

УДК 553.98

ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ЦЕН НА НЕФТЬ И ВОЛАТИЛЬНОСТИ РЫНКА ПУТЕМ АНАЛИЗА РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Б.К. Хасанов, Р.Г. Хайретдинов, О.Л. Самарканов

В статье предлагается методический подход по выработке гибких управленческих решений на базе технико-экономической оценки эффективности эксплуатации каждой добывающей скважины. Использование данного метода управления производственными затратами позволяет избежать возникновения кассовых разрывов в период низких цен на углеводородные ресурсы и способствовать исполнению как инвестиционной, так и производственной программ компании.

Ключевые слова: оптимизация затрат, условно-переменные расходы, условно-постоянные расходы, ранжирование скважин, рентабельные скважины, нерентабельные скважины, условно-рентабельные скважины, палетка оптимальной производственной программы.

Введение

Пандемия COVID-19 стала причиной беспрецедентного замедления темпов роста мировой экономики и резкого снижения цен на нефть в связи со стремительным падением мирового спроса на углеводородные ресурсы. В целях стабилизации ситуации на нефтяном рынке 12 апреля 2020 г. 23 страны-экспортеры подписали соглашение ОПЕК+ о снижении объемов производства в течение двух лет. Казахстан стал активным и дисциплинированным членом альянса ОПЕК+, выполняя в полном объеме взятые на себя обязательства. В настоящее время в Казахстане разрабатывается более 200 месторождений углеводородов, и нефтяная индустрия является крупным работодателем страны, поэтому выполнение обязательств в рамках соглашения ОПЕК+ сопровождается заметным сокращением инвестиций и обострением социально-экономической ситуации в отрасли.

Известно, что на многих месторождениях страны себестоимость добычи нефти в силу объективных причин остается на высоком уровне, поэтому в период коронакризиса как никогда остро встал вопрос о разработке простого инструмента оперативного реагирования на ситуацию на рынке, помогающего выработке превентивных управленческих решений. При этом понятно, что управленческие решения должны способствовать повышению эффективности производственных процессов нефтедобывающей организации (далее – НДО)

и подчинены интересам достижения следующих целей:

- обеспечение конкурентоспособности и финансовой устойчивости компании в условиях низких цен на углеводородные ресурсы;
- сохранение социальной стабильности в коллективе путем максимального сохранения численности работников с приемлемой оплатой труда в период обострения кризиса;
- создание привлекательных условий для потенциальных инвесторов и сохранение доверия кредиторов.

Методика управления производственной программой

В основе предлагаемого метода эффективного управления производственной программой лежит способ деления годовой рабочей программы и бюджета (далее – ГРПиБ) компании на 2 составные части, различающиеся по источникам финансирования работ: а) ГРПиБ базовой добычи (базового производства) и б) ГРПиБ проектов поддержки добычи и развития производства.

Базовую добычу на месторождении обеспечивают добывающие и нагнетательные скважины переходящего фонда и связанные с ними производственные объекты с учетом всех запланированных геолого-технических мероприятий и ремонтных работ текущего характера. Базовое производство финансируется из текущих денеж-

ных поступлений компании от реализованной продукции.

Проекты поддержки добычи и развития производства включают в себя бурение новых и капитальный ремонт аварийных скважин, строительство новых и обновление существующих производственных объектов и др. Источниками финансирования таких инвестиционных проектов являются амортизационные отчисления, чистая прибыль компании, акционерный капитал и привлекаемые заемные средства.

В условиях обострения экономического кризиса в отрасли, когда привлечение и обслуживание кредита становится недопустимо обременительной операцией, а акционеры не заинтересованы в инвестировании, основным источником финансирования проектов становятся собственные средства – амортизационный фонд и чистая прибыль компании, которые формируются из финансовых результатов базового производства. Следовательно, ГРПиБ базовой добычи становится ключевым элементом управления компанией, обеспечивающим ее стабильное функционирование в период кризиса, поскольку некорректное ее планирование может привести к получению убытка, вызвать определенные сложности с выполнением финансовых обязательств перед государством, поставщиками товаров и услуг, а также работниками. В силу этого максимизация операционной прибыли от добывающих скважин переходящего фонда при любых экономических ситуациях является основой обеспечения стабильного функционирования компании.

В свою очередь, решение данной задачи требует на практике реализации принципа раздельного управления каждой добывающей скважиной, суть которого сводится к разграничению экономически эффективных скважин от убыточных с учетом общего дебита, обводненности, а также затрат на текущий и капитальный ремонт за предыдущий скользящий год. Подобное разделение скважин позволит более обоснованно подойти к рациональному использованию ограниченных средств, поскольку обеспечивает необходимой информацией для первоочередного направления ресурсов на рентабельные скважины. При этом к рентабельным будут отнесены те скважины, которые генерируют прибыль. Что касается тех скважин, которые генерируют убытки, то для чистоты

анализа их целесообразно разбить на следующие 2 категории:

1. скважины, не окупающие высвобождаемых затрат, которые определяются как сумма переменных затрат и расходов на подземный ремонт;

2. скважины, которые не окупают полные затраты (сумму постоянных и высвобождаемых затрат).

Таким образом, разграничение скважин по предлагаемому подходу на рентабельные и убыточные позволит выработать гибкие управленческие решения, направленные на обеспечение эффективной эксплуатации месторождений даже в условиях волатильности цен на нефть.

Анализ рентабельности скважин

В качестве инструмента для экономического анализа и оценки рентабельности скважин используется подход, описанный в работе [1]. При этом анализ начинается со сбора данных по каждой скважине, характеризующих ее технологические параметры (дебит жидкости, нефти, количество проведенных подземных ремонтов скважины, отработанное время по каждой скважине и т.д.), а также самих экономических расчетов по методике. Согласно методике, скважина будет рентабельной, если доходы от реализации нефти будут покрывать все затраты, понесенные на эксплуатацию данной скважины, или так:

$$R(L)_{\text{СКВ}} \geq 1 \text{ – Рентабельная скважина (1)}$$

$$R(L)_{\text{СКВ}} < 1 \text{ – Нерентабельная скважина (2)}$$

где $R(L)_{\text{СКВ}}$ – рентабельность, определяемая как отношение дохода к затратам по скважине.

Прибыль по скважине определим как разницу между доходами и расходами по скважине. При этом доходы (выручка) по скважине рассчитываются на основе дебита скважин по нефти и средневзвешенной цены реализации с учетом долей по направлениям реализации (экспорту, внутреннему рынку). Тогда прибыль будет рассчитываться по формуле:

$$P(L)_{\text{СКВ}} = p \cdot q_n \cdot t_{\text{отр}} - QC_{\text{СКВ}} \quad (3)$$

где

$P(L)_{\text{СКВ}}$ – прибыль по скважине;

p – средневзвешенная цена одной тонны нефти;

q_n – среднесуточный дебит нефти по скважине за период, т/сут;

$t_{отр}$ – отработанное время скважины за отчетный период;

$QC_{скв}$ – общие затраты на скважину за отчетный период.

Общие затраты по скважине определяются как сумма 5 слагаемых: налоговых платежей, расходов на транспортировку нефти, переменных и постоянных расходов, а также расходов на подземный ремонт скважин (далее – ПРС).

$$QC_{скв} = TxC_{скв} + TrC_{скв} + C_{скв} + FC_{скв} + FC_{скв прс} \quad (4)$$

где

$QC_{скв}$ – общие затраты на скважину;

$TxC_{скв}$ – налоговые платежи на скважину;

$TrC_{скв}$ – расходы на транспортировку нефти на скважину;

$VC_{скв}$ – переменные затраты на скважину;

$FC_{скв}$ – постоянные затраты на скважину;

$FC_{скв прс}$ – расходы на ПРС на скважину.

Налоговые платежи включают в себе расходы по налогу на добычу полезных ископаемых (далее – НДС), рентному налогу на экспорт, экспортной таможенной пошлине (далее – ЭТП), определяемых согласно налоговому законодательству.

Расходы на транспортировку нефти включают в себя затраты на транспортировку согласно тарифам на перевозку нефти с учетом долей по направлениям реализации (экспорту, внутреннему рынку) и расходы по реализации исходя из существующей на предприятии спецификации тарифной политики (скидкам на качество, страхованию и т.п.).

Переменные затраты – это затраты скважины, зависящие от объема добываемой жидкости, куда отнесены расходы на электроэнергию, сырье и материалы (без учета материалов на ПРС), топливо и горюче-смазочные материалы. Расходы на ПРС рассчитываются из средней стоимости 1 ремонта, который включает материалы, химреагенты, а также расходы на персонал бригады ПРС и их количества. Сумма переменных расходов и затрат на ПРС дает высвобождаемые расходы при остановке скважин. Постоянные затраты – это те затраты на обслуживание скважины, которые компания понесет независимо от объема добычи. К ним отнесены

все остальные статьи себестоимости (за исключением расходов на налоги, амортизацию), не отнесенные к переменным затратам, включая общеадминистративные расходы, рассчитанные пропорционально на каждую скважину с учетом отработанного времени.

Оценка рентабельности переходящих скважин условного месторождения

Возможность практического применения предлагаемого инструмента анализа рентабельности скважин покажем на примере условного нефтедобывающего предприятия с объемом добычи 4 млн т/г. и фондом переходящих добывающих скважин 3000 ед.

При этом параметры по скважинам для условного предприятия приняты с учетом того, что месторождение находится на поздней стадии разработки, характеризуется определенным закономерным изменением технологических и технико-экономических показателей (падением добычи нефти и жидкости, обводнением скважин, большим количеством ремонтов).

Анализ рентабельности проводится по каждой скважине отдельно, с учетом технологических параметров, таких как дебит жидкости, обводненность продукции, количество ремонтов и технико-экономических данных за скользящий год.

Дальнейшие расчеты проведем на основе исходных данных, представленных в табл. 1. При составлении данной таблицы принят коэффициент баррелизации 7,3 и сделано допущение о том, что 55% общей добычи компании идет на экспорт, а 45% идет на удовлетворение внутренних потребностей.

Затраты определяются на основе расчетных нормативов от годового бюджета, а также рабочей программы компании и группируются следующим образом:

- удельные расходы по транспортировке нефти рассчитываются делением общих затрат по транспортировке на объем реализации нефти с учетом направления реализации (экспорт, внутренний рынок), а также существующих спецификаций тарифной политики (скидок на качество, налогов у источника за услуги по фрахту танкера, страховке груза, простоя танкера в порту);

- удельные переменные затраты определяются путем деления соответствующим образом

ющих общих переменных затрат на объем добычи жидкости;

– удельные постоянные расходы определяются делением соответствующих постоянных затрат (с разбивкой на расходы на персонал, прочие постоянные расходы и общеадминистративные затраты) на

добывающий действующий фонд скважин (нагнетательный фонд не берется в расчет);

– средняя стоимость одного ПРС определяется делением общих затрат на ПРС на их количество.

Таблица 1. Ключевые допущения для расчетов при курсе 450 тг./\$

Показатели	Ед. изм.	Значения
Цена сорта нефти Brent	Доход на 1 т нефти с учетом внутренней поставки	
20\$/барр.	тыс. тг*/т нефти	60,4
30\$/барр.		78,9
40\$/барр.		97,4
50\$/барр.		116,0
60\$/барр.		134,5
РАСХОДЫ		
Налог на добычу (НДПИ), Рентный налог на экспорт, Экспортная таможенная пошлина (ЭТП)	ставка	Налоговый Кодекс РК
Расходы на транспортировку нефти	тыс. тг/т нефти	13,7
Переменные расходы	тг/т жидкости	181
Постоянные расходы, в т.ч:	тыс. тг на 1 скв.	46 155
Расходы на персонал		23 372
Прочие постоянные расходы		20 206
Общеадминистративные затраты		2 576
Средняя стоимость 1 ПРС с ФОТ	тыс. тг на 1 операцию	2 938

Таким образом, с учетом принятых исходных данных были проведены расчеты по экономике каждой отдельной скважины с учетом их дебита нефти, жидкости, обводненности, количества ПРС, рассчитана доходная и расходная части и, со-

ответственно, прибыль/убыток по каждой скважине. Расчеты проводили для каждой рассматриваемой цены сорта Brent. Фрагмент расчета для цены 60 \$/барр. нефти сорта Brent приведен в табл. 2.

Таблица 2. Определение прибыли/убытка работы переходящего фонда скважин при цене нефти сорта Brent 60 \$/барр.

Скважины	Технологические показатели						Экономические показатели													
	Фактический режим		Обводненность	Отработано танков	К-во ПРС	Добыча нефти	Доходы	Налоги и платежи, в т.ч.			Транспортные расходы	Прочие расходы	Расходы на ПРС	Постоянные расходы			Всего расходов	Доходы минус расходы (прибыль/убыток)		
	Дебит нефти	Дебит жидкости						НДПИ	Рентный налог	ЭТП				Расходы на персонал	ОАР	Доходы				
т/сут	м3/сут	%	дни	ремонт	тонн	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг			
1	36,05	111,6	62%	360	1	12,96	1 745	145,0	153,3	192,7	177,8	7,3	2,9	24,7	23,2	2,7	730	1 016		
2	27,72	96,05	66%	365	0	10,12	1 390,8	113,1	119,5	150,3	138,7	6,3	0,0	25,0	23,6	2,6	579	762		
3	24,21	73,55	62%	360	1	8,72	1 172,1	97,4	102,9	129,4	119,4	4,8	2,9	24,7	23,2	2,7	508	665		
4	24,09	96,45	72%	360	1	8,67	1 196,1	96,9	102,4	126,8	118,8	6,4	2,9	24,7	23,2	2,7	507	659		
5	22,89	91,01	71%	355	2	8,13	1 093,0	90,8	98,0	120,7	111,4	6,8	6,9	24,3	22,9	2,7	481	612		
...																				
2996	0,47	17,1	97%	300	13	0,14	19,2	1,6	1,7	2,1	2,0	0,9	38,2	20,6	19,4	2,3	89	-69		
2997	0,17	34,38	99%	315	10	0,05	7,1	0,6	0,6	0,8	0,7	2,0	29,4	21,6	20,3	2,4	78	-71		
2998	0,23	15,95	98%	310	11	0,07	9,4	0,8	0,8	1,0	1,0	0,9	32,3	21,2	20,0	2,3	80	-71		
2999	0,04	72,25	100%	325	8	0,01	1,6	0,1	0,1	0,2	0,2	4,2	23,5	22,3	21,0	2,6	74	-72		
3000	0,09	29,24	100%	310	11	0,03	4,0	0,3	0,3	0,4	0,4	1,6	32,3	21,2	20,0	2,3	79	-75		
ИТОГО	3,9	40,7	89%				14 324	4 064	546 514	45 416	47 995	60 348	55 686	7 556	42 084	70 104	66 050	7 727	402 966	143 548

Полученные результаты расчетов по скважинам условного нефтедобывающего предприятия с объемом добычи 4 млн т/г. и фондом переходящих добывающих скважин 3000 ед. отранжировали по убыванию в зависимости от их прибыли/убытка. В верхней части отранжированного списка – скважины, генерирующие прибыль, и далее убыточные скважины.

Такое ранжирование проводили для каждой рассматриваемой цены нефти сорта Brent.

При этом убыточные (нерентабельные) скважины разбили на 2 категории: категория I – не окупающие высвобождаемые затраты (переменные затраты и расходы на подземный ремонт, и категория II – не окупающие полные затраты (сумму постоянных и высвобождаемых затрат).

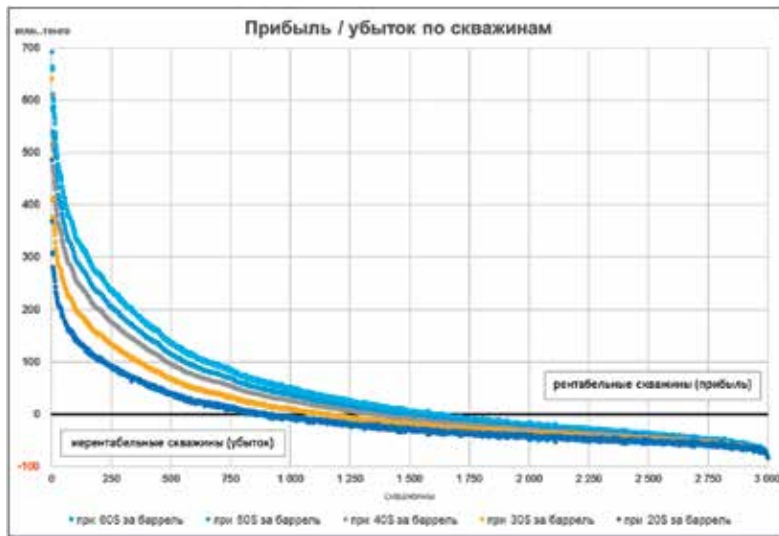


Рисунок 1. Прибыль/убыток по скважинам переходящего фонда при различных ценах нефти

На рис. 1 видно, что при аналогичных технологических параметрах количество рентабельных и нерентабельных скважин меняется в зависимости от рассматриваемых цен на нефть: нерентабельные скважины находятся ниже оси X, и в самом нижнем конце каждого графика находятся скважины категории I – наиболее убыточ-

ные. Выше оси X – рентабельные скважины.

Полученные сводные результаты расчетов, характеризующих выполнение производственной программы без оптимизации работ переходящих скважин при различных ценах на нефть, представлены в табл. 3.

Таблица 3. Экономические показатели работы переходящего фонда скважин при различных ценах нефти сорта Brent

Параметры	Результаты работы переходящих скважин при различных цен на нефть сорта Brent, долл. США/барр.				
	60	50	40	30	20
Фонд добывающих скважин, скв.	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Действующие скважины, в т.ч.	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
рентабельные	1 886	1 736	1 602	1 366	1 067
условно-рентабельные (НРС II категории)	0	0	0	0	0
нерентабельные скважин, в т.ч:	1 114	1 264	1 398	1 634	1 933
I категории	367	428	507	677	906
II категории	747	836	891	957	1 027
Доля нерентабельных скважин	37%	42%	47%	54%	64%

Параметры	Результаты работы переходящих скважин при различных ценах на нефть сорта Brent, долл. США/барр.				
	60	50	40	30	20
Добыча нефти, тыс. т, в т.ч. из:	4 064	4 064	4 064	4 064	4 064
рентабельных скважин	3 673	3 579	3 482	3 281	2 954
нерентабельных скважин, в т.ч.:	391	485	582	783	1 109
I категории	70	88	114	178	280
II категории	322	397	468	606	829
Доля добычи нефти НРС	9,6%	11,9%	14,3%	19,3%	27,3%
Операционная прибыль/убыток, млн тг., в т.ч. от	143 548	107 633	74 626	26 226	-22 174
рентабельных скважин	185 693	155 947	129 231	92 165	58 307
нерентабельных скважин, в т.ч.:	-42 145	-48 314	-54 604	-65 938	-80 481
I категории	-19 713	-23 069	-27 364	-36 564	-49 361
II категории	-22 432	-25 245	-27 241	-29 374	-31 120

Как видно из табл. 3, из эксплуатируемых 3000 добывающих скважин переходящего фонда при цене нефти сорта Brent 60 \$/барр. более 37% фонда являются нерентабельными, и они генерируют убытки в сумме 42,1 млрд тг.

При этом 367 скв. являются нерентабельными скважинами I категории и 747 нерентабельными скважинами II категории. По мере снижения цен на нефть с 60 до 20 \$/барр., согласно расчетам, будут ухудшаться результаты экономической деятельности следующим образом:

- количество рентабельных скважин уменьшится с 1886 до 1067 ед., или на 43%, рентабельная добыча нефти упадет с 3,6 до 2,9 млн т, или на 20%, а операционная прибыль сократится со 185,7 до 58,3 млрд тг., или на 69%;
- количество нерентабельных скважин увеличится с 1114 до 1933 ед., или на 74%, объем нерентабельной добычи нефти вырастет с 0,39 до 1,1 млн т, или в 2,8 раза, а генерируемые убытки – с 42,1 до 80,5 млрд тг., или в 1,9 раза.

В таких условиях существенная часть операционной прибыли рентабельных скважин будет направлена на покрытие убытков нерентабельных скважин, что ограничит возможность предприятия в восполнении оборотных средств и реализации планов развития. Например, при цене нефти 20 \$/барр. генерируется убыток в размере 22,2 млрд тг., следовательно, потребуются внешние займы для покрытия отрицательной денежной наличности.

Другим, наиболее рациональным способом решения проблем в условиях низких цен, на наш взгляд, является сни-

жение расходов через приостановление деятельности нерентабельных скважин, чтобы избежать получения отрицательного денежного потока. При этом следует обратить внимание на категорию убыточности скважин. Например, скважины I категории нецелесообразно дальше эксплуатировать ввиду того, что они генерируют наибольшие убытки, поэтому необходимо их перевести в бездействующий фонд с последующим переводом на другие объекты (нагнетательные скважины или ликвидировать). Что касается нерентабельных скважин II категории, то их предлагается перевести в простаивающий фонд до лучших времен. Последующая эксплуатация этих скважин потребует разработки специального плана мероприятий по выводу их в режим рентабельности с учетом возможной динамики цен на нефть.

Если придерживаться предлагаемого подхода, то в результате приостановления деятельности убыточных скважин компания сэкономит на переменных затратах. При этом из-за рассредоточенности нерентабельных скважин по площади месторождения основные объекты производства и персонал в основном продолжат функционировать в нормальном режиме, за исключением небольшой группы работников, занятых обслуживанием нерентабельного фонда скважин. Проблему высвободившихся работников в случае их нежелательности сокращения можно решить по-разному. Например, их можно отправить на вынужденный простой при полном или частичном сохранении оплаты труда в зависимости от экономических возможностей предприятия или сохранить

занятость, увеличивая сменность бригад и пр. В любом случае, как будет показано ниже, приостановление деятельности убыточных скважин по предлагаемой методике окажется экономически выгодным для компании.

Далее покажем результаты расчетов, соответствующих приостановлению деятельности нерентабельных скважин при сохранении ряда затрат. Они следующие:

1. исключаются переменные расходы, затраты на капитальный ремонт скважин (далее – КРС) и ПРС, за исключением фонда оплаты труда;

2. сохраняются в соответствии с принятой политикой предприятия расходы на персонал и общеадминистративные расходы (далее – ОАР), отнесенные на нерентабельные скважины, а также постоянные расходы и затраты, связанные с остановкой работ по ПРС.

Согласно предлагаемому методическому подходу, в первую очередь останавливается деятельность нерентабельных скважин I категории, что позволит сохранить операционную прибыль предприятия. Для нерентабельных скважин I категории рассматривалась 5-шаговая остановка с шагом по 20% от списка нерентабельных скважин I категории.

Далее останавливаются нерентабельные скважины II категории, где рассматривалась 10-шаговая их остановка с шагом 10% из отранжированного списка по их убыточности, т.е. в первую очередь останавливались наиболее убыточные скважины с расчетом прибыли по всему предприятию. Таким образом, сравнительный анализ прибыли компании на каждом шаге остановки показывал, при достижении какого количества скважин действующего фонда последующая остановка не будет давать улучшение прибыли компании.

Следуя данному подходу, остановив в первую очередь нерентабельные скважины I категории, рассчитываем прибыль/убыток предприятия по всему фонду скважин на каждом шаге остановки нерентабельных скважин, с исключением и сохранением затрат согласно методике, и далее аналогично считаем по нерентабельным скважинам II категории для каждого шага. При этом при остановке нерентабельных скважин исключаются не только затраты, но и теряется добыча и доходная часть по этим скважинам, а показатели по рента-

бельным скважинам на данном этапе расчетов не меняются.

В итоге на основании полученных результатов строим зависимость прибыли/убытка предприятия от добычи, при этом фонд скважин на каждом шаге уменьшается от первоначального. Учитывая то, что скважины II категории менее убыточные по сравнению со скважинами I категории, результаты расчетов показывают, что наступает момент, что на одном из шагов последующая остановка нерентабельных скважин II категории начнет снижать прибыль предприятия, поэтому следует дальнейшую остановку не осуществлять, т.е. это и будет оптимальной величиной (максимальной точкой), обеспечивающей максимальную прибыль при выбранном количестве остановок нерентабельных скважин, с оптимальным уровнем добычи по всему фонду скважин.

Следует отметить, что при расчетах можно рассматривать варианты сохранения различной доли оплаты простаивающего персонала, отнесенного на нерентабельные скважины, и учитывать это влияние на прибыль предприятия, и отражать при построении зависимости прибыли/убытка и добычи. Таким образом, получим картину, отражающую изменение прибыли/убытка предприятия с учетом сохранения различной доли оплаты простаивающего персонала, и понятно, что при 100% сохранении доли оплаты простаивающего персонала убыток/прибыль предприятия будет ниже по сравнению с вариантами с уменьшением этой доли.

В результате для каждого из сценариев по цене на нефть определяется оптимальный вариант по количеству останавливаемых скважин, обеспечивающий максимальную прибыль и оптимальную добычу. Оставшееся количество нерентабельных скважин II категории, которые не будут останавливаться, предлагаем считать условно-рентабельными и оставлять их в эксплуатации для сохранения операционной прибыли переходящего фонда скважин.

Оценка влияния вышеуказанных действий на снижение убытков предприятия и сохранение различной доли оплаты простаивающего персонала представлены на рис. 2–3. Экономические показатели, показанные на этих графиках работы переходящего фонда скважин при различной доле

оплаты простаивающего персонала, при (оптимизация в сравнении с «без оптимизации»), отражены в табл. 4–5.

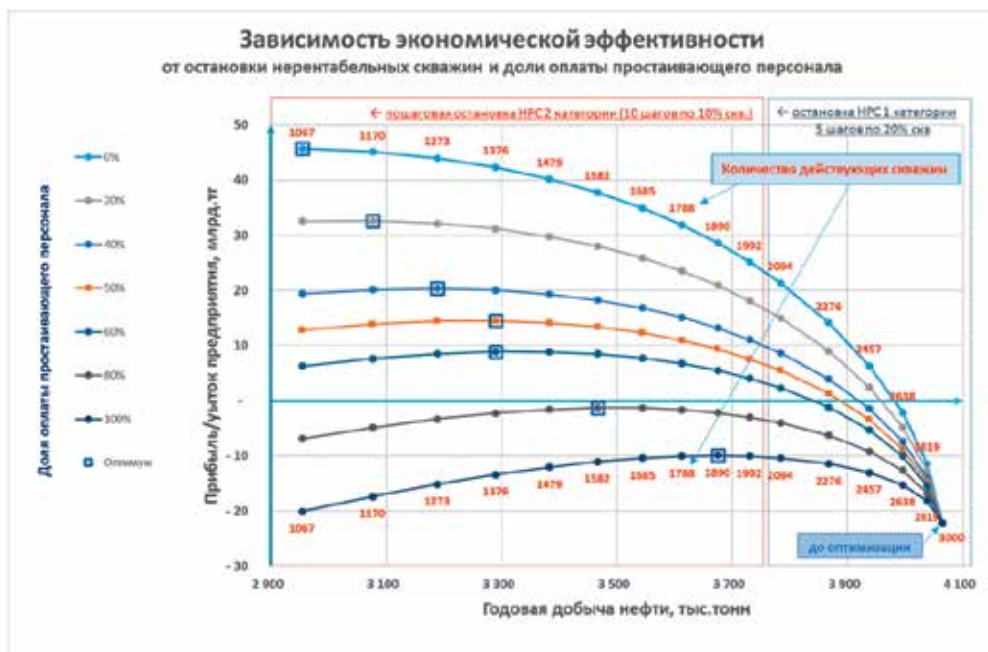


Рисунок 2. Зависимость прибыли и объемов добычи от количества действующих скважин при цене нефти Brent 20 \$/барр. и доли оплаты простаивающего персонала

На рис. 2 (для 20 \$/барр.) и рис. 3 (для 60 \$/барр.) оптимальный вариант выделяется в виде максимальной точки достижения операционной прибыли (в виде квадратного синего маркера), и дальнейшая остановка нерентабельных скважин становится экономически нецелесообразной.

Например, на рис. 2 и в табл. 4 видно, как при цене нефти Brent 20 \$/барр. с учетом пошагового анализа остановки нерентабельных скважин, при допущенной доле оплаты простаивающего персонала в 50% (оранжевая линия графика) определен наиболее оптимальный сценарий по уровню добычи и фонду скважин, который предусматривает остановку 1624 нерентабельных скважин (906 скв. I категории и 718 скв. II категории). Рекомендуемый

действующий фонд скважин – 1376 ед., включая 1067 рентабельных и 309 условно-рентабельных скважин. Таким образом, следуя данной методологии оптимизации за счет остановки нерентабельных скважин категории I и II, компания может из убыточного состояния (убыток 22 млрд тг.) с действующим фондом 3000 скв. и добычей 4064 тыс. т/г. перейти в прибыльное (14,5 млрд тг.) при частичном сокращении затрат с действующим фондом 1376 скв. и добычей 3290 тыс. т/г. При этом видно, что максимальный потенциал оптимизации затрат достигается остановкой 1933 нерентабельных скважин при 0% доле оплаты простаивающего персонала (голубая верхняя линия графика) и может дать значительное увеличение прибыли.

Таблица 4. Экономические показатели работы переходящего фонда скважин при различной доле оплаты простаивающего персонала при цене нефти сорта Brent 20 \$/барр. (оптимизация в сравнении с «без оптимизации»)

Параметры	Без оптимизации	Оптимизация с учетом долей оплаты простаивающего персонала							
		0%	20%	40%	50%	60%	80%	100%	
Фонд добывающих скважин, скв.	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Действующие скважины, в т.ч.	3 000	1 067	1 170	1 273	1 376	1 376	1 582	1 890	
рентабельные	1 067	1 067	1 067	1 067	1 067	1 067	1 067	1 067	1 067
условно-рентабельные (НРС II категории)	0	0	103	206	309	309	515	823	
нерентабельные скважин, в т.ч.:	1 933	1 933	1 830	1 727	1 624	1 624	1 418	1 110	
I категории	906	906	906	906	906	906	906	906	906
II категории	1 027	1 027	924	821	718	718	512	204	
Доля скважин для остановки	64,4%	64,4%	61,0%	57,6%	54,1%	54,1%	47,3%	37,0%	
Добыча нефти, тыс.т, в т.ч. из:	4 064	2 954	3 077	3 189	3 290	3 290	3 466	3 675	
рентабельных скважин	2 954	2 954	2 954	2 954	2 954	2 954	2 954	2 954	
условно-рентабельных скважин	0	0	122	234	336	336	512	721	
нерентабельных скважин, в т.ч.:	1 109	1 109	987	875	774	774	597	389	
I категории	280	280	280	280	280	280	280	280	
II категории	829	829	707	595	494	494	317	108	
Доля добычи нефти НРС	27,3%	27,3%	24,3%	21,5%	19,0%	19,0%	14,7%	9,6%	
Операционная прибыль/убыток, млн.тг., в т.ч. от:	-22 174	45 727	32 632	20 341	14 492	8 923	-1 281	-9 920	
рентабельных скважин	58 307	58 307	58 307	58 307	58 307	58 307	58 307	58 307	
условно-рентабельных скважин	0	0	-1 299	-3 133	-5 458	-5 458	-11 367	-22 544	
нерентабельных скважин, в т.ч.:	-80 481	-80 481	-79 182	-77 347	-75 023	-75 023	-69 114	-57 937	
I категории	-49 361	-49 361	-49 361	-49 361	-49 361	-49 361	-49 361	-49 361	
II категории	-31 120	-31 120	-29 821	-27 987	-25 662	-25 662	-19 754	-8 576	
Условно постоянные расходы остановленных нерентабельных скважин I и II категорий			-12 579	-24 376	-34 832	-38 356	-43 926	-48 221	-45 683

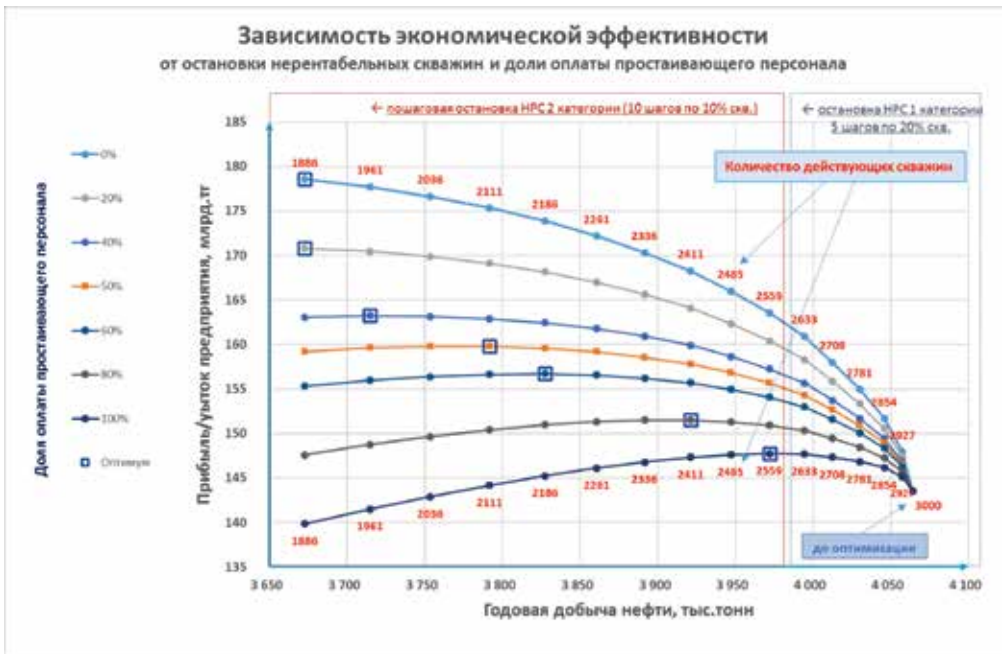


Рисунок 3. Зависимость прибыли и объемов добычи от количества действующих скважин при цене нефти Brent 60 \$/барр. и доли оплаты простаивающего персонала

Таблица 5. Экономические показатели работы переходящего фонда скважин при различной доле оплаты простаивающего персонала при цене нефти сорта Брент 60 \$/барр. (оптимизация в сравнении с «без оптимизации»)

Параметры	Без оптимизации	Оптимизация с учетом долей оплаты простаивающего персонала						
		0%	20%	40%	50%	60%	80%	100%
Фонд добывающих скважин, скв.	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Действующие скважины, в т.ч.	3 000	1 886	1 886	1 961	2 111	2 186	2 411	2 559
рентабельные	1 886	1 886	1 886	1 886	1 886	1 886	1 886	1 886
условно-рентабельные (НРС II категории)	0	0	0	75	225	300	525	673
нерентабельные скважин, в т.ч.:	1 114	1 114	1 114	1 039	889	814	589	441
<i>I категории</i>	367	367	367	367	367	367	367	367
<i>II категории</i>	747	747	747	672	522	447	222	74
Доля скважин для остановки	37,1%	37,1%	37,1%	34,6%	29,6%	27,1%	19,6%	14,7%
Добыча нефти, тыс. т, в т.ч. из:	4 064	3 673	3 673	3 715	3 792	3 827	3 921	3 972
рентабельных скважин	3 673	3 673	3 673	3 673	3 673	3 673	3 673	3 673
условно-рентабельных скважин	0	0	0	42	119	155	248	299
нерентабельных скважин, в т.ч.:	391	391	391	349	272	236	143	92
<i>I категории</i>	70	70	70	70	70	70	70	70
<i>II категории</i>	322	322	322	279	203	167	73	22
Доля добычи нефти НРС	9,6%	9,6%	9,6%	8,6%	6,7%	5,8%	3,5%	2,3%
Операционная прибыль/убыток, млн тг., в т.ч. от	143 548	178 557	170 816	163 239	159 770	156 707	151 512	147 744
рентабельных скважин	185 693	185 693	185 693	185 693	185 693	185 693	185 693	185 693
условно-рентабельных скважин	0	0	0	-1 327	-4 681	-6 642	-13 721	-19 363
нерентабельных скважин, в т.ч.:	-42 145	-42 145	-42 145	-40 816	-37 464	-35 503	-28 424	-22 782
<i>I категории</i>	-19 713	-19 713	-19 713	-19 713	-19 713	-19 713	-19 713	-19 713
<i>II категории</i>	-22 432	-22 432	-22 432	-21 105	-17 751	-15 790	-8 711	-3 069
Условно постоянные расходы остановленных нерентабельных скважин I и II категорий		-7 136	-14 877	-21 126	-21 242	-22 344	-20 460	-18 587

Для достижения намеченных целей при остановке нерентабельных скважин необходимо:

- удостовериться в надежности промысловых данных путем проведения дополнительных измерений дебита по жидкости и обводненности продукции по каждой скважине для обеспечения информации заданной точности;

- подготовить программу оптимизации нагнетательных скважин, где планируется уменьшение числа действующих добывающих скважин 1-го и 2-го ряда окружения и снижение компенсируемого объема закачки.

Кроме того, при остановке нерентабельных скважин значительно снижается объем добычи жидкости на месторождении, высвобождая пропускную мощность наземной инфраструктуры. Данный резерв пропускной способности системы сбора продукции месторождения позволяет поднять уровень добычи жидкости из рентабельных скважин путем оптимизации

режима их работы и проведения дополнительных эффективных геолого-технических мероприятий (далее – ГТМ). Таким образом, увеличение прибыли достигается не только за счет оптимизации затрат по нерентабельным скважинам, но и за счет увеличения добычи из рентабельного фонда.

Данный подход отражен на рис. 4. Так, для сценария при цене нефти Брент 20 \$/барр. с 50% долей оплаты простаивающего персонала, после определения наиболее оптимального уровня добычи 3290 тыс. т/г. и действующего фонда скважин 1376 ед. с учетом остановки 1624 нерентабельных скважин (оранжевая линия), при добавлении дополнительной добычи за счет пересмотра объемов ГТМ в пользу наиболее эффективных по рентабельному фонду скважин компания может достигнуть добычи нефти 3455 тыс. т/г. с этим же фондом 1376 скв. и увеличить прибыль с 14,5 до 21,2 млрд тг. (оранжевая пунктирная линия).



Рисунок 4. Зависимость прибыли и объемов добычи от количества действующих скважин при цене нефти Brent 20 \$/барр. и доле оплаты простаивающего персонала с учетом дополнительной добычи от ГТМ

Итак, согласно принятому методическому подходу расчету затрат при остановке нерентабельных скважин существует множество различных вариантов исключения затрат, зависящих и от степени оплаты простаивавшего персонала от 0 до 100%, и от процента сохраняемых при остановке постоянных расходов, и от процента остановки нерентабельных скважин категории II при различных ценах нефти.

Учитывая это, для дальнейшего представления ожидаемых эффектов от оптимизации затрат с учетом дополнительной добычи от ГТМ, согласно предлагаемому методическому подходу оптимизации затрат, связанных с остановкой нерента-

бельных скважин категории I и II, приняты следующие действия:

- исключаются 100%: переменные расходы, затраты ПРС за исключением фонда оплаты труда, затраты по КРС;
- сохраняются 50%: расходы на персонал, отнесенные на нерентабельные скважины и связанные с остановкой установок ПРС; постоянные расходы, которые не зависят от количества скважин, ОАР.

Также при различных ценах на нефть принят следующий подход остановки нерентабельных скважин категории II (чем выше цена нефти, тем больше нерентабельных скважин категории II останавливается).

Таблица 6. Остановка фонда нерентабельных скважин категории II при различных ценах на нефть сорта Brent, \$/барр.

60	50	40	30	20
100% фонда	90% фонда	80% фонда	70% фонда	70% фонда

Так, согласно данному методическому подходу определяются возможности оптимизации программы компании при различных ценах на нефть, с учетом остановки

нерентабельных скважин и дополнительной добычи по рентабельным скважинам (табл. 7).

Таблица 7. Экономические показатели работы переходящего фонда скважин при различных ценах нефти сорта Brent с учетом оптимизации и дополнительной добычи

Параметры	Результаты работы переходящих скважин при различных ценах на нефть сорта Brent, долл. США/барр.				
	60	50	40	30	20
Фонд добывающих скважин, скв.	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Действующие скважины, в т.ч.	1 886	1 819	1 776	1 654	1 376
рентабельные	1 886	1 736	1 602	1 366	1 067
условно-рентабельные (НРС II категории)	0	83	174	288	309
нерентабельные скважин	0	0	0	0	0
Добыча нефти, тыс. т, в т.ч. из:	3 831	3 815	3 785	3 698	3 455
рентабельных скважин	3 831	3 757	3 656	3 445	3 102
условно-рентабельных скважин	0	57	129	253	352
нерентабельных скважин, в т.ч.:	0	0	0	0	0
Операционная прибыль/убыток, млн тг., в т.ч. от	172 127	139 735	108 625	63 880	21 233
рентабельных скважин	198 616	168 962	140 493	100 841	64 381
условно-рентабельных скважин	0	-1 189	-2 821	-5 087	-4 792
нерентабельных скважин, в т.ч.:	-26 489	-28 038	-29 048	-31 873	-38 356
I категории	-8 907	-10 363	-12 237	-16 260	-21 637
II категории	-17 583	-17 675	-16 811	-15 613	-16 719

Принятые меры позволят получить прибыль по сравнению с результатом до оптимизации (табл. 8 – сравнение результатов табл. 3 и 7).

Таблица 8. Сравнение прибыли / убытка по работе переходящего фонда скважин при различных ценах нефти сорта Brent (до и после оптимизации)

Параметры	Результаты работы переходящих скважин при различных ценах на нефть сорта Brent, долл. США/барр.				
	60	50	40	30	20
До оптимизации					
Операционная прибыль / убыток	143 548	107 633	74 626	26 226	-22 174
рентабельные	185 693	155 947	129 231	92 165	58 307
нерентабельные	-42 145	-48 314	-54 604	-65 938	-80 481
После оптимизации					
Операционная прибыль / убыток	172 127	139 735	108 625	63 880	21 233
рентабельные	198 616	168 962	140 493	100 841	64 381
условно-рентабельные	0	-1 189	-2 821	-5 087	-4 792
нерентабельные	-26 489	-28 038	-29 048	-31 873	-38 356
Эффект					
Операционная прибыль / убыток	28 579	32 102	33 998	37 654	43 407
рентабельные	12 924	13 015	11 262	8 676	6 074
условно-рентабельные	0	-1 189	-2 821	-5 087	-4 792
нерентабельные	15 656	20 276	25 557	34 065	42 124

Рассмотрим более детально итоговые показатели на примере всё того же условного нефтегазодобывающего предприятия.

Согласно проведенному стресс-тесту на снижение цены на нефть Brent с 60 до

20 \$/барр. при одновременном выполнении утвержденной производственной программы, несмотря на сохранение объемов добычи, у предприятия возникает убыток в размере 22 млрд тг. (табл. 8).

Таблица 9. Прогноз прибыли/убытка при сохранении утвержденной производственной программы и снижении цены нефти до 20 \$/барр.

Наименование	Ед. изм.	Утвержденная программа		Отклонения
		при 60 \$/барр.	при 20 \$/барр.	
Добыча нефти	тыс. т	4 064	4 064	0
Доходы	млн тг.	546 514	245 514	-301 000
Расходы, в том числе:	млн тг.	402 966	267 688	-135 279
Налог на добычу (НДПИ)	млн тг.	45 416	18 480	-26 936
Рентный налог на экспорт	млн тг.	47 995	0	-47 995
Экспортная таможенная пошлина	млн тг.	60 348	0	-60 348
Расходы на транспортировку нефти	млн тг.	55 686	55 686	0
Переменные расходы	млн тг.	7 556	7 556	0
Расходы на ПРС	млн тг.	42 084	42 084	0
Расходы на персонал	млн тг.	70 104	70 104	0
Прочие условно-постоянные расходы	млн тг.	66 050	66 050	0
Обще-административные расходы	млн тг.	7 727	7 727	0
Операционная прибыль / убыток	млн тг.	143 548	-22 174	-165 722

В связи с этим требуется рассмотрение вариантов оптимизации запланированных мероприятий с целью обеспечения оптимального уровня производства в рамках сниженных доходов.

Применение разработанного методического подхода оптимизации затрат при остановке нерентабельных скважин и дополнительной добычи на рентабельных скважинах за счет проведения на них эффективных ГТМ дает возможность определить оптимизированные производственные программы для различных сценариев цен на нефть Brent 60, 50, 40, 30 и 20 \$/барр.

В зависимости от цены меняется уровень добычи, количество остановок нерентабельных скважин, количество ПРС. В результате получаем более оптимистичный финансовый результат.

В табл. 10 в зависимости от изменения цены нефти от 20 до 60 \$/барр. пока-

заны предлагаемые оптимизированные производственные программы, которые предусматривают следующие действия:

- рекомендуемое количество остановок нерентабельных скважин – меняется от 1114 до 1624 скв.;
- сокращение уровней добычи нефти – от 3908 до 3455 тыс. т;
- снижение уровней добычи жидкости-от 32963 до 22651 тыс. т;
- сокращение количества ПРС – от 7549 до 5081 ремонтов,
- частичное снижение расходов на персонал (на 14%), для чего компания может рассмотреть варианты изменения режимов работы персонала без сокращения штата;
- на рентабельном фонде скважин предусмотрены мероприятия по оптимизации режимов работы с увеличением добычи жидкости.

Таблица 10. Сравнение утвержденной и оптимизированной производственной программы предприятия при различных ценах нефти Brent

Показатели	Единица измерения	Утвержденная программа	Оптимизированная производственная программа при цене на нефть сорта Brent				
		(20 \$/барр.)	60 \$/барр.	50 \$/барр.	40 \$/барр.	30 \$/барр.	20 \$/барр.
Добыча нефти	тыс. т	4 064	3 908	3 866	3 824	3 698	3 455
Добыча жидкости	тыс. т	41 760	32 963	31 596	30 164	27 022	22 651
Фонд скважин	скв.	3 000	1 886	1 819	1 776	1 654	1 376
Средний дебет нефти	т/сут	3,9	5,9	6,0	6,1	6,4	7,2
Обводненность	%	88,8%	80,1%	79,6%	79,3%	78,5%	76,3%
Количество ПРС	%	14 324	7 549	7 249	7 019	6 461	5 081
Остановка нерентабельных скважин	скв.		1 114	1 181	1 224	1 346	1 624
Доходы	скв.-опер.	245 514	515 235	442 352	368 843	291 882	208 702
Расходы	млн тг.	267 688	343 108	302 617	260 218	228 002	187 469
Налог на добычу (НДПИ)	млн тг.	18 480	42 817	36 309	29 756	22 944	15 709
Рентный налог на экспорт	млн тг.	0	45 248	23 890	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина (ЭТП)	млн тг.	0	56 894	47 205	37 472	18 305	0
Транспортные расходы	млн тг.	55 686	52 499	52 270	51 866	50 672	47 337
Условно-переменные расходы	млн тг.	7 556	5 505	5 358	5 250	4 889	4 098
Расходы на ПРС	млн тг.	42 084	22 179	21 298	20 622	18 982	14 928
Затраты на персонал	млн тг.	70 104	63 924	63 454	63 186	62 341	60 514
Прочие условно-постоянные расходы	млн тг.	66 050	49 129	48 095	47 436	45 554	41 282
Обще-административные расходы	млн тг.	7 727	4 913	4 740	4 630	4 315	3 601
Операционная прибыль / убыток	млн тг.	-22 174	172 127	139 735	108 625	63 880	21 233

Данные меры позволят исключить возможность убытка в размере 22 млрд тг. при цене 20 \$/барр. и достичь прибыли от 21 до 172 млрд тг. при ценах 20–60 \$/барр.

Увеличение операционной прибыли от оптимизации и дополнительной добычи могут быть направлены на приобретение первоочередных основных средств, бурение новых скважин, а также на активы, которые генерируют прибыль для ее максимизации. В данном анализе капитальные вложения и их влияние на денежный поток не рассматривались.

Предлагаемый методический подход адресной оптимизации затрат при остановке нерентабельных скважин – это концептуальный подход, который должен быть адаптирован каждым нефтедобывающим предприятием с учетом его специфики.

Палетка оптимальной производственной программы

На основании данных подбора оптимизированной производственной программы при разных ценах на нефть построена палетка (табл. 11), отражающая в удобном

формате наиболее оптимальные объемы добычи нефти, количество нерентабельных скважин для остановки, рекомендованные уровни расходов на персонал (строки 1–3), а также изменение прибыли/убытка в зависимости от цены нефти при той или иной производственной программе (строки 4–8).

По данным таблицы видно, что показатели прибыли оптимизированной производственной программы для различных цен нефти сорта Brent (программы I–V) значительно превышают значения утвержденной программы, при этом показатели добычи ниже, что обеспечивается остановкой нерентабельных скважин, оптимизацией затрат по ним.

Таким образом, предприятие может придерживаться оптимальной производственной программы с годовой добычей 3908 тыс. т нефти при ценах от 60 до 20 \$/барр., оставаясь с прибылью. При снижении цены ниже 20 \$/барр. – с учетом данной методики необходим подбор оптимальной для цены программы, обеспечивающей безубыточный уровень.

Таблица 11. Прибыль/убыток предприятия при различных сценариях производственной программы

№	Наименование	Утвержденная программа	Оптимизированная производственная программа при ценах на нефть, \$/барр.					
			60 \$	50 \$	40 \$	30 \$	20 \$	
	Номер программы		I	II	III	IV	V	
1	Добыча, тыс. т	4 064	3 908	3 866	3 824	3 698	3 455	
2	Остановка нерентабельных скв.		1 114	1 181	1 224	1 346	1 624	
3	Затраты на персонал, млн тг.	70 104	63 924	63 454	63 186	62 341	60 514	
			Прибыль / убыток, млрд тг.					
4	Цена на нефть	60 \$/барр.	143 548	172 127	171 452	169 881	164 647	156 511
5		50 \$/барр.	107 633	140 069	139 735	138 506	134 308	128 169
6		40 \$/барр.	74 626	109 537	109 528	108 625	105 415	101 178
7		30 \$/барр.	26 226	65 648	66 106	62 816	63 880	62 377
8		20 \$/барр.	-22 174	19 109	20 062	17 544	19 838	21 233

- – оптимальная производственная программа для каждой цены нефти
- – потребность в субсидировании при реализации программы
- – благоприятные условия для реализации программы

Таким образом, реализация принятого методического подхода принятия превентивных управленческих решений позволяет обеспечить финансовую устойчивость компании, выполнение социальных обязательств.

Заключение

В результате проведенных исследований разработан методический подход адресной оптимизации затрат нефтедобывающих организаций, суть которого основана на принятии гибких управленческих решений по рентабельному и нерентабельному фонду скважин. Методика позволяет осуществлять оптимизацию производственных программ и затрат бюджетов в кризисных условиях целенаправленно – по объектам и активам, генерирующим наибольшие убытки (нерентабельным скважинам).

Высвобождаемые от оптимизации средства должны быть направлены на активы, которые генерируют прибыль для ее максимизации, а именно на рентабельные скважины, за счет проведения на них эффективных ГТМ, осуществления необходимых текущих и капитальных ремонтов для увеличения по ним нефтеотдачи и, соответственно, получения дополнительной прибыли.

Данный концептуальный подход позволяет обеспечивать финансовую устойчивость компании и рентабельность разработки месторождений при различных ценах на нефть.

Применение методики дает возможность повысить эффективность деятельности нефтедобывающих организаций за счет анализа рентабельности работы каждой скважины и своевременного принятия решений в целях повышения рентабельности работы фонда, подбора соответствующих эффективных ГТМ или отключения нерентабельного фонда.

Использование данного методического подхода рекомендуется для всех нефтедобывающих компаний с расчетами на основе последних фактических данных:

а) ранжирование и поэтапная остановка НРС до наиболее целесообразного уровня;

б) пропорциональное снижение работ/затрат, связанных с остановленными скважинами (объемы закачки, ПРС), КРС, ГТМ и пр.;

в) частичное снижение затрат на персонал в зависимости от количества остановленных скважин;

г) пересмотр объемов ГТМ с фокусом на наиболее экономически эффективных;

д) использование высвобождаемых средств за счет оптимизации, в первую очередь, на приобретение первоочередных основных средств и на бурение новых скважин;

е) усиление работ на «золотом фонде» путем подбора наиболее оптимальных режимов работы;

ж) определение уровней плановой добычи нефти исходя из экономической эффективности.

Таким образом, ключевым элементом максимизации операционной прибыли нефтедобывающего предприятия является эффективное управление переходящим фондом скважин для полноценной реализации производственной программы нефтедобывающего предприятия.

На основе такой оценки производится ранжирование добывающих скважин по рентабельности с определением рентабельного («золотого») фонда скважин, а также с выделением нерентабельных

скважин для перевода их в бездействующий фонд.

С учетом высокой волатильности цен на нефть, посредством группирования убыточных добывающих скважин с отличающимися друг от друга предельными безубыточными ценами на нефть, данный методический подход позволяет подготовить превентивные управленческие решения по остановке убыточных скважин и довести их до оперативного уровня управления производства в виде готовых таблиц.

Список использованной литературы

1. Хасанов Б.К., Хайретдинов Р.Г., Толебай О.С. Повышение операционной эффективности нефтедобывающих компаний путем анализа рентабельности эксплуатации добывающих скважин. – Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2019, №1, с. 119–131.
2. Обеспечение конкурентоспособности АО НК «КазМунайГаз» в условиях кризиса. – Отчет ТОО «КМГ Инжиниринг», №О-1.08.06–01/1-06.05.2020 от 06.05.2020 г.
3. Методика анализа рентабельности эксплуатации добывающих скважин дочерних организаций, зависимых обществ и совместных предприятий АО НК «КазМунайГаз».
4. Кичигин А.В., Васильцов В.С. Управление конкурентоспособностью предприятия в условиях кризиса. – Записки Горного института, СПб, 2009, т.184, с. 46–49.
5. Груничев А.С. Конкурентоспособность в условиях мирового экономического кризиса. – Вестник Казанского технологического университета, 2010, с. 413–420.

МҰНАЙДЫҢ ТӨМЕН БАҒАСЫ МЕН НАРЫҚТЫҢ ҚҰБЫЛМАЛЫ ЖАҒДАЙЫНДА ӨНДІРУ ҰҢҒЫМАЛАРЫН ПАЙДАЛАНУ ТИІМДІЛІГІН ТАЛДАУ АРҚЫЛЫ МҰНАЙ ӨНДІРУШІ МЕКЕМЕЛЕРІНІҢ БӘСЕКЕГЕ ҚАБІЛЕТТІЛІГІН ҚАМТАМАСЫЗ ЕТУ

В.К. Хасанов, Р.Г. Хайретдинов, О.Л. Самарканов

Бұл мақалада әрбір өндіруші ұңғыманы пайдалану тиімділігін техника-экономикалық беру негізінде икемді басқару шешімдерін әзірлеу бойынша әдістемелік тәсіл ұсынылады. Өндірістік шығындарды басқарудың осы әдісін қолдану көмірсутек ресурстарына төмен баға кездерінде қасалық алшақтықтардың пайда болуын болдырмауға және компанияның инвестициялық және өндірістік бағдарламаларының оңтайлы орындалуына мүмкіндік береді.

Түйін-сөздер: шығындарды оңтайландыру, шартты-ауыспалы шығындар, шартты-тұрақты шығындар, ұңғымаларды саралау, рентабельді ұңғымалар, рентабельді емес ұңғымалар, шартты-рентабельді ұңғымалар, оңтайлы өндірістік бағдарламаның палеткасы.

ENSURING COMPETITIVENESS OIL PRODUCTION COMPANIES IN THE CONDITIONS OF LOW OIL PRICES AND MARKET VOLATILITY BY ANALYZING PRODUCTION WELL PROFITABILITY

B.K. Khasanov, R.G. Khairtdinov, O. L. Samarkanov

The article proposes a methodology for the development of flexible management decisions based on technical and economic assessment of the efficiency of operation of each production well. This method of managing production costs makes it possible to avoid the occurrence of cash gaps during the period of low prices for hydrocarbon resources and to facilitate the implementation of both the investment and production programs of the company.

Key words: cost optimization, semi-variable costs, semi-fixed costs, well ranking, profitable wells, unprofitable wells, conditionally profitable wells, optimal production program palette.

Информация об авторах

Хасанов Бахытжан Кенесович – генеральный директор (председатель Правления), *b.khassanov@niikmg.kz*.

Хайретдинов Ренат Геннадьевич – заместитель генерального директора по экономике, *r.khairtdinov@niikmg.kz*.

Самарканов Омархан Лукпанович – эксперт службы аналитики департамента нефтяного инжиниринга, *o.samarkanov@niikmg.kz*.

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