

УДК 622.276.63  
МРНТИ 52.47.27

## ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОТ УВЕЛИЧЕНИЯ МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

**Р.Г. Хайретдинов, Г.Е. Дабисов, С.В. Ишангалиев**  
ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

*На межремонтный период эксплуатации скважин влияет чрезвычайно большое число факторов, охватывающих геолого-физические, технические и технологические условия их эксплуатации. Чем выше показатель межремонтного периода эксплуатации скважин, тем эффективнее работает фонд скважин согласно плановым показателям, а также низкие, прежде всего, операционные расходы на содержание скважин, что соответственно влияет на экономическую эффективность эксплуатации скважин.*

*В последние годы в ряде нефтяных компаний уделяют пристальное внимание проблеме повышения межремонтного периода эксплуатации скважин. Разрабатываются мероприятия, направленные на:*

- снижение агрессивности добываемой продукции;*
- совершенствование конструкции установки электроприводного центробежного насоса;*
- совершенствование конструкции глубинно-насосного оборудования.*

*В данной статье рассмотрен методический подход и представлены результаты анализа влияния увеличения межремонтного периода эксплуатации на денежный поток компании на примере условных месторождений.*

*Ключевые слова: межремонтный период эксплуатации скважин, установка электроприводного центробежного насоса, подземный ремонт скважин, капитальный ремонт скважин, наработки на отказ, глубинно-насосное оборудование, борьба с осложнениями, насосно-компрессорные трубы, асфальтосмолопарафиновые отложения, денежный поток.*

### **Введение**

Процесс эксплуатации скважин необходимо рассматривать с учётом множества факторов, влияющих на операционные и капитальные расходы компании, в числе которых эффективность работы глубинно-насосного оборудования (далее – ГНО), определяющая межремонтный период эксплуатации скважин (далее – МРП), объем добытой нефти в результате снижения простоя фонда скважин. На динамику МРП могут влиять как геолого-физические характеристики месторождения, так и исторически сложившиеся технологические условия добычи: способ эксплуатации, система сбора, система закачки и ингибирования, темпы отбора и многие прочие факторы.

Виды и степень осложнений, влияющих на надежность и продолжительность работы внутрискважинного оборудования, определяются физико-химическими свойствами добываемой углеводородной

продукции, геолого-физическими условиями скважин, технологическими режимами эксплуатации скважин и имеют свойство изменяться на протяжении всего периода эксплуатации месторождения. На поздних стадиях разработки месторождений в целях достижения запланированных объемов добычи скважин зачастую реализуется тактика форсированных отборов с применением более производительных способов механизированной добычи, эксплуатации скважин с необоснованно низкими забойными давлениями. Объемы осложнений резко возрастают при продолжительном освоении месторождений в связи с падением пластового давления, высокой обводненностью, старением фонда скважин, уплотнением сетки скважин и требуют более масштабных, комплексных и системных методов борьбы с ними.

Основные виды осложнений на скважинах нефтедобывающих организаций (далее – НДО) АО НК «КазМунайГаз» (да-

лее – КМГ) – это коррозия, солеотложение, асфальтосмолопарафиновые отложения (далее – АСПО), механические примеси, приводящие к эрозивному и химическому разрушению ГНО и ствола скважин (негерметичность эксплуатационной колонны). По каждому из приведенных направлений геологическими и технологическими службами НДО проводится постоянная исследовательская деятельность с привлечением научно-технического и инжинирингового центра КМГ ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ), стремящегося предоставить и адаптировать собственные решения, а также технологии отечественных и зарубежных предприятий для научно-технического и инжинирингового сопровождения мероприятий по снижению факторов, осложняющих добычу. Следует отметить последние эффективные технологии механизированной добычи и нефтехимии, прошедшие опытно-промышленные испытания и внедренные в производство НДО КМГ, такие как:

- установки электроприводных центробежных насосов (далее – УЭЦН);
- установки винтовых насосов с погружным электродвигателем (далее – УЭВН);
- насосно-компрессорные трубы (далее – НКТ) различных типов: коррозионно-стойкие, устойчивые к абразивам и истиранию с различными покрытиями;
- эффективные бактерициды, ингибиторы коррозии, солеотложения и АСПО;
- защитные оборудования против механических примесей (скважинные фильтры, газо-, пескозащитные якоря и др.).

В практике внедрения множества видов техники и технологий, направленных на снижение влияния осложняющих факторов, может оказаться, что, несмотря на очевидную технологическую эффективность внедренных инноваций, экономическая составляющая таких проектов может быть отрицательной. Порой затраты на внедрение технологий и сопутствующих мероприятий не оправдывают того технологического эффекта, который они могут принести. Затраты на соответствующие мероприятия не покрываются выгодами, достигнутыми от сокращения количества подземных ремонтов скважин (далее – ПРС) и потерь нефти от простоев.

Если говорить о выгоде (рентабельности) того или иного внедрения, то на этот показатель могут влиять многие факто-

ры. Мировые цены на нефть, стоимость транспортировки до конечного потребителя, себестоимость добываемой продукции, закупочная цена технологии, модель обслуживания скважины и даже качество товара от производителя как фактор долговечности и эффективности технологии – это лишь немногие факторы влияния на конечный успех и финансовый результат предприятия. В число факторов, от которых зависит будущая технико-экономическая эффективность новой технологии или техники, могут входить и система производственных процессов, квалификация специалистов, культура производства, контроль качества и применения этой технологии, автоматизация и цифровизация производства.

При выявлении целевого фонда для реализации мероприятий (новых технологий и техники) по борьбе с осложнениями и дальнейшей работы с ним вопросы качественной оценки финансовых затрат на внедрение технологий, возврата инвестиций и получения выгод представляют определенную важность для дальнейшей успешной производственной деятельности нефтедобывающей компании. На стадии предварительной оценки эффективности технологии возможно смоделировать те или иные сценарии экономической модели, оценить ожидаемые риски, а также текущую ситуацию с прицелом на перспективу внедрения новой технологии. Процесс экономической оценки дает управляемость проекту внедрения, позволяет контролировать объемы, сроки и темпы внедрения инноваций.

Стремление нефтедобывающих предприятий обеспечивать и наращивать запланированные объемы добычи приводит к естественному поиску новых решений в плане применения эффективных технологий, что вызвало потребность в формировании единого подхода в процессе проведения экономической оценки внедрения как традиционных, так и новых технологий на нефтегазовых месторождениях Казахстана. В связи с этим была разработана и применяется в группе компаний КМГ «Методика расчета экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП (сокращению количества ПРС) с сохранением фактического уровня добычи» (далее – Методика).

В данной статье представлены методический подход и результаты анализа

влияния увеличения МРП на денежный поток компании на примере условных месторождений.

На основании полученных выводов в рамках решения задачи по повышению эффективности внедрения технологий по увеличению МРП, в т.ч. в части проводимых текущих ремонтов, данная Методика предусматривает принятие соответствующего решения о внедрении выбранных техники и технологий по результатам оценки их экономической целесообразности.

### Методика расчета экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП

Данная Методика заключается в формировании единого подхода в процессе проведения расчета экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП, способствующего сокращению количества ПРС с

сохранением фактического уровня добычи на месторождениях.

Методика включает в себя:

- расчет потенциала снижения расходов от сокращения количества ПРС и увеличения доходов от уменьшения количества простоев;
- расчет экономической эффективности.

Полученные результаты расчетов по оценке эффекта отражают экономическую целесообразность при положительном результате или отсутствие экономического эффекта – при отрицательном, что позволяет принимать решение о внедрении техники и технологий на месторождении.

Экономическая оценка основывается на системе фактических (базовых) и ожидаемых технологических параметров, и экономических показателей.

Алгоритм расчета заключается в последовательности соответствующих действий (рис. 1).



Рисунок 1. Алгоритм расчёта экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП

\* ШГН – установка штангового глубинного насоса;

\*\* УЭЦН – установка электроприводного центробежного насоса;

\*\*\* СНО – средняя наработка оборудования

Согласно приведенному на рисунке алгоритму сначала определяются необходимые технологические параметры по скважине, по месторождению (табл. 1).

Технологическая часть состоит из 2 вариантов рассмотрения: базовый и вариант развития:

– базовый вариант – фактически сложившиеся на момент расчета показатели (текущий МРП, количество ПРС, потери добычи нефти из-за простоев).

– вариант развития – целевой прогноз с учетом увеличения МРП, сокращением количества ПРС и потерь добычи нефти из-за простоев.

**Таблица 1. Технологические параметры, необходимые для расчёта экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП**

Параметры / показатели	Значение / формула	Примечание
Месторождение, скважины		Месторождение, скважины, на которых проводится ПРС
Способ эксплуатации		Способ эксплуатации скважины (ШГН, УЭЦН, ...)
Период рассмотрения		Рассматриваемый период (может быть, как 1 год, так и несколько лет)
<b>Базовый вариант</b>		
Qн (дебит нефти)		Среднесуточный дебит нефти (парковый) в среднем за фактический рассматриваемый период либо в соответствии с технологическим режимом на скважину, т/сут
Qж (дебит жидкости)		Среднесуточный дебит жидкости за фактический рассматриваемый период либо в соответствии с технологическим режимом на скважину, т/сут
Количество отработанных суток		Количество отработанного времени за рассматриваемый период, сут
Ожидание бригады + продолжительность ремонта + выход на режим	$T_{рем, ср} = T_{прос} / ПРС_{баз}$	Количество дней простоя включает время, необходимое: 1) для ожидания бригады (с момента остановки скважины до установки на ней бригады, включая ее глушение); 2) на проведение одного ремонта и для выхода скважины на режим после ремонта: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Трем.ср – среднее время на один ремонт, сут;</li> <li>• Тпрос – общее количество дней простоя (время, необходимое: для ожидания бригады (с момента остановки скважины до установки на ней бригады, включая ее глушение), на проведение одного ремонта и для выхода скважины на режим после ремонта), сут;</li> <li>• ПРСбаз – количество ПРС за базовый период, ед.</li> </ul>
СНО базовая	$СНО_{баз} = T_{отр} / ПРС_{баз}$	Базовая средняя наработка оборудования скважины на отказ за рассматриваемый период, сут; <ul style="list-style-type: none"> <li>• СНОбаз – средняя наработка оборудования скважины на отказ за базовый период, сут;</li> <li>• Тотр – количество отработанного времени за базовый период, сут;</li> <li>• ПРСбаз – количество ПРС за базовый период, ед.</li> </ul>
Количество ПРС		Фактическое количество ПРС за рассматриваемый период, ед.
Фактическая потеря добычи нефти из-за простоев, в тоннах	$L_{н, баз} = T_{прос} * Q_n$	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ln.баз – потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт за базовый период, т;</li> <li>• Тпрос – общее количество дней простоя, сут;</li> <li>• Qн – среднесуточный дебит нефти в среднем за базовый период, т/сут.</li> </ul>

Параметры / показатели	Значение / формула	Примечание
<b>Вариант развития</b>		
СНО целевые	$СНО_{ожид} = \frac{T_{отр.ожид}}{ПРС_{ожид}}$	Ожидаемая средняя наработка оборудования скважины на отказ за прогнозный период, сут; <ul style="list-style-type: none"> <li>• СНО<sub>ожид</sub> – ожидаемая средняя наработка оборудования скважины на отказ за прогнозный период, сут;</li> <li>• Т<sub>отр.ожид</sub> – ожидаемое количество отработанного времени (определяется как: 365 дней – Трем.ср * ПРС<sub>ожид</sub>), сут;</li> <li>• ПРС<sub>ожид</sub> – ожидаемое количество ПРС за прогнозный период, ед.</li> </ul>
Количество ПРС		Ожидаемое количество ПРС за прогнозный период
Ожидаемая потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт, в тоннах	$L_{н.ожид} = T_{рем.ср} * Q_{н} * ПРС_{ожид}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>• L<sub>н.ожид</sub> – ожидаемая потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт, т;</li> <li>• Трем.ср – среднее время на один ремонт, сут;</li> <li>• Q<sub>н</sub> – среднесуточный дебит нефти в среднем за базовый период, т/сут.</li> <li>• ПРС<sub>ожид</sub> – ожидаемое количество ПРС за прогнозный период, ед.</li> </ul>

Технологический эффект определяется за счет разницы между вариантами развития и базовым вариантом по количеству ПРС и потере добычи нефти из-за простоев, т.е. насколько планируемое увеличение МРП в варианте развития по сравнению с базовым уровнем дает возможность сократить объемы ремонтов и потерь добычи нефти из-за простоев во время ремонтов и, как следствие, оптимизировать расходы и потери доходов.

Для расчета потенциала снижения расходов от сокращения количества ПРС и увеличения доходов от уменьшения количества простоев необходимо подготовить следующие условия и допущения:

1) Стоимость ПРС. При ремонте собственной бригадой указывается стоимость работ и услуг без учета затрат на оплату труда (далее – ФОТ), расходы ФОТ отдельно, при ремонте сторонними организациями – полная стоимость ремонта, тыс. тг. на 1 скв.-опер.;

2) Сопутствующие расходы, связанные с проведением ПРС, тыс. тг. на 1 скв.-опер.;

3) Нетбэк – средневзвешенная цена реализации за минусом транспортных расходов, налога на добычу полезных ископаемых, экспортной таможенной пошлины и рентного налога на экспорт, в тыс. тг./т.

Для расчета экономического эффекта необходимо подготовить допущения по расходам по внедрению технологии:

- условно-переменные расходы – затраты, зависящие от объемов добычи продукции. При отсутствии детализированной разбивки бюджета по статьям нахождение переменных затрат производится путем деления статей производственных затрат «сырье», «материалы», «электроэнергия» в n-ом году на объемы добычи нефти в n-ом году, тг./т;

- стоимость внедрения технологии с учетом всех сопутствующих расходов на внедрение, тыс. тг.;

- эксплуатационные расходы, возникающие после внедрения технологии, тыс. тг.

Следующим этапом Методики является определение экономических показателей с проведением необходимых расчетов (табл. 2).

Таблица 2. Экономические показатели, необходимые для расчёта экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП

Показатели	Формула	Примечание
Потенциал снижения расходов от сокращения ПРС, тыс. тг.	$\Delta C_{\text{ПРС}} = C_{\text{ПРС}} * \Delta \text{ПРС}$	<ul style="list-style-type: none"> <li><math>\Delta C_{\text{ПРС}}</math> – потенциал снижения расходов от сокращения ПРС, тыс. тг.;</li> <li><math>C_{\text{ПРС}}</math> – общая стоимость ПРС, тыс. тг./скв.-опер.;</li> <li><math>\Delta \text{ПРС}</math> – количество сокращенных ремонтов, где <math>\Delta \text{ПРС} = \text{ПРС}_{\text{баз}} - \text{ПРС}_{\text{ожид}}</math> ед.</li> </ul>
Потенциал увеличения доходов от уменьшения простоев, тыс. тг.	$\Delta R_{\text{ПРС}} = N * (L_{\text{н.баз}} - L_{\text{н.ожид}})$	<ul style="list-style-type: none"> <li><math>\Delta R_{\text{ПРС}}</math> – потенциал увеличения доходов от уменьшения простоев, тыс. тг.;</li> <li><math>L_{\text{н.баз}}</math> – потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт за базовый период, т.;</li> <li><math>L_{\text{н.ожид}}</math> – ожидаемая потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт, т.;</li> <li><math>N</math> – Нетбэк, тыс. тг./т.</li> </ul>

Расчет экономического эффекта от внедрения технологий по увеличению МРП проводится следующим образом (табл. 3).

Таблица 3. Расчёт экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП

Показатели	Формула	Примечание
Экономический эффект	$CF = \Delta C_{\text{ПРС}} + \Delta R_{\text{ПРС}} - C_{\text{н.т.}} - C_{\text{эксп}} - VC$ $C_{\text{н.т.}} = C_{\text{н.т.уд}} * n_{\text{опер}}$ $VC = VC_S * (L_{\text{н.баз}} - L_{\text{н.ожид}}) / 1000$	<ul style="list-style-type: none"> <li><math>CF</math> – свободный денежный поток, тыс. тг.;</li> <li><math>\Delta C_{\text{ПРС}}</math> – потенциал снижения расходов от сокращения ПРС, тыс. тг.;</li> <li><math>\Delta R_{\text{ПРС}}</math> – потенциал увеличения доходов от уменьшения простоев, тыс. тг.;</li> <li><math>C_{\text{н.т.}}</math> – стоимость внедрения технологии с учетом всех сопутствующих расходов на внедрение, тыс. тг.;</li> <li><math>C_{\text{эксп}}</math> – эксплуатационные расходы, возникающие после внедрения технологии, тыс. тг.;</li> <li><math>VC</math> – затраты на сбор и подготовку нефти (условно-переменные расходы), тыс. тг.;</li> <li><math>C_{\text{н.т.уд}}</math> – удельные значения стоимости внедрения технологии, тыс. тг./скв.-опер.;</li> <li><math>n_{\text{опер}}</math> – количество проводимых скважинно-операций, ед.;</li> <li><math>VC_S</math> – удельные условно-переменные расходы, тг./т.;</li> <li><math>L_{\text{н.баз}}</math> – потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт за базовый период, т.;</li> <li><math>L_{\text{н.ожид}}</math> – ожидаемая потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт, т.</li> </ul>

При  $CF > 0$  эффект от внедрения техники и технологий по увеличению МРП положительный, при  $CF < 0$  эффект отрицательный.

#### Оценка эффективности эксплуатации скважин от увеличения МРП на примере условного месторождения

Для наглядности рассмотрим применение данной Методики на примере двух условных месторождений (А и В) с оценкой влияния внедрения технологий, направленных на увеличение МРП, при базовом варианте и вариантах развития. Для вари-

антов развития применим расчетный период – 2022–2028 гг.

Предположим, что на месторождении А текущий показатель МРП составляет 75 сут, на месторождении В – 368 сут.

Планируется к 2028 г. увеличить МРП до следующих показателей:

- по месторождению А – до 706 сут;
- по месторождению В – до 741 сут.

В целях увеличения МРП для обоих условных месторождений предполагается применение следующих технологий (табл. 4–5):

- применение модифицированных УЭЦН/УЭВН;



– внедрение НКТ с покрытием;  
 – внедрение модифицированных штанг/насосов/защитного оборудования.  
 По месторождению А при внедрении новых технологий удаётся достичь опреде-

ленного технологического эффекта в виде увеличения МРП с 75 до 706 сут и, соответственно, сокращения количества ПРС с 15 579 до 1 915 ед. (рис. 2).



**Рисунок 2. Динамика изменения МРП и количества ремонтов по базовому и варианту развития на примере условного месторождения А**

При этом, достижение планируемого увеличения МРП требует ежегодного вне-

дрения достаточно капиталоемких новых технологий (табл. 4).

**Таблица 4. Расходы на внедрение технологий условного месторождения А**

Наименование		Базовый	Варианты развития						
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>МРП</b>		<b>75</b>	<b>100</b>	<b>154</b>	<b>223</b>	<b>284</b>	<b>365</b>	<b>495</b>	<b>706</b>
Кол-во операций внедряемых технологий, скв.-опер.	УЭЦН/УЭВН		150	250	250	70	30	400	600
	Внедрение НКТ с покрытием		1 000	800	400	400	200	500	500
	Внедрение модиф. штанг/насосов/защ. оборудования		500	1 000	500	500	800	0	0
Стоимость внедрения технологии, тыс. тг./скв.-опер.	УЭЦН/УЭВН		24 455	24 455	24 455	24 455	24 455	24 455	24 455
	Внедрение НКТ с покрытием		10 500	10 500	10 500	10 500	10 500	10 500	10 500
	Внедрение модиф. штанг/насосов/защ. оборудования		2 125	2 125	2 125	2 125	2 125	2 125	2 125
Эксплуатационные расходы, возникающие после внедрения технологии, млн тг./скв./г.		0	0	0	0	0	0	0	

При внедрении новых технологий на месторождении В (табл. 5) удаётся достичь технологического эффекта в виде

увеличения МРП с 368 до 741 сут и, соответственно, сокращения количества ПРС с 2 000 до 990 ед. (рис. 3).



Рисунок 3. Динамика изменения МРП и количества ремонтов по базовому и варианту развития на примере условного месторождения В

Таблица 5. Расходы на внедрение технологий условного месторождения В

Наименование		Базо- вый	Варианты развития						
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>МРП</b>		<b>368</b>	<b>405</b>	<b>449</b>	<b>510</b>	<b>592</b>	<b>644</b>	<b>706</b>	<b>741</b>
Кол-во операций внедряемых технологий, скв.-опер.	УЭЦН/УЭВН		100	100	100	100	50	50	50
	Внедрение НКТ с покрытием		300	300	300	300	300	300	100
	Внедрение модиф-ых штанг/ насосов/ защ. оборудования		200	200	200	200	200	200	100
Стоимость внедрения технологии, тыс. тг./ скв.-опер.	УЭЦН/УЭВН		20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000
	Внедрение НКТ с покрытием		7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000
	Внедрение модиф-ых штанг/ насосов/ защ. оборудования		2 125	2 125	2 125	2 125	2 125	2 125	2 125
Эксплуатационные расходы, возникающие после внедрения технологии, млн тг./скв./г.			0	0	0	0	0	0	0

Учитывая, что для достижения целевых показателей МРП требуются достаточно капиталоемкие затраты на внедряемые технологии, необходимо определить их экономический эффект за счет сокращения ремонтов и потери добычи нефти из-за простоев в соответствии с Методикой.

Результаты экономической оценки по каждому условному месторождению приведены в табл. 6 и 7.

Из табл. 6 по месторождению А видно, что увеличение МРП с 75 до 706 сут позволит сократить количество ПРС с 15 579 до 1 915 ед. в 2028 г. Кроме того, снижа-

ются потери добычи нефти на месторождении из-за простоев с 201 до 24 тыс. т/г. Анализ результатов экономических показателей показывает, что совокупные инвестиции на внедрение новых технологий по увеличению МРП за 2022–2028 гг. в сумме 89,7 млрд тг. возмещаются за счет выгод от снижения расходов от сокращения количества ПРС (189,9 млрд тг.) и увеличения доходов от уменьшения потерь нефти (45,9 млрд тг.). Экономический эффект до 2028 г. составит 145,1 млрд тг., т.е. данная бизнес-инициатива является перспективной.



Таблица 6. Результаты расчетов экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП условного месторождения А

Наименование показателей	Ед. изм.	Базо- вый		Варианты развития									2022– 2028
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028				
<b>Фонд скважин (средний)</b>	ед.	3 682	3 704	3 716	3 767	3 826	3 894	3 894	3 894	3 894	3 894	3 894	3 894
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ</b>													
QN (среднесуточный дебит нефти)	т/сут	4,3	4,3	4,4	4,3	4,3	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Qж (среднесуточный дебит жидкости)		40,7	40,7	42,0	41,2	42,2	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4
Количество отработанных суток	Тыс. сут	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168
Количество дней простоя		46,7	36,0	24,1	16,9	13,2	10,2	5,9	5,7				
Среднее время на проведение 1-го ремонта	сут/рем	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
<b>МРП</b>	сут	75	100	154	223	284	365	495	706				
<b>Количество ПРС</b>	ед.	15 579	12 009	8 049	5 619	4 399	3 413	1 975	1 915				
К-во ПРС собственными бригадами		14 219	12 009	8 049	5 619	4 399	3 413	1 975	1 915				
К-во ПРС сторонними бригадами		1 360											
Потеря добычи нефти из-за простоев	Тыс. т	201,0	154,9	106,2	72,5	56,7	43,0	24,9	24,1				
Снижение количества ПРС	ед.	3 570	7 530	9 960	11 180	12 166	13 604	13 664					
Сокращение потерь добычи нефти из-за простоев	Тыс. т		46,1	94,7	128,5	144,2	158,0	176,1	176,8				
<b>ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ</b>													
Расходы при ПРС на 1 скв.-опер., в т.ч.		5 900	2 884	2 999	3 119	3 244	3 374	3 492	3 614				
материалы	Тыс. т./скв.-опер.	2 026	2 107	2 191	2 279	2 370	2 465	2 551	2 640				
ФОТ персонала (собств. бригады ПРС)		747	777	808	840	874	909	941	974				
расходы на услуги сторонних бригад		3 127											
<b>Стоимость ПРС</b>	млрд тг.	43,7	34,6	24,1	17,5	14,3	11,5	6,9	6,9				
<b>Потенциал от снижения расходов от сокращения ПРС</b>	млрд тг.		9,0	19,5	26,2	29,4	32,2	36,8	36,8	189,9			
Нетбэк	тг./т	58 444	67 729	78 107	78 198	78 394	79 988	79 988	79 988				
<b>Потери по доходам</b>	млрд тг.	11,7	10,5	8,3	5,7	4,4	3,4	2,0	1,9	36,3			
<b>Потенциал от увеличения доходов от уменьшения простоев</b>	млрд тг.		1,3	3,4	6,1	7,3	8,3	9,8	9,8	45,9			
Удельные условно-переменные расходы	тг./т	1 166	1 212	1 261	1 311	1 364	1 418	1 468	1 519				
<b>Условно-переменные расходы</b>	млрд тг.	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,6			
<b>Экономия от снижения условно-переменных расходов</b>	млрд тг.		0,05	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	1,0			
<b>Стоимость внедрения технологий с учетом сопутствующих расходов</b>	млрд тг.		15,2	16,6	11,4	7,0	4,5	15,0	19,9	89,7			
<b>Денежный поток с учетом стоимости мероприятий</b>	млрд тг.		-5,0	6,2	20,7	29,6	35,8	31,3	26,5	145,1			

Несмотря на прямую зависимость повышения технологического эффекта от увеличения МРП, наиболее оптимальный уровень денежного потока для месторождения А достигается при показателе

МРП 365 дней (рис. 4). Это связано с тем, что дальнейший рост МРП ухудшает денежный поток компании в связи с соответствующим увеличением объема и стоимости мероприятий.

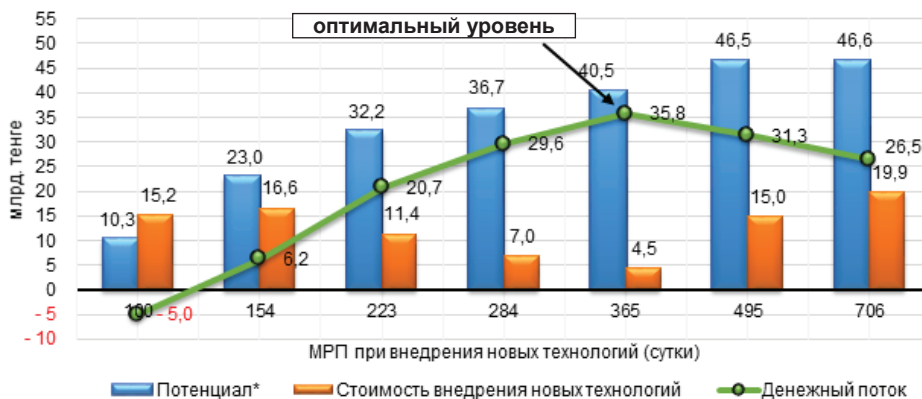


Рисунок 4. Сопоставление увеличения МРП с экономическим эффектом (месторождение А)

\*потенциал – выгоды от снижения расходов от сокращения количества ПРС и увеличения доходов от уменьшения потерь нефти

При внедрении новых технологий на месторождении В (табл. 7) удаётся достичь технологического эффекта в виде увеличения МРП с 368 до 741 сут и, соответственно, сокращения количества ПРС с 2 000 до 990 ед. в 2028 г. Также снижаются потери добычи нефти из-за простоев с 20 до 9 тыс. т/г. Анализ результатов экономических показателей за 2022–2028 гг. показывает, что несмотря на достигнутый

технологический эффект, совокупные инвестиции на внедрение новых технологий по увеличению МРП в сумме 27,1 млрд тг. не покрываются соответствующими выгодами от снижения расходов от сокращения количества ПРС (7,8 млрд тг.) и увеличения доходов от уменьшения потерь нефти (0,8 млрд тг.). Экономический эффект отсутствует (- 18,7 млрд тг.).



Рисунок 5. Сопоставление увеличения МРП с экономическим эффектом (месторождение В)

Таблица 7. Результаты расчетов экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП условного месторождения В

Наименование показателей	Ед. изм.	Базо- вый 2021	Варианты развития										2022- 2028
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028				
<b>Фонд скважин (средний)</b>	ед.	2 166	2 218	2 268	2 309	2 340	2 631	2 631	2 631	2 631	2 631	2 631	
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ</b>													
QN (среднесуточный дебит нефти)	т/сут	3,3	3,3	3,3	3,2	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	
Qж (среднесуточный дебит жидкости)		9,4	9,4	9,1	9,0	8,9	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	
Количество отработанных суток	Тыс. сут	736	736	736	736	736	736	736	736	736	736	736	
Количество дней простоя		6,0	5,5	4,9	4,3	3,7	3,4	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0	
Среднее время на проведение 1-го ремонта	сут/рем	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
<b>МРП</b>	<b>сут</b>	<b>368</b>	<b>405</b>	<b>449</b>	<b>510</b>	<b>592</b>	<b>644</b>	<b>706</b>	<b>741</b>	<b>741</b>	<b>741</b>	<b>741</b>	
<b>Количество ПРС</b>	<b>ед.</b>	<b>2 000</b>	<b>1 820</b>	<b>1 640</b>	<b>1 440</b>	<b>1 240</b>	<b>1 140</b>	<b>1 040</b>	<b>990</b>	<b>990</b>	<b>990</b>	<b>990</b>	
К-во ПРС собственными бригадами		2 000	1 820	1 640	1 440	1 240	1 140	1 040	990	990	990	990	
К-во ПРС сторонними бригадами													
Потеря добычи нефти из-за простоев	Тыс. т	20,0	18,2	16,0	13,7	11,5	10,8	9,9	9,4	9,4	9,4	9,4	
Снижение количества ПРС	ед.	180	360	560	760	860	960	1 010	1 010	1 010	1 010	1 010	
Сокращение потерь добычи нефти из-за простоев	Тыс. т	1,8	4,0	6,3	8,4	9,1	10,1	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	
<b>ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ</b>													
Расходы при ПРС на 1 скв.-опер., в т.ч.		2 281	2 351	2 442	2 522	2 636	2 741	2 837	2 937	2 937	2 937	2 937	
Материалы	Тыс. т./скв.-опер.	714	721	734	743	760	791	818	847	847	847	847	
ФОТ персонала (собств. бригады ПРС)		1 567	1 629	1 708	1 779	1 876	1 951	2 019	2 090	2 090	2 090	2 090	
Расходы на услуги сторонних бригад													
<b>Стоимость ПРС</b>	<b>млрд тг.</b>	<b>4,6</b>	<b>4,3</b>	<b>4,0</b>	<b>3,6</b>	<b>3,3</b>	<b>3,1</b>	<b>3,0</b>	<b>2,9</b>	<b>2,9</b>	<b>2,9</b>	<b>2,9</b>	
<b>Потенциал от снижения расходов от сокращения ПРС</b>	<b>млрд тг.</b>	<b>0,3</b>	<b>0,6</b>	<b>0,9</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,4</b>	<b>1,6</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	
Нетбэк	тг./т	54 112	65 110	76 609	76 971	78 150	80 104	80 104	80 104	80 104	80 104	80 104	
<b>Потери по доходам</b>	<b>млрд тг.</b>	<b>1,1</b>	<b>1,2</b>	<b>1,2</b>	<b>1,1</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	
<b>Потенциал от увеличения доходов от уменьшения простоев</b>	<b>млрд тг.</b>	<b>-0,1</b>	<b>-0,1</b>	<b>-0,1</b>	<b>0,03</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	
Удельные условно-переменные расходы	тг./т	4 415	4 613	4 798	5 030	5 258	5 468	5 660	5 858	5 858	5 858	5 858	
<b>Условно-переменные расходы</b>	<b>млрд тг.</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	
<b>Экономия от снижения условно-переменных расходов</b>	<b>млрд тг.</b>	<b>0,004</b>	<b>0,01</b>	<b>0,02</b>	<b>0,03</b>	<b>0,03</b>	<b>0,03</b>	<b>0,03</b>	<b>0,03</b>	<b>0,03</b>	<b>0,03</b>	<b>0,03</b>	
<b>Стоимость внедрения технологий с учетом сопутствующих расходов</b>	<b>млрд тг.</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>	
<b>Денежный поток с учетом стоимости мероприятий</b>	<b>млрд тг.</b>	<b>-4,3</b>	<b>-4,1</b>	<b>-3,6</b>	<b>-3,1</b>	<b>-3,1</b>	<b>-1,9</b>	<b>-1,7</b>	<b>0,03</b>	<b>0,03</b>	<b>0,03</b>	<b>-18,7</b>	

Таким образом, на условном месторождении В нецелесообразно проводить мероприятия по внедрению новых технологий по увеличению МРП из-за отсутствия экономического эффекта, т.е. получаемые выгоды не покрывают затраты на соответствующие мероприятия, которые, в конечном итоге, ухудшают денежный поток компании.

### Выводы

Расчёты, произведенные согласно Методике, показывают, насколько внедрение новейших техник и технологий позволит повысить показатель МРП и будет ли данное внедрение экономически целесообразным для компании на тот или иной момент расчета. Комплексные решения борьбы с различными видами осложнений в конечном итоге могут дать значительный накопительный эффект в долгосрочной перспективе.

Увеличение МРП эксплуатации скважин нефтедобывающих компаний:

- является значительным резервом сокращения времени простоя оборудования в ремонте;

- сокращает условно-постоянные расходы и затраты на ремонты;
- позволяет снизить среднюю за год величину забойного давления и тем самым увеличить общее количество нефти, отбираемой из скважины в расчете на год;
- повышает производительность труда.

Методика расчёта экономической эффективности от увеличения МРП добывающих скважин позволяет определить:

- оптимальное значение прогнозируемого увеличения МРП с учетом соответствующих объемов и стоимостей мероприятий для достижения высокого уровня денежного потока компании;
- целесообразность проведения увеличения МРП на некоторых месторождениях в зависимости от того, насколько выгоды, достигнутые от снижения расходов от сокращения количества ПРС и увеличения доходов от уменьшения потерь нефти, покрывают расходы на соответствующие мероприятия.

### Список использованной литературы

1. Расчет экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП (сокращению количества ПРС) с сохранением фактического уровня добычи. Методические указания. – Нур-Султан, ТОО «Научно-исследовательский институт технологий добычи и бурения «КазМунайГаз», 2016. // Raschet ekonomicheskoj effektivnosti ot vnedreniya tehniki i tehnologii po uvelicheniyu MRP (sokrashheniyu kolichestva PRS) s sohraneniem fakticheskogo urovnya dobychi. Metodicheskie ukazaniya [Calculation of economic efficiency from the introduction of equipment and technologies to increase the TAT (reduce the number of WLO) while maintaining the actual level of production. Methodical instructions]. – Nur-Sultan, TOO «Nauchno-issledovatel'skij institut tehnologij dobychi i bureniya «KazMunajGaz» ["Research Institute of Production and Drilling Technologies" KazMunayGas" LLP], 2016.

## МҰНАЙ ӨНДІРУШІ ҰҢҒЫМАЛАРЫН ПАЙДАЛАНУДЫҢ ЖӨНДЕУАРАЛЫҚ КЕЗЕҢІН ҰЗАРТУДЫҢ ЭКОНОМИКАЛЫҚ ТИІМДІЛІГІ

Р.Г. Хайретдинов, Ф.Е. Дабысов, С.В. Ишанғалиев  
«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС, Нұр-Сұлтан қ-сы, Қазақстан

Ұңғымаларды пайдаланудың жөндеуаралық кезеңіне оларды пайдаланудың геологиялық-физикалық, техникалық және технологиялық жағдайларын қамтитын көптеген факторлар әсер етеді. Ұңғымаларды пайдаланудың жөндеуаралық кезеңінің көрсеткіші неғұрлым жоғары болса, ұңғымалар қоры жоспарланған көрсеткіштерге сәйкес тиімді жұмыс істейді, сонымен қатар ұңғымаларды ұстауға арналған операциялық шығындар төмен болады, бұл сәйкесінше ұңғымаларды пайдаланудың экономикалық тиімділігіне әсер етеді.

Соңғы жылдары бірқатар мұнай компаниялары ұңғымаларды пайдаланудың жөндеуаралық кезеңін арттыру мәселесіне жіті назар аударуда. Төмендегілерге бағытталған іс-шаралар әзірленеді:

- өндірілетін өнімнің агрессивтілігінің төмендеуі;
- электр жетекті орталықтан тепкіш сорап қондырғысының конструкциясын жетілдіру;
- терең сорап жабдықтарының конструкциясын жетілдіру.

Бұл мақалада әдістемелік тәсіл қарастырылған және шартты кен орындары мысалында компанияның ақша ағынына жөндеу аралық кезеңнің ұзаруының әсерін талдау нәтижелері ұсынылған.

Негізгі сөздер: ұңғымаларды пайдаланудың жөндеуаралық кезеңі, электр жетекті орталықтан тепкіш сорап қондырғысы, ұңғымаларды жер астында жөндеу, ұңғымаларды күрделі жөндеу, істен шығу жұмыстары, терең сорап жабдықтары, асқынулармен күрес, сорап-компрессорлық құбырлар, асфальт-шайырлы-парафинді шөгінділер, ақша ағыны.

## ECONOMIC EFFICIENCY DUE TO INCREASING THE TURNAROUND PERIOD OF OPERATION OF OIL PRODUCING WELLS

R.G. Khairtdinov, G.E. Dabissov, S.V. Ishangaliyev  
KMG Engineering LLP, Nur-Sultan, Kazakhstan

*The turnaround period of well operation is influenced by an extremely large number of factors covering the geological, physical, technical and technological conditions of their operation. The higher the indicator of the turnaround period of well operation, the more efficiently the stack of wells works according to planned indicators, as well as low, first of all, operating costs for well maintenance, which accordingly affects the economic efficiency of well operation.*

*In recent years, a number of oil companies have been paying close attention to the problem of increasing of the turnaround period of well operation. Measures being developed are aimed at:*

- *reducing the aggressiveness of the extracted products;*
- *improvement of the installation design of an electric centrifugal pump;*
- *improving the design of downhole pumping equipment.*

*Keywords: turnaround period of well operation, installation of an electric centrifugal pump, underground well repair, well overhaul, failure times, deep pumping equipment, control of complications, pumping and compressor pipes, asphalt-resin-paraffin deposits, cash flow.*

### Информация об авторах

\*Хайретдинов Ренат Геннадьевич – заместитель генерального директора по экономике, [r.khairtdinov@niikmg.kz](mailto:r.khairtdinov@niikmg.kz).

Дабисов Гани Есенаманович – руководитель службы экономических исследований департамента бюджетирования и экономических исследований, [g.dabissov@niikmg.kz](mailto:g.dabissov@niikmg.kz).

Ишангалиев Серик Владимирович – эксперт службы технологий добычи и внутрискважинных работ департамента нефтяного инжиниринга; [s.ishangaliyev@niikmg.kz](mailto:s.ishangaliyev@niikmg.kz).

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

\*Автор, ответственный за переписку