6 (4746,9)
ДНС-9	2015	2190 (6000)	3301,1 (9044)	407,9 (1117,4)

Существующая схема загрузки дожимных насосных станций, построена авторами в программном комплексе «РН-СИМТЕП» (Рисунок 1) на основе профиль-дизайнов загруженности объектов системы сбора и подготовки продукции скважин. Оранжевым цветом выделены насосы в работе. Можно сказать, что проектная загрузка отсутствует на всех ДНС.

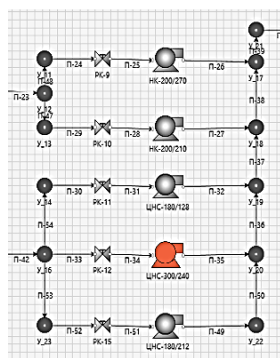


Построение проведено с помощью РН-СИМТЕП

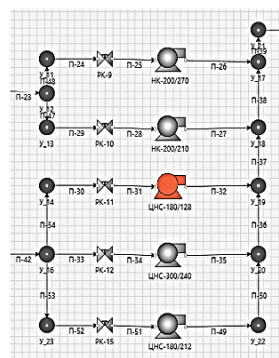
Красный цвет - отсутствие проектной загрузки



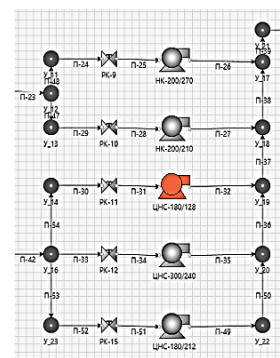
ДНС-9. ЗАГРУЗКА 150%
НК-200/270. Загрузка 99%
ЦНС-180/128. Загрузка 89%



ДНС-11. ЗАГРУЗКА 24%
ЦНС-300/240. Загрузка 72%



ДНС-12. ЗАГРУЗКА 54%
ЦНС-180/128. Загрузка 132%



ДНС-13. ЗАГРУЗКА 59%
ЦНС-180/128. Загрузка 87%

Рисунок 1. Существующая схема загрузки дожимных насосных станций на месторождении X

В ходе анализа мощностей оборудования дожимных насосных станций определены следующие данные: 4 ДНС в работе; 5 центробежных насосов секционных в работе; на 3/5 выполнен план по работе ДНС; на 287% загружены мощности насосного оборудования ДНС; 58% фонда работают в стабильном режиме.

Повышение энергоэффективности процесса сбора и подготовки возможно обеспечить благодаря применению: классических технологий: изменение элементов конструкции оборудования, режима работы системы; инновационных технологий: применение робототехники, альтернативных источников энергии, цифровых технологий, автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП).

Рассмотрим основное и дополнительное решения приведенных проблем, предложенные авторами:

1. Основное решение: сокращение ДНС-9 по жидкости на 3 044 м³/сут; расширение ДНС-11 по жидкости на 12 200 м³/сут; расширение ДНС-12 по жидкости на 4 803 м³/сут; расширение ДНС-13 по жидкости на 4 000 м³/сут.

2. Дополнительное решение: внедрение АСУ ТП дожимными насосными станциями с использованием программируемых логистических контроллеров (ПЛК), на основе SCADA-системы "TRACE MODE 6".

Оказать влияние на возможность внедрения автоматизированных систем управления дожимными насосными станциями с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы на месторождении X могут:

1. Свойства перекачиваемой среды на месторождении: вязкость: 0,47 мПа*с; содержание парафина: 3,6 %; содержание сероводорода: 0%; содержание серы: 0,19%; газосодержание: 232 м³/т.

2. Параметры окружающей среды на месторождении: минимальная температура воздуха: -55 °С; годовое количество осадков: 500 мм; максимальное значение скорости ветра: 3,1 м/с.

Одновременно с информацией из отчетных документов месторождения X сформирована структура АСУ ТП (<https://ppt-online.org/>), включающая: 1. Датчик температуры «ТСМУ Метран-274-02» (<https://kip-labs.ru/>). 2. Датчик давления «Метран-55» (<https://www.logikamarket.ru/>). 3. Уровнемер "Emerson Rosemount 3300" (<https://propribory.ru/>). 4. Пневматический регулирующий клапан "LanYuXuan COVNA" (<https://aliexpress.ru/>). 5. Пневматическая регулирующая заслонка «Тип 3331/3278» (<https://www.smetal.ru/>). 6. Программируемый логистический контроллер "I-87K8 ICP DAS" (<https://insat.ru/>). 7. Программное обеспечение "TRACE MODE 6" (SCADA-система) (<https://tracemode.ru/>).

АСУ ТП обеспечивает: автоматизированный контроль и управление в реальном масштабе технологическим процессом ДНС; автоматическое и удаленное ручное управление задвижками и клапанами; обеспечение обслуживающего персонала оперативной достоверной информацией; сбор и передачу данных в базу данных предприятия.

Определим, можно ли рекомендовать выбранные технологии повышения энергоэффективности для решения проблем на месторождении X. Опишем все характеристики месторождения X, которые могут повлиять на возможность применения технологий.

Механизированный фонд УЭЦН представлен 294 скважинами по пластам БП5, БП8, БП9, БП3, БП6, БП4, БП82, АП12, АЧ, БП10-11, БП14, БП80, БП7, АП111, БП11, БП12, БП101, БП102, АП80. Механизированный фонд УСШН представлен 37 скважинами по пластам БП10-11, БП14, БП10, БП8, БП6. Фонтанный фонд представлен 45 скважинами по пластам АП111, БП101, БП102, БП91, БП11, БП10-11, БП14, БП8, БП9, АЧ. Поэтому проведение сокращения или расширения фонда ДНС (ввода в резерв или в работу ЦНС на ДНС соответственно) возможно благодаря широкому фонду скважин, позволяющему снизить или нарастить темпы добычи, и как следствие, снизить или увеличить объемы поступающего флюида к оборудованию ДНС.

Согласно техническим характеристикам компонентов АСУ ТП способна работать в стабильном режиме при следующих:

1. Свойствах перекачиваемой среды: вязкость: ниже 1,4 мПа*с; содержание парафина: 8,6 %; содержание сероводорода: 0%; содержание серы: 0,25%; газосодержание: до 300 м³/т.

2. Параметрах окружающей среды: минимальная температура воздуха: -55°С; внутренний диапазон измерений температуры: -50-100°С; годовое количество осадков: 500-600 мм; максимальное значение скорости ветра: до 55 м/с.

В ходе сравнения условий работы оборудования на месторождении X и технических характеристик подобранных компонентов АСУ ТП можно сказать, что данная технология способна работать в стабильном режиме в условиях месторождения X. Рассмотрим полученные эффекты от внедрения энергоресурсосберегающих технологий на реальном месторождении. В 2019 г на Заполярном месторождении ООО «Газпром добыча Ямбург» проведена оперативная индивидуальная оптимизация технологического режима эксплуатации каждой скважины за счет интеграции АСУ ТП с программным комплексом по работе с геологической информацией (ПКГИ), включающем геолого-технологическую модель «пласт-скважина-система сбора газа-система подготовки продукции» и численный алгоритм расчета технологического режима работы скважин. Удельный выход нестабильного конденсата на газ сепарации в целом по неокомским залежам Заполярного НГКМ за 2019 г. увеличился со 180,7 (вариант «без проекта») до 185,8 г/м³ (вариант «с проектом»). При этом накопленный за 2019 г. прирост добычи нестабильного конденсата составил 73,6 тыс. т (+2,8%) (<https://yamburg-dobycha.gazprom.ru/>).

Применение АСУ ТП для оптимизации деятельности месторождения Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области имеет высокий потенциал. Проведем расчет для технологического процесса сбора и подготовки нефти месторождения X, чтобы определить, как изменятся показатели работы от внедрения технологий: расход жидкости (в м³/сут и %); удельный расход электроэнергии (УРЭ) (в кВт*ч/м³ и %). Расчет основного решения включает: расширение ДНС-12 по жидкости на 4 803 м³/сут, расширение ДНС-13 по жидкости на 4 000 м³/сут, расширение ДНС-11 по жидкости на 12 200 м³/сут, сокращение ДНС-9 по жидкости на 3 044 м³/сут для достижения проектной загрузки. Исходя из профиль-дизайна загруженности ДНС-12 определен состав насосной системы ДНС-12 и мощность ЦНС до и после предлагаемой в отчетных документах оптимизации (Таблица 2).

Таблица 2

ПРОЦЕСС ОПТИМИЗАЦИИ РАСХОДА ЖИДКОСТИ ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ СЕКЦИОННЫМИ НА ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ №12 МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Марка насоса	Состав ДНС-12 до оптимизации	Состав ДНС-12 в процессе оптимизации	Состав ДНС-12 после оптимизации
НК-200/270	0 ед.	2 ед. 9 600 м ³ /сут (макс. загрузка)	0 ед.
НК-200/210	0 ед.	1 ед. 4 800 м ³ /сут (макс. загрузка)	0 ед.
ЦНС-180/128	1 ед. 5 663 м ³ /сут (макс. 4 320 м ³ /сут)	1 ед. 5 663 м ³ /сут (макс. 4 320 м ³ /сут)	1 ед. 4 320 м ³ /сут
ЦНС-300/240	0 ед.	1 ед. 7 200 м ³ /сут (макс. загрузка)	1 ед. 6 146 м ³ /сут (макс. 7 200 м ³ /сут)
ЦНС-180/212	0 ед.	1 ед. 5 663 м ³ /сут (макс. загрузка)	0 ед.

Например, НК-200/270 (0+2): до оптимизации в работе находилось 0 НК, после вывели из резерва (в работу) 2 НК. Следовательно, в настоящий момент времени: один ЦНС-180/128 фактически обеспечивает 5 663 м³/сут, при максимально допустимой загрузке 4 320 м³/сут. (ЦНС перегружен, 131% от максимальной загрузки). После выведения в работу насосов на ДНС-12, согласно профиль-дизайну, установлено: ДНС-12 обеспечивает 32 640 м³/сут, из 10 466 м³/сут проектной нагрузки, следовательно, отсутствует необходимость выведения всех ЦНС и НК в работу.

Предлагаются следующие решения:

1. Снижение загрузки одного ЦНС-180/128 до максимально допустимой загрузки: 4 320 м³/сут.

2. Вывод в работу одного ЦНС-300/240, обеспечивающего загрузку 6 146 м³/сут. Загрузка 85%.

Таким образом, итоговая загруженность насосов ДНС-12: ЦНС-180/128, который обеспечивает максимальную загрузку 4320 м³/сут. Загрузка 100%; ЦНС-300/240, который обеспечивает загрузку 6 146 м³/сут. Загрузка 85%. В ходе оптимизации обеспечена загрузка ДНС-12 по жидкости на 10 466 м³/сут. (90% от возможности ДНС), что соответствует проектной загрузке. Значения удельного расхода электрической энергии при оптимизации ДНС-12 с учетом потребляемой мощности и загрузки ЦНС отражены в Таблице 3:

Таблица 3

ПРОЦЕСС ОПТИМИЗАЦИИ УДЕЛЬНОГО РАСХОДА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ СЕКЦИОННЫМИ
НА ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ №12 МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Марка насоса	Параметр	До оптимизации	После оптимизации
ЦНС-180/128	Потребляемая мощность, кВт	116	89
	УРЭ, кВт*ч/м³	64	64
ЦНС-300/240	Потребляемая мощность, кВт	0	238
	УРЭ, кВт*ч/м³	0	223

Итого, УРЭ при оптимизации ДНС-12: $64 + 223 = 287$ кВт*ч/м³.

Исходя из планируемых мощностей по профиль-дизайнам загруженности, технических характеристик центробежных насосов ДНС-9, ДНС-11 и ДНС-13, при основном решении, удельный расход электроэнергии и расход жидкости фонда ДНС в ходе проведения аналогичных вычислений составят 22 980 тыс. м³/год и 4164 кВт*ч/м³ соответственно.

Изучим потребляемую мощность устройств автоматизированной системы управления дожимными насосными станциями с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы на месторождении Ямало-Ненецкого автономного округа опираясь на технические характеристики: датчик температуры «ТСМУ Метран-274-02»: 0,0009 кВт; датчик давления «Метран-55»: 0,001 кВт; уровнемер “Emerson Rosemount 3300”: 0,00092 кВт; регулирующий клапан “LanYuXuan COVNA”: 0,015 кВт; регулирующая заслонка «Тип 3331/3278»: 0,015 кВт; логистический контроллер “I-87K8 ICP DAS”: 0,02 кВт. Итого потребляемая мощность системы: 0,05282 кВт. Благодаря АСУ ТП возможно исключение непроизводительных потерь электроэнергии в процессе работы дожимной насосной станции достигают 25% [5].

Определим расход электроэнергии в год при работе девяти АСУ ТП ДНС: $0,05282 * 24 * 365 * 9 * 0,75 = 3\,123$ кВт*ч. Далее опишем полученные эффекты при внедрении предлагаемой системы (основного и дополнительного решений): 1. Фактическая загрузка системы: 22 980 тыс. м³/год. 2. УРЭ системы в год: 384 564 кВт*ч/м³.

После проведения оптимизации, включающей изменение структуры четырех ДНС и внедрение девяти систем управления, все дожимные насосные станции выведены на проектную загрузку (Рисунок 2).

Основываясь на существующих мощностях из профиль-дизайнов загруженности, технических характеристиках центробежных насосов ДНС-9, ДНС-11, ДНС-12 и ДНС-13, для существующей системы сбора и подготовки, при осуществлении вышеприведенного расчета получим: 1. Фактическая загрузка системы: 13 264 тыс. м³/год. 2. УРЭ системы в год: 297 110 кВт*ч/м³.

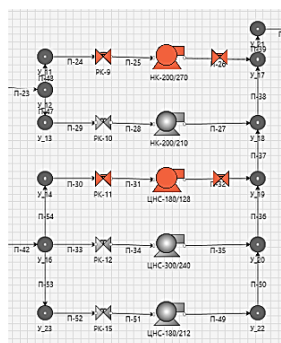
Таким образом, в ходе расчета предлагаемой системы оптимизации работы системы сбора и подготовки нефти месторождения Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного

округа Тюменской области получены следующие результаты: 1. Фактическая загрузка системы: 22 980 тыс. м³/год. (+42%). 2. УРЭ системы в год: 384 564 кВт*ч/м³. (+22%).



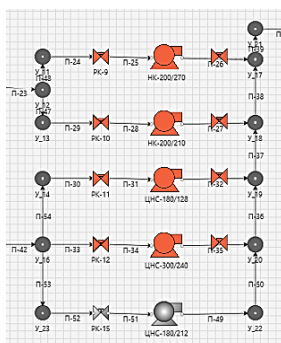
Построение проведено с помощью РН-СИМТЕП

Зеленый цвет – проектная загрузка



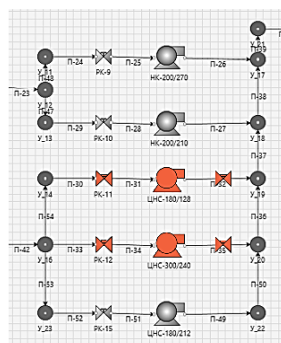
ДНС-9. ЗАГРУЗКА 99%

НК-200/270. Загрузка 99%
ЦНС-180/128. Загрузка 28%



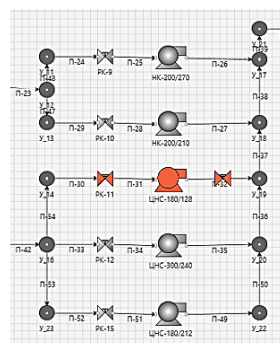
ДНС-11. ЗАГРУЗКА 99%

ЦНС-300/240. Загрузка 99%.
2 НК-200/270. Загрузка 99%.
НК-200/210. Загрузка 95%.



ДНС-12. ЗАГРУЗКА 99%

ЦНС-180/128. Загрузка 100%
ЦНС-300/240. Загрузка 85%



ДНС-13. ЗАГРУЗКА 99%

ЦНС-300/240. Загрузка 83%

Рисунок 2. Предлагаемая схема загрузки дожимных насосных станций на месторождении X

Удельный расход электрической энергии фонда ДНС вырос на 22%. Однако при рассмотрении эффектов в абсолютных единицах, установлено повышение загрузки системы на 9 716 тыс. м³/год (в 1,7 раза).

Итак, можно сказать, что применение энергоресурсосберегающих технологий сбора и подготовки нефти в полной мере подтверждает поставленную гипотезу: технологии способны работать в стабильном режиме в условиях месторождения X; на реальном месторождении от внедрения технологий получены высокие эффекты в натуральном выражении, получен высокий рост энергоэффективности процесса сбора и подготовки нефти; по результатам проведенных расчетов, при внедрении технологий на месторождении X имеется потенциал получения высоких эффектов в натуральном выражении, роста энергоэффективности процесса сбора и подготовки нефти.

Список литературы:

1. Чекалин В. С., Ермакова М. Ю. Управление энергоэффективностью и ресурсосбережением. СПб., 2018. 70 с.
2. Ивановский В. Н., Сабиров А. А. Большая энергетика нефтяной промышленности // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2011. №3. С. 35-43.
3. Сагдатуллин А. М. Анализ энергоемкости технологических процессов схемы сбора и подготовки нефти на промысле нефтедобывающего предприятия // Нефтепромысловое дело. 2014. №6. С. 51-55.
4. Ильина М. Н., Ильина Г. Ф. Организационные мероприятия по повышению энергоэффективности на примере нефтедобывающих предприятий Томской области // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. №5. С. 91-98.
5. Сушков В. В., Велиев М. К., Гладких Т. Д., Мальгин Г. В. Экономия электроэнергии и снижение потерь в электротехнических комплексах нефтегазодобычи. Нижневартовск, 2015. 219 с.

References:

1. Chekalin, V. S., & Ermakova, M. Yu. (2018). Upravlenie ehnergoehffektivnost'yu i resursosberezeniem. St. Petersburg. (in Russian).
2. Ivanovskij, V. N., & Sabirov, A. A. (2011). Bol'shaya ehnergetika neftyanoy promyshlennosti. *Oborudovanie i tehnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, (3), 35-43. (in Russian).
3. Sagdatullin, A. M. (2014). Analiz ehnergoemkosti tehnologicheskikh processov shemy sbora i podgotovki nefti na promysle neftedobyvayushchego predpriyatiya. *Neftepromyslovoe delo*, (6), 51-55. (in Russian).
4. Il'ina, M. N., & Il'ina, G. F. (2018). Organizacionnye meropriyatiya po povysheniyu ehnergoehffektivnosti na primere neftedobyvayushchih predpriyatij Tomskoj oblasti. *Izvestiya Tomskogo politehnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 329(5), 91-98. (in Russian).
5. Sushkov, V. V., Veliev, M. K., Gladkih, T. D., & Mal'gin, G. V. (2015). Ehkonomiya ehlektroehnergii i snizhenie poter' v ehlektrotehnicheskikh kompleksah neftegazodobychi. Nizhnevartovsk. (in Russian).

Поступила в редакцию
22.06.2026 г.

Принята к публикации
29.06.2026 г.

Ссылка для цитирования:

Барсуков А. Ф., Королев М. И. Повышение энергоэффективности технологического процесса сбора и подготовки нефти на месторождении Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области // Бюллетень науки и практики. 2026. Т. 12. №9. С. 219-226. <https://doi.org/10.33619/2414-2948/130/24>

Cite as (APA):

Barsukov, A., & Korolev, M. (2026). Improving the Energy Efficiency of the Technological Processes of Oil Collection and Treatment at the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug Fields in the Tyumen Region. *Bulletin of Science and Practice*, 12(9), 219-226. (in Russian). <https://doi.org/10.33619/2414-2948/130/24>