

УДК 622.276.32

В.В. Журавлев, главный специалист управления перспективного планирования;

А.Н. Галимов, к.ф.-м.н., специалист 1-й категории управления перспективного планирования,

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»; **А.С. Самойлов**, к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ, ТюмГНГУ

РАЗРАБОТКА ПРАКТИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЕННОГО ФОНДА СКВАЖИН

Известно, что большая часть месторождений уже открыта и эксплуатируется на различных стадиях разработки, а нераспределенный фонд месторождений с крупными запасами уменьшается с каждым годом. Основная часть месторождений, разрабатываемых ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», находится на 4-й стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью продукции скважин и низкими дебитами по нефти. В связи с этим важную роль в деятельности предприятия играет улучшение эффективности работы существующего фонда скважин. В данной статье представлены результаты апробации компьютерной программы «Программа оценки рентабельности и ГТМ скважин» на нефтяной скважине предприятия.*

Ключевые слова: обводненность нефтедобывающих скважин, методика оценки, фонд скважин, рентабельность скважин, экономическая эффективность.

В данный момент ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ведет разработку 13 месторождений, а также работы над наращиванием ресурсной базы [1]. Основная часть месторождений находится на 4-й стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью продукции скважин и низкими дебитами по нефти. Показатели разработки по месторождениям представлены на рисунке 1. Среднедействующий фонд (СДФ) нефтяных скважин компании на конец 2012 г. составляет 1719 скважин. В 2012 г. было введено 94 новых скважины, 57 боковых стволов (БС) и углублений. Даже при таких объемах ввода новых скважин и проведении геолого-технических мероприятий (ГТМ) от эффективной работы с существующим фондом нефтяных скважин зависят ключевые экономические показатели предприятия [2–5, 8]. Количество нерентабельных скважин в 2012 г. оценивалось в пределах от 55

до 725 скважин, что составляло 3–42% от всего СДФ.

В данной работе представлены результаты апробации компьютерной программы «Программа оценки рентабельности и ГТМ скважин» [2, 6, 7]. Программа составлена с помощью макросов Visual Basic for Applications (VBA) в Excel и предназначена для решения следующих задач:

1. Оперативная оценка рентабельности скважин в текущем периоде.
 2. Расчет эффекта от остановки скважины.
 3. Расчет критических показателей рентабельности скважин (анализ рентабельности).
 4. Расчет эффекта от ГТМ (подбор ГТМ для отдельной скважины).
- Ниже представлены пояснения к каждой задаче в отдельности. Под оперативной оценкой рентабельности скважины понимается оценка

каждой индивидуальной скважины на рентабельность эксплуатации. При оценке учитываются:

- физические показатели (сила тока I , частота F , напряжение U , напряжение отпайки $U_{отп}$, режим автоматического повторного включения (АПВ), межремонтный период (МРП), с помощью которых выполняется расчет потребления электроэнергии для каждой скважины, и удельные затраты по добыче жидкости;
- экономические показатели, используемые для определения таких параметров оценки, как:
 - удельные затраты по закачке воды (учитываются расходы на электроэнергию, необходимую для закачки рабочего агента в пласт);
 - удельные затраты по подготовке нефти (учитываются расходы на электроэнергию, транспортировку и подготовку нефти);

* Свидетельство на программу для ЭВМ «Программа оценки рентабельности и ГТМ скважин» № 2013618024 от 28.08.2013 г. выдано ФИПС г. Москвы (Журавлев В.В., Галимов А.Н.).

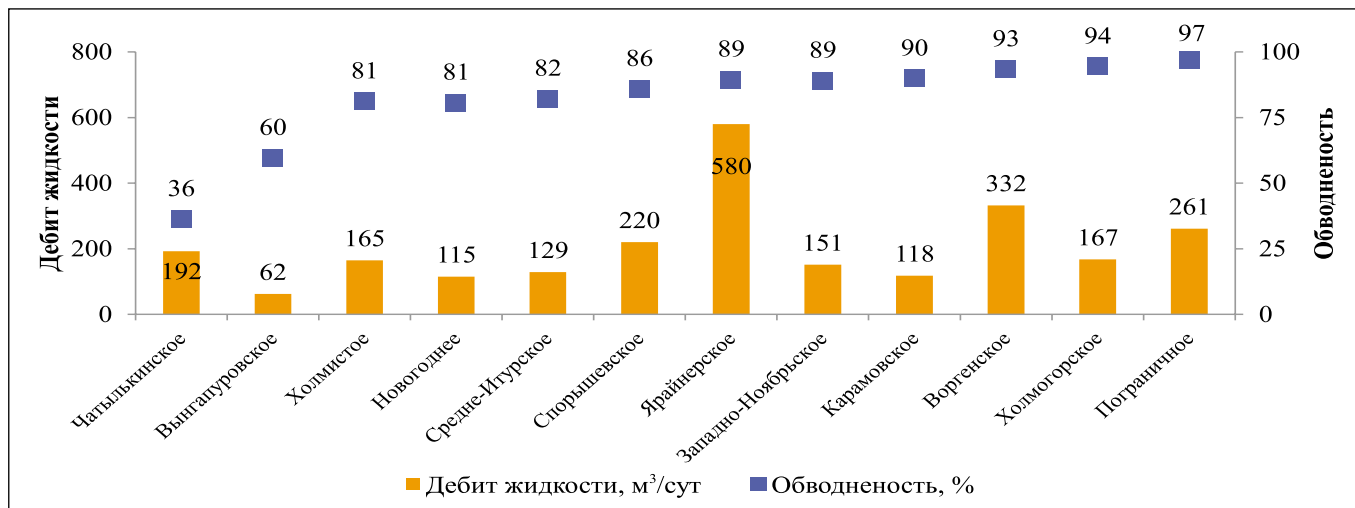


Рис. 1. Показатели разработки месторождений ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

– удельные затраты на содержание действующего фонда (ДФ), которые включают в себя: ремонт нефтепогружного кабеля УЭЦН, фонд оплаты труда (ФОТ) производственных рабочих (с отчислениями); штрафы за сверхнормативное сжигание газа с учетом процента утилизации по каждому месторождению в отдельности;

– налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) с учетом льгот, зависящих от текущего отбора начальных извлекаемых запасов (НИЗ).

Полученные пять показателей входят в затратную часть при оценке рентабельности скважины. В свою очередь, прибыль состоит из выручки от реализации нефти и попутного нефтяного газа (ПНГ) по ценам на текущий месяц. Исходя из этого производится расчет маржинального дохода и рентабельности скважины. Результаты работы программы после оценки рентабельности представлены в виде рекомендации по дальнейшей эксплуатации УЭЦН: «остановить»; «оставить в работе»; «остановить после отказа оборудования».

Для скважин с рекомендацией «остановить» программа рассчитывает эффект от остановки скважины за выбранный период времени (день, неделя, месяц, год и т.п.) с учетом стоимости оборудования, т.к. в данный момент расходы по добыче скважинной продукции превышают прибыль от ее реализации.

С помощью опции программы «Анализ рентабельности» для выбранной скважины производится расчет критичных значений по цене нефти Netback (руб./т), и дебита нефти Qn (т/сут.), при которых рентабельность равна нулю. Данная опция позволяет анализировать

параметры работы скважины, используя прогнозные данные с определением дальнейших рекомендаций.

В последующем производится выбор ГТМ и расчет технологического эффекта от мероприятия [1, 2] для скважины-кандидата, с помощью программы определяются основные экономические показатели. По состоянию на 01.03.2013 г. для скважины № 1244 Вынгапуровского месторождения компании ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» выполнена оценка рентабельности, которая составила -58%, и анализ рентабельности (табл. 1). Затем оценен эффект от остановки скважины № 1244 в период 01.03–31.12.2013 (табл. 2).

Таким образом, результаты расчетов эффекта от остановки скважины № 1244 в период 01.03–31.12.2013 показывают потери нефти от остановки в 122 т, а снижение расходов – в размере 2878 тыс. руб.

При выполнении экономических расчетов по проведению ГТМ (табл. 3) получен положительный экономический эффект выполнения операции по определению технического состояния эксплуатационной колонны для строительства бокового горизонтального ствола. NPV (чистая приведенная стоимость) – 17 967,6 тыс. руб., DPP (срок окупаемости) – 5,1 года, PI – 1,5, инвестиции – 35 914,4 тыс. руб., горизонт расчета – 14,5 лет, накопленная добыча нефти – 38,5 тыс. т, рентабельность – 83,1%.

По результатам апробации программы оценки рентабельности и ГТМ скважин разработан алгоритм оценки рентабельности и ГТМ скважин, представленный на рисунке 2.

К основным достоинствам разработанной программы можно отнести:

- доступность в использовании специалистами и руководителями разного уровня;

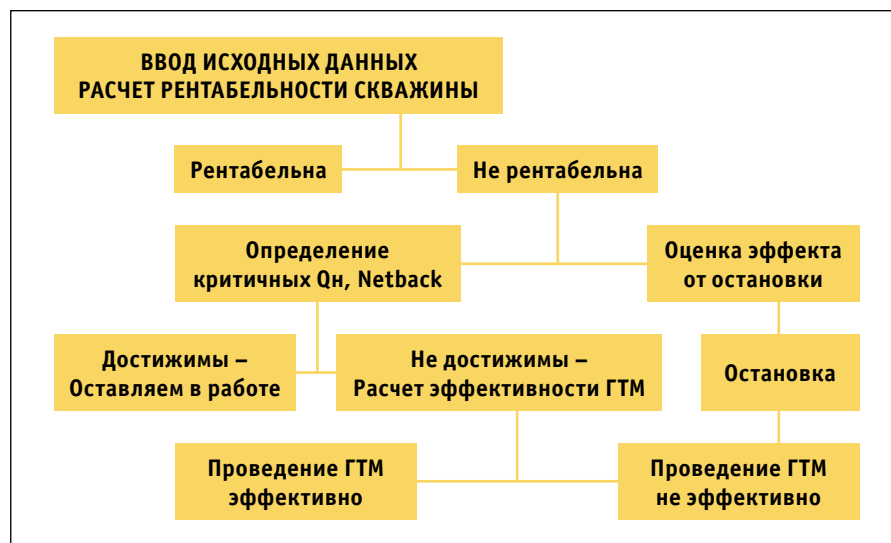


Рис. 2. Алгоритм оценки рентабельности и ГТМ скважин

Таблица 1. Оценка рентабельности и анализ рентабельности по скважине № 1244 Вынгапуровского месторождения ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Текущее состояние			
Нефть	т/сут.	0,4	↑
Жидкость	т/сут.	44,2	
Обводненность	%	99,0	
УЭЦН		ВНН5-59-2400	
I апв	Амп	15	
U отпайки	В	2408	
U текущее	В	1880	
Рентабельность	%	-58,1	
Анализ рентабельности			
Исходный NetBack	руб./т	9663	↑
Критическое значение NetBack	руб./т	22009	
Критическое значение Qн	т/сут.	1,4	

Таблица 2. Эффект от остановки скважины № 1244 до конца 2013 г.

Дата остановки	01.03.2013
Конец года	31.12.2013
Потери нефти, т	122
Снижение выручки, тыс. руб.	1201
Снижение расходов, тыс. руб.	2878
ЕВИТДА, тыс. руб.	1677
Затраты на замену оборудования, тыс. руб.	456
Денежный поток, тыс. руб.	2134

- в перспективе – адаптация к существующим инструментам автоматизированного формирования отчетов и баз данных;
- исходная программа может быть применима к использованию на любых месторождениях, любых компаний после предварительного заполнения баз данных по скважинам и месторождениям.

По результатам работы с высокообводненным фондом скважин было остановлено 86 скважин, рентабельность которых была оценена как отрицательная. При этом снижение добычи нефти составило 19,3 тыс. т с момента остановки до конца 2012 г., добычи жидкости – 980 тыс. т, а снижение расходов составило 96 836

тыс. руб. с момента остановки до конца 2012 г.

ВЫВОДЫ:

1. В ходе работы авторами разработан алгоритм оценки рентабельности и ГТМ скважин.
2. Разработанная и прошедшая апробацию «Программа оценки рентабельно-

Таблица 3. Расчет проведения ГТМ

Планируемая работа	
Виды ремонта	ПГИ (ОТСЭК), по результатам ЗБС в сторону 42Р
Нефть, т/сут.	20,0
Жидкость, т/сут.	40,0
NPV (чистая приведенная стоимость), тыс. руб.	17967,6
DPR (срок окупаемости), лет	5,1
IRR, %	0,3
PI, доли ед.	1,5
Инвестиции, всего, тыс. руб.	35914,4
PVI, тыс. руб.	33490,3
Горизонт расчета, лет	14,5
Уд. инвестиции на 1 т добычи, руб./т	932,0
Накопленная добыча нефти, тыс. т	38,5
Рентабельность, %	83,1



ЗАЩИТНЫЕ ПРОТИВОКОРРОЗИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

AKRUS® – НАДЕЖНЫЕ СТРАТЕГИИ ЗАЩИТЫ

Российский разработчик и производитель противокоррозионных защитных лакокрасочных материалов марки АКРУС®, специального и промышленного назначения.



МЫ ПРОИЗВОДИМ ТОЛЬКО ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ

Это позволяет нам концентрироваться на особенностях их изготовления и потребления.



ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:

- Нефтехимическая индустрия
- Нефтегазодобывающая промышленность
- Судостроение
- Машиностроение
- Мостостроение
- Гражданское строительство



117420, г. Москва,
ул. Намёткина, д. 10Б
Тел./факс: +7 (495) 363-56-69
info@akrus-akz.ru
www.akrus-akz.ru
www.akrus.pф

сти и ГТМ скважин» позволяет получать следующие результаты:

- определить рентабельность скважины;
- определить эффект от остановки скважины;
- рассчитать критические показатели рентабельности;
- определить эффект ГТМ (стоимость заложена в программе в соответствии с видом ремонта).

Литература:

1. Временный регламент инвестиционной деятельности по проектам дочерних предприятий нефтедобычи ОАО «Газпромнефть» (Москва, 2007).
2. Методические указания по проведению анализа изменения параметров работы скважин на основе промысловых данных (замерных) и месячных эксплуатационных рапортов (МЭР) (Москва, 2011), ОАО «Газпромнефть».
3. Гамилова Д.А. Управление фондом скважин на основе комплексной оценки эффективности их эксплуатации / Д.А. Гамилова, И.В.

Буренина // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 1. – С. 1–11. http://www.ogbus.ru/authors/Gamilova/Gamilova_1.pdf.

4. Волгин В.А. Особенности методического подхода к оценке эффективности работы фонда скважин и повышения его рентабельности / В.А. Волгин, А.Г. Михайлов, О.И. Дьяченко // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2010. № 1. С. 62–69.
5. Макаров А.В. Экономические вопросы проектирования и разработки нефтяных месторождений. – СПб: Недра, 2009. – С. 20–36, 74–80, 91–107, 140–154, 159–164.
6. Смолдырев Л.К. Экономическое обоснование оптимизации функционирования фонда добывающих скважин на поздних стадиях разработки месторождения / Л.К. Смолдырев, Ж.В. Камалов, В.И. Отт, Е.А. Пирогов, Ю.З. Каранадзе // Интервал. – 2002. – № 11. – С. 47–49.
7. Шорохов А.Н. Применение аналитических методов для оперативной диагностики источника обводнения на нефтяных добывающих скважинах // Вестник ЦКР Роснедра. – 2011. – № 6. – С. 7–10.
8. Шорохов А.Н. Азаматов М.А. Разработка и внедрение экспресс-метода по определению источника обводнения на нефтяных добывающих скважинах // Наука и ТЭК. – Тюмень, 2011. – № 6. – С. 58–62.

Automation

V.V. Zhuravlev, chief specialist of the future planning; A.N. Galimov, PhD-Math., 1 specialist category management perspective planning of «Gazprom Neft-NNG»; A.S. Samoilo, Ph.D., assistant professor of RENGM, TyumGNGU

Development of practical solutions to improve efficiency by usage water cut wells stock

It is known that most of the deposits have already been discovered and exploited in various stages of development, and the unallocated fund deposits with large stocks decreases with each passing year. The main part of the producing fields by «Gazprom Neft NNG» JSC is located on the 4th stage of development, characterized by high water production wells, and low oil production rate. In connection with what an important role in the enterprise is working to improve the efficiency of existing wells. This paper presents the results of testing the computer program «program evaluation and cost-effectiveness GTO wells» in the oil well business.

Keywords: efficient well operation, the estimation procedure, wells, wells profitability, economic efficiency.

References:

1. Vremenniy reglament investitsionnoi deyatel'nosti po proektam dochernikh predpriyatiy neftdobychi ОАО «Gazpromneft'» (Temporary regulation of investment activities for projects of oil production subsidiaries of Gazprom Neft JSC (Moscow, 2007).
2. Metodicheskie ukazaniya po provedeniyu analiza izmeneniya parametrov raboty skvazhin na osnove promyslovykh dannykh (zamernykh) i mesyachnykh ekspluatatsionnykh raportov (Methodical guidelines to analyze parameters changes of wells operations on the basis of field data (measured) and monthly operation reports (MOR) (Moscow, 2011), Gazprom Neft JSC.
3. Gamilova D.A. Upravlenie fondom skvazhin na osnove kompleksnoi otsenki effektivnosti ikh ekspluatatsii (Well stock management on the basis of comprehensive assessment of their operational efficiency) / D.A. Gamilova, I.V. Burenina // Oil and Gas Business, electronic scientific journal. – 2007. – No. 1. – P. 1–11. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Gamilova/Gamilova_1.pdf
4. Volgin V.A. Osobennosti metodicheskogo podkhoda k otsenke effektivnosti raboty fonda skvazhin i povysheniya ego rentabel'nosti (Specifics of methodical approach to assessment of well stock operational efficiency and increase in its cost effectiveness) / V.A. Volgin, A.G. Mikhailov, O.I. Dyachenko // NEFTEGAS Territory. – 2010. – № 1. – P. 62–69.
5. Makarov A.V. Ekonomicheskie voprosy proektirovaniya i razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy (Economic issues of oil fields engineering and development). – SPb: Nedra, 2009. – P. 20–36, 74–80, 91–107, 140–154, 159–164.
6. Smoldyrev L.K. Ekonomicheskoe obosnovanie optimizatsii funktsionirovaniya fonda dobyvayutshikh skvazhin na pozdnykh stadiyakh razrabotki mestorozhdeniya (Economic feasibility for optimization of production wells operation at late field development stages) / L.K. Smoldyrev, Zh.V. Kamalov, V.I. Ott, E.A. Pirogov, Yu.Z. Karanadze // Interval. – 2002. – No. 11. – P. 47–49.
7. Shorokhov A.N. Primenenie analiticheskikh metodov dlya operativnoi diagnostiki istochnika obvodneniya na neftyanykh dobyvayutshikh skvazhinakh (Use of analytical methods for source of water trouble on-line diagnostics at oil production wells) // Bulletin of Central Committee for solid mineral deposits development of Rosnedra. – 2011. – No. 6. – P. 7–10.
8. Shorokhov A.N., Azamatov M.A. Razrabotka i vnedrenie ekspress-metoda po opredeleniyu istochnika obvodneniya na neftyanykh dobyvayutshikh skvazhinakh (Development and implementation of the short-time method to determine the source of water troubles at oil production wells) // Science, Fuel and Energy Complex. – Tyumen, 2011. – No. 6. – P. 58–62.