

## Эколого-экономическая оценка эффективности применения разных способов добычи нефти

*К. Д. Рязузова<sup>1\*</sup>, М. В. Мишенин<sup>2</sup>*

<sup>1</sup> Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск,  
Российская Федерация

<sup>2</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск,  
Российская Федерация

\*e-mail: k.ryaguzova@g.nsu.ru

**Аннотация.** В работе исследовано применение механизированных способов добычи нефти в мире. Показан алгоритм выбора механизированного способа добычи с учетом географических и ландшафтных особенностей, физико-химических свойств флюидов для повышения дебита нефти. Рассмотрена экологическая и экономическая оценка эффективности и целесообразности применения различных способов добычи. Рассчитаны чистая приведенная стоимость, коэффициент окупаемости, капитальные и операционные расходы на внедрения механизированного способа добычи, которые позволили выявить релевантность применения технологии добычи в зависимости от особенностей месторождения. Определен экологический ущерб применения различных способов механизированной добычи.

**Ключевые слова:** механизированная добыча нефти, способы добычи нефти, экономическая оценка, экологическая оценка, газлифт, установка электроцентробежного насоса, попутный нефтяной газ

## Ecological and economic evaluation of the efficiency of using different methods of oil production

*K. D. Ryaguzova<sup>1\*</sup>, M. V. Mishenin<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

\*e-mail: k.ryaguzova@g.nsu.ru

**Abstract.** The paper explores the use of mechanized profit in the world. An algorithm for choosing a mechanized large volume of production is shown, taking into account geographical and landscape features, physico-chemical properties of fluids for the use of oil production. The choice of environmental and economic efficiency and the use of different incomes. Accurately calculated costs, pay-back ratios, capital and operating costs for the use of mechanized income are calculated, which reveal the relevance of the application of technologies depending on the distribution. A certain environmental benefit of applying varying degrees of mechanized profit.

**Keywords:** mechanized oil production, oil production methods, economic assessment, environmental assessment, gas lift, electric submersible pump installation, associated petroleum gas

### *Введение*

В настоящее время вопрос о энергетическом будущем человека стоит достаточно остро. Стала очевидна необходимость модернизации уже существующих способов добычи энергии или же разработка новых более эффективных способов

добычи энергии, иначе человечество может оказаться на пороге энергетического голода. Развитие нефтяной промышленности определяет геополитическое положение различных стран мира. В России топливно-энергетический комплекс (ТЭК), в частности входящая в него нефтяная промышленность, составляют основу экономики.

Проблема необходимости релевантного выбора технологий добычи нефти и их усовершенствование на основе экономической и экологической эффективности представляется весьма актуальной. На протяжении десятилетий нефтяная промышленность разрабатывала различные технологии для повышения продуктивности скважин на месторождениях. В связи со спецификой условий месторождений необходим комплексный подход к решению вопросов применения технологий для разработки и обустройства скважин с учетом географических и ландшафтных особенностей, физико-химических свойств флюидов для повышения дебита нефти.

Особое внимание в данной работе уделено выбору и усовершенствованию механизированных способов добычи нефти, которые используются, когда фонтанный способ добычи флюида на месторождении уже невозможен.

Цель исследования – исследовать экономическую и экологическую эффективность применения установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) и газлифтного способа добычи нефти на примере Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ).

В статье были поставлены и решены следующие задачи:

- анализ динамики применения и классификация механизированных способов добычи нефти;
- исследование сфер применения механизированных способов добычи трудноизвлекаемой нефти в соответствии с особенностями месторождения;
- экономическая оценка эффективности внедрения УЭЦН и газлифта на ОНГКМ;
- исследование потенциала применения технологии газлифта для решения экологической проблемы бесконтрольного сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ);
- анализ рисков применения газлифтного способа добычи нефти.

### ***Методы и материалы***

Экономическая эффективность является главным и определяющим фактором развития как страны, так и компаний. Достижение экономической эффективности является приоритетной задачей, поэтому в долгосрочном плане все компании стремятся ее прирастить. В упрощённом виде экономическую эффективность компании можно определить, как соотношение полученного эффекта к затратами или использованным ресурсам для получение данного эффекта.

Вопросами расчета экономической эффективности, стратегического развития и управления деятельностью компании занимаются как отечественные, так и зарубежные авторы. Основоположники политической экономии, которые внесли существенный вклад в развитие и моделирование экономической эффек-

тивности компании, а также дополнили понятия «прибыль» и «рентабельность» экономической сущностью являются Д. Рикардо, А. Смит, К. Маркс и др.

Значительный вклад в изучение геолого-экономической оценки природных ресурсов внесли: А.С. Астахов, М.Д. Белонин, А.Э. Конторович, М.Г. Лейбсон, Г.М. Мкртчян, В.И. Назаров, И.И. Нестеров, Т.С. Новикова, Г.И. Плавник, Ю.В. Подольский, Н.В. Судат, Л.О. Сулейманова, А.А. Трофимук, Н.Г. Фейтельман, И.В. Филимонова и др.

Экономическую оценку эффективности применения различных способов механизированной добычи невозможно реализовать без комплексного анализа проекта освоения месторождения: геологических, технологических, экономических и финансовых факторов. Для последовательного учета геологических (анализ потенциально возможного объема добычи нефти), технологических (обоснование выбора способа добычи) и экономических процессов (моделирование дисконтированного денежного потока, расчет нормы доходности инвестиционного проекта) была разработана технико-экономическая модель (рис. 1) [1].

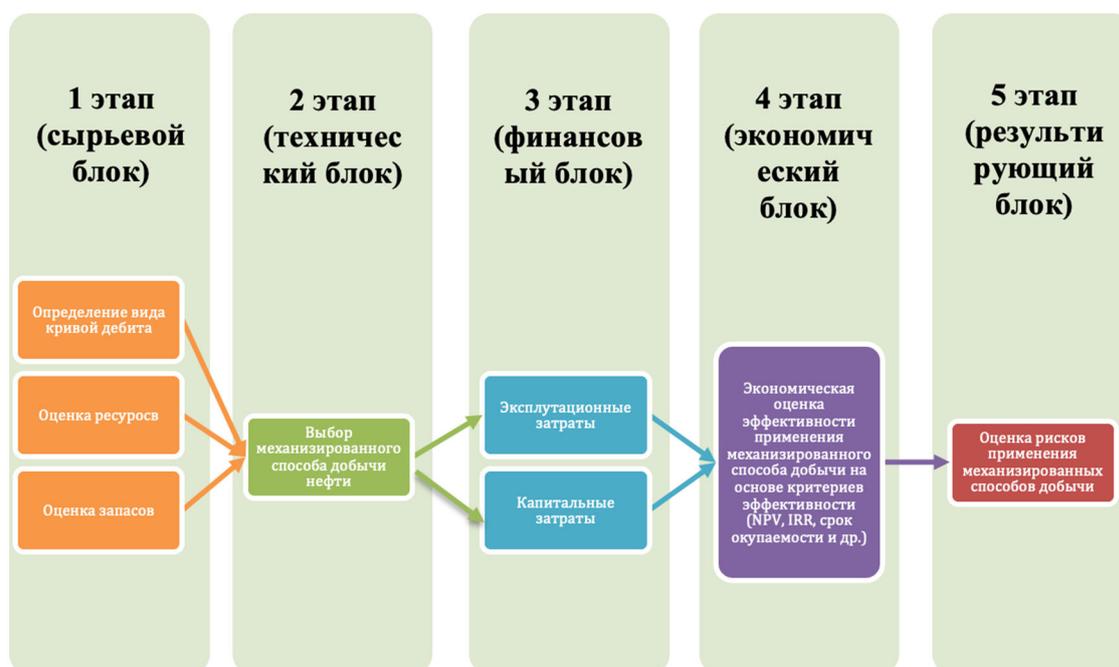


Рис. 1. Схема технико-экономической модели оценки экономической эффективности применения различных способов добычи нефти

Для оценки экономической эффективности проекта была поставлена математическая задача поиска оптимального профиля добычи нефти с учётом ограничения по количеству запасов на конкретном месторождении, параметризуя необходимое количество скважин и способ добычи нефти из единичной скважины по формуле:

$$\begin{cases} \max NPV(q_t, n_t) \\ 0 \leq k \\ 0 \leq A \\ H_T \leq R \end{cases}, \quad (1)$$

где  $q_t$  – дебит скважины в период  $t$ ,  $n_t$  – ввод скважин в периоде  $t$ ,  $H_T$  – накопленная добыча нефти за весь рассматриваемый период,  $R$  – извлекаемые запасы нефти, даёт возможность впоследствии строить различные сценарии и получить вероятностные оценки экономических результатов реализации проекта, а также рассчитать экономическую эффективность внедрения механизированных способов добычи на месторождении в зависимости от изменения различных геологических, промысловых, экономических и других параметров добычи, откуда можно определить экономическую выгоду освоения конкретных участков месторождения.

Таким образом, задача представляет собой поиск режима добычи нефти с наибольшим NPV – целевой функцией, т.е. наиболее экономически эффективного проекта. Ограничение свидетельствует о том, что величина добычи за все годы разработки месторождения  $H_T$  не может превышать потенциально возможные извлекаемые запасы промышленных категорий ( $R$ ).

Переменными, по которым происходит максимизация, примем параметры  $k$  (коэффициент, отвечающий за режим и срок эксплуатации скважины) формула:

$$q(t) = q_0 \exp\left(-\frac{t-T_1}{k}\right), 0 \leq t \leq T_2, \quad (2)$$

где  $q_0$  – начальный дебит скважины по нефти,  $q(t)$  – текущий дебит скважины,  $T_1$  – время безводной эксплуатации скважины,  $T_2$  – время окончания работы скважины,  $k$  – коэффициент, отвечающий за режим и срок эксплуатации скважины [2].

и  $A$  (масштабирующий коэффициент, определяющий количество скважин) формула:

$$n_t = \begin{cases} At^\alpha \exp(-\vartheta t), & 0 \leq t \leq r \\ n_{const}, & r < t \leq r+l \\ At^\alpha \exp(-\vartheta t), & r+l < t \leq T \end{cases} \quad (3)$$

где  $n_t$  – число ежегодно вводимых скважин в году  $t$ ,  $l$  – время постоянной добычи нефти,  $r$  – время выхода на постоянную добычу,  $A$  – масштабирующий коэффициент,  $\vartheta$ ,  $\alpha$  – эмпирические коэффициенты.

Чистый дисконтированный доход NPV – дисконтированный накопленный эффект был рассчитан по формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+i)^t}, \quad (4)$$

где  $CF_t$  чистый денежный поток в периоде  $t$ ,  $i$  – ставка дисконтирования.

### **Результаты и обсуждение**

В ходе исследования были классифицированы механизированные способы добычи нефти и их применения в зависимости от физическо-химических, геологических и других особенностей месторождения (табл. 1).

Таблица 1

Применения механизированных способов добычи нефти  
при различных условиях месторождения

Условия эксплуатации	Оборудование для подъема жидкости из скважин						
	Штанговые насосы		Гидроприводные насосы		С погружным электродвигателем		Газлифт
	плунжерные	винтовые	поршневые	струйные	центробежные	винтовые	
Море	4	4	4	5	4	4	4
Группа скважин	3	4	-	-	4	4	5
Низкое давление	4	4	-	3	-	-	3
Высокая температура	-	2	4	5	2	2	5
Вязкая жидкость	3	5	-	4	-	5	3
Коррозионная жидкость	-	3	5	5	-	3	4
Наличие песка	-	-	3	3	-	-	5
Солеотложения	-	-	4	4	3	-	2
Наличие эмульсии	5	4	5	3	-	4	3
Высокий газовый фактор	3	3	3	-	2	3	4
Регулировка дебитов, включая период эксплуатации	5	-	4	5	-	-	5
Наклонно-направленные скважины	-	3	3	5	3	3	4

Оценка экономической эффективности внедрения механизированных способов добычи была осуществлена на основе сравнительного анализа показателей эффективности добычи двух механизированных способов: УЭЦН и газлифта. Стоит отметить, что существенное различие в внедрении данных способов механизированной добыче отражается в капитальных затратах (рис. 2).

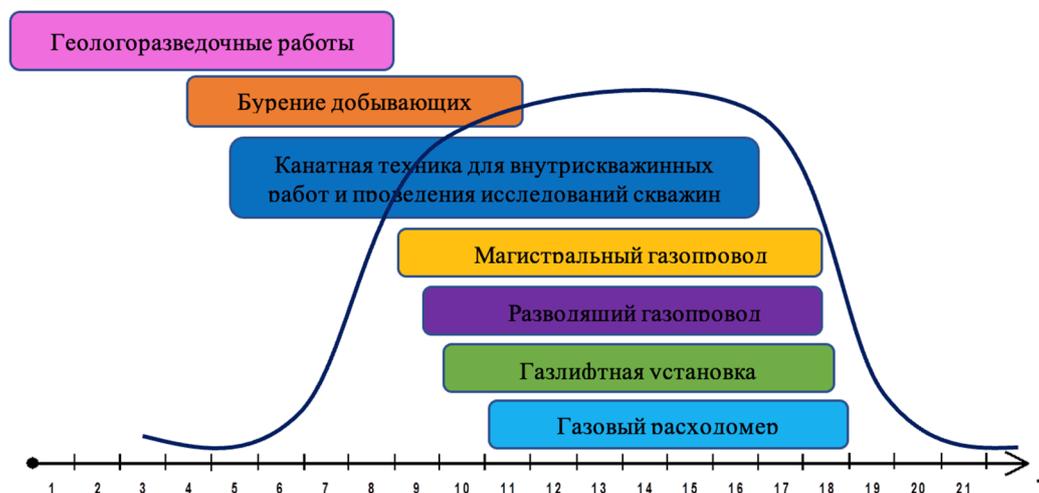


Рис. 2. Схема капитальных затрат использования технологии газлифта

Стоит отметить, что анализ производился на примере Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ), для которого применим бескомпрессорный газлифт, так как есть возможность для поступления газа из близлежащего газового месторождения. В связи с этим в структуре капитальных затрат отсутствуют затраты на строительство дополнительных газовых компрессорных станций, что существенно уменьшает затраты на строительство [3].

Стоит отметить, что при использовании технологии УЭЦН необходимы дополнительные затраты на бурение нагнетательных скважин по сравнению с технологией газлифта. Для реализации технологии УЭЦН необходима кабельная линия для подачи электроэнергии. Погружное оборудование УЭЦН более сложно, чем для газлифтных установок (рис. 3).



Рис. 3. Схема капитальных затрат использования технологии УЭЦН

На основе рассчитанных показателей экономической эффективности были выявлены сравнительные преимущества использования технологии бескомпрессорного газлифта на ОНГМ по сравнению с использованием УЭЦН.

Анализ показал перспективность использования газлифтного способа механизированной добычи в условиях:

- глубоководных морские скважины, или скважин низкого давления, так как искусственно закачиваемый газ снижает плотность скважинного флюида, что, в свою очередь, делает возможным его добычу при созданном перепаде давления;
- в скважинах с высокой степенью обводненности;
- в месторождениях с высоким газовым фактором или высокой температуры жидкости;
- в месторождениях с высокой концентрацией песка, парафина, солей, серы и других примесей;
- в условиях кустовых и наклонно-направленных скважинах [4].

В ходе анализа экологических перспектив использования технологии газлифта была выявлена возможность внедрения технологии газлифта для решения проблемы бесконтрольного сжигания ПНГ в России. Основными преимуществами данного способа являются возможность эксплуатации скважин с большим газовым фактором, механическими примесями и высокими температурами. Стоит отметить простоту ремонта и обслуживания данного оборудования, несмотря на повышение капитальных затрат при обустройстве месторождения и необходимости наличия инфраструктуры для подачи газа.

### ***Заключение***

Полученные результаты являются важными для понимания причин выбора технологий добычи нефти и их усовершенствование в зависимости от особенностей месторождений.

Использование показателей эффективности инвестиционного проекта разработки месторождения и внедрения двух механизированных способов добычи (УЭЦН и газлифт) позволило выявить особенности динамики и структуры затрат реализации инвестиционного проекта. В ходе исследования были решены следующие задачи:

- проведена сравнительная характеристика механизированных способов добычи;
- разработана технико-экономическая модель внедрения способа добычи;
- детализированы капитальные и операционные затраты в зависимости от способа добычи;
- выявлены области применения механизированных способов добычи;
- определены риски применения механизированных способов добычи нефти.

Анализ различных способов добычи нефти позволяет выявить области их применения, определить наиболее значимые факторы, влияющие на экономическую и экологическую эффективность, а также оценить современные тенденции в нефтегазовом комплексе России.

### ***Благодарности***

Настоящее исследование выполнено в рамках базового проекта НИР лаборатории 1105 ИНГГ СО РАН FWZZ-2022-0029

### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Официальное издание. (Вторая редакция). Минэкономики РФ, Минфин РФ, ГК РФ по стр-ву, архит. и жил. политике // рук. авт. Коллектива В.В. Коссов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров. – М.: Экономика. – 2000. – 421 с.
2. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В., Мочалов Р. А. Перспективы нефтедобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке: методические вопросы, практическая реализация, влияние санкций // Бурение и нефть – 2014. – №12. – С.10-15.
3. Алиев Ф.А., Джамалбеков М.А., Ильясов М.Х. Математическое моделирование и управление газлифтом // Известия Российской академии наук. Теория и системы управления. – 2011. – № 5. – С. 121–130.

4. Ли Дж., Никенс Г., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин: пер. с англ. // – М.: ООО «Премиум Инжиниринг». – 2008. – 384 с.
5. Валеев А.Ф., Макаев А.Ш. Программные компоненты системы моделирования добычи углеводородов с газлифтным способом эксплуатации // Компьютерная интеграция производства и ИПИ- технологии: материалы IX всерос. науч.-практ. конф. – Оренбург: ООО ИПК «Университет». – 2019. – С. 411 – 414.
6. Трубавин С.Н., Ульянов В.В., Кибирев Е.А. Результаты проведения ОПИ по оптимизации газлифтной эксплуатации скважин на Оренбургском НГКМ // Экспозиция Нефть Газ. – № 5 (58). – 2017. С. 36–39.
7. Шушаков А.А., Ульянов В.В., Кучурин А.Е. Опыт оптимизации газлифтного фонда скважин в условиях ООО «Газпромнефть-Оренбург» // ProНефть. – 2018. – № 1. – С. 64-67.
8. Жигалов Д.Н., Беслик А.В. Моделирование подземного оборудования для газлифтного способа эксплуатации нефтяных скважин // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых : материалы XII Всерос. науч.-техн. конф., г. Пермь, 5-8 нояб. 2019 г. – Пермь : Изд-во ПНИПУ, 2019. – С. 136-138.

© К. Д. Рягузова, М. В. Мишенин, 2022