

УДК 622.7.012.5

ПОВЫШЕНИЕ ОПЕРАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ ПУТЕМ АНАЛИЗА РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Б.К. Хасанов, Р.Г. Хайретдинов, Ө.С. Төлебай

Повышение операционной эффективности разработки месторождений, находящихся на поздних стадиях эксплуатации, является одной из приоритетных задач нефтедобывающих организаций. Оптимизация разработки месторождений достигается, в том числе, за счет прекращения нерентабельной добычи. В статье рассматриваются методики оценки эффективности работы скважин и достижения безубыточности работы нерентабельного фонда скважин через определение целевых показателей, алгоритм принятия дальнейших решений по нерентабельному фонду скважин. Полученный инструмент позволит повысить эффективность эксплуатации месторождений и получить дополнительный экономический эффект от оптимизации фонда скважин.

Ключевые слова: эффективность эксплуатации скважины, повышение эффективности, пороговый дебит, нерентабельный фонд скважин, поздняя стадия разработки месторождений, методика анализа рентабельности.

Введение

В настоящее время практически все нефтяные месторождения, принадлежащие группе АО НК «КазМунайГаз» (далее – КМГ), находятся на поздних стадиях разработки и характеризуются выработанностью запасов нефти, осложнениями в процессе добычи и падением коэффициента извлечения нефти в связи со сложными геологическими условиями добычи. Усугубляется проблема роста обводненности добываемой продукции, достигающей 90% в АО «Озенмунайгаз», АО «Каражан-басмунай», на месторождении Каламкас АО «Мангистаумунайгаз», 85% в АО «Эмбамунайгаз» и 72% на месторождении Жетыбай АО «Мангистаумунайгаз».

Указанные факторы оказывают существенное отрицательное влияние на экономические показатели: снижается эффективность эксплуатации добывающего фонда, увеличивается количество нерентабельных скважин. Данные проблемы обостряются высокой конкуренцией на мировом рынке нефти и волатильностью

нефтяных цен. Более того, встречаются прогнозы перенасыщения рынка «черного золота», превалирования предложения нефти над спросом, что приведет к неминуемому удешевлению товара до уровня его минимальной рентабельности [1].

Сокращение объемов добычи приводит к быстрому увеличению операционных и капитальных затрат в расчете на тонну добычи.

В этих условиях реализация программ, направленных на повышение операционной эффективности добывающих организаций, становится приоритетной задачей. В структуре программ, связанных с совершенствованием операционной деятельности на предприятиях нефтяной отрасли, выделяются два основных направления.

Во-первых, это поиск возможностей, позволяющих максимально повысить объем рентабельной добычи и уровень извлечения остаточных запасов в рамках месторождения, чтобы увеличить выручку и сократить удельные постоянные затраты

на поддержание инфраструктуры.

Во-вторых, это реализация программ, направленных на прямое сокращение операционных и капитальных затрат по основным статьям расходов [2].

Оптимизация разработки месторождений – один из наиболее действенных рычагов снижения расходов, в том числе за счет прекращения нерентабельной добычи: остановки нерентабельных скважин, отказа от нерентабельных геолого-технических мероприятий.

Для выявления нерентабельного и низкорентабельного фондов и дальнейшей работы с ними, в условиях отсутствия на многих нефтедобывающих предприятиях фактического поскважинного учета, особую актуальность приобретает вопрос качественной оценки затрат на добычу нефти по скважинам.

В связи с этим, возникла необходимость разработки Методики определения рентабельности скважин путем выработки единых формул расчета через применение общих показателей, исключающих погрешности субъективного распределения по скважинам.

В данной статье представлены результаты анализа определения экономической эффективности эксплуатации добывающего фонда на основе анализа каждой скважины, как минимальной производственной единицы.

На основании полученных выводов, в рамках решения задачи по повышению эффективности эксплуатации скважин, в том числе в части проводимых текущих ремонтов, разработанная Методика анализа рентабельности эксплуатации добывающих скважин предусматривает определение пороговых значений или предельных значений технологических показателей, при которых достигается «точка безубыточности» эксплуатации скважины.

Методика анализа рентабельности эксплуатации добывающих скважин

В рамках разработанной Методики рассчитываются минимально рентабель-

ные значения следующих показателей: пороговый дебит по нефти и по жидкости, пороговая обводненность в процентах, максимально возможное количество ремонтов, пороговый уровень постоянных расходов и расходов на подземный ремонт скважин (далее – ПРС).

Целями Методики являются создание единого подхода в оценке эксплуатации добывающего фонда скважин по добывающим операционным активам КМГ, повышение рентабельности эксплуатации добывающего фонда скважин, определение фонда скважин, по которым отсутствует операционная эффективность.

Результаты Методики позволяют:

- определить список нерентабельных для эксплуатации скважин, дебит нефти которых не покрывает затрат, и по которым требуется разработка мероприятий для улучшения показателей работы скважины либо принятие решения об отключении;

- определить алгоритм принятия управленческих решений руководителем недропользователей на основе анализа скважин, не окупающих прямых затрат на скважину;

- оценить возможную экономию затрат при принятии решения об отключении выявленных нерентабельных скважин;

- рассчитать возможный недобор нефти в случае отключения нерентабельных скважин;

- перераспределить бригады капитального и подземного ремонта скважин на более высокодебитные скважины, и, как следствие, снизить потери добычи по простаивающему фонду при ожидании бригад;

- определить целевые показатели для достижения рентабельности скважин - пороговый дебит по нефти и по жидкости, пороговую обводненность, максимально-возможное количество ремонтов, пороговый уровень постоянных расходов и расходов на ПРС.

Анализ рентабельности эксплуата-

ции добывающих скважин – это последовательные действия по сбору технологических параметров (дебит жидкости, нефти, количество проведенных подземных ремонтов скважины, отработанное время по каждой скважине и т.д.) по добывающим скважинам и проведению на их основе экономических расчетов и анализа с учетом показателей по затратам и ценам, актуальным на момент проведения анализа, с целью определения рентабельности эксплуатации скважины.

Рентабельность эксплуатации скважин достигается тогда, когда дебит нефти по скважине выше порогового значения дебита нефти. В случае, если фактический дебит ниже порогового значения, эксплуатация скважины становится нерентабельной.

Достижение порогового дебита нефти обеспечит соответствующее поступление доходов от реализации нефти, которые покроют все затраты, понесенные на эксплуатацию скважины.

$$CF_{\text{СКВ}} \geq 0 = \text{Рентабельная скважина,} \quad (1)$$

$$CF_{\text{СКВ}} < 0 = \text{Нерентабельная скважина,} \quad (2)$$

где $CF_{\text{СКВ}}$ – свободный денежный поток по скважине (cash flow).

Денежный поток по скважине определяется как разница между поступлениями и выбытиями денежных средств. Поступления предполагаются от реализации нефти, выбытия денежных средств – это затраты по скважине [3].

Доход от реализации нефти рассчитывается по чистой средневзвешенной цене реализации нефти (цена реализации минус налог на добычу полезных ископаемых, экспортная таможенная пошлина, рентный налог на экспорт, транспортные расходы, скидка за качество нефти, а также обязательные платежи в зависимости от специфики реализации) с учетом долей по направлениям реализации (экспорт, внутренний рынок).

$$CF_{\text{СКВ}} = P * q_n * t_{\text{отр}} - QC_{\text{СКВ}}, \quad (3)$$

где

P – цена-netback, т.е. цена за вычетом налога на добычу полезных ископаемых, экспортной таможенной пошлины, рентного налога и транспортных расходов на 1 т нефти,

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

$t_{\text{отр}}$ – отработанное время,

$QC_{\text{СКВ}}$ – всего затраты на 1 скважину.

Затраты по скважине разделены на три группы: условно-переменные, условно-постоянные расходы и расходы на проведение ПРС.

$$QC_{\text{СКВ}} = VC_{\text{СКВ}} + FC_{\text{СКВ}} + FC_{\text{СКВ ПРС}}, \quad (4)$$

где

$VC_{\text{СКВ}}$ – условно-переменные затраты на скважину,

$FC_{\text{СКВ}}$ – условно-постоянные затраты на скважину,

$FC_{\text{СКВ ПРС}}$ – условно-постоянные затраты на ПРС на скважину,

Условно-переменные затраты – это затраты, зависящие от объема добываемой нефти, куда отнесены расходы на электроэнергию, сырье и материалы (без учета материалов на ПРС), топливо и горюче-смазочные материалы (далее – ГСМ).

Условно-постоянные затраты – это затраты на содержание скважины и ее обслуживание. К условно-постоянным затратам на скважину отнесены все остальные статьи себестоимости, не отнесенные к условно-переменным, а также за исключением расходов на налоги, амортизацию, работ и услуг на проведение геологических мероприятий (далее – ГТМ). Расходы на ГТМ исключаются из расчета в связи с тем, что проходят экономическую оценку эффективности отдельно при рассмотрении ГТМ [4].

Затраты на ПРС включают матери-

алы, химреагенты на ПРС, расходы на персонал, участвующий в ПРС.

Подробные затраты на скважину будут выглядеть следующим образом:

$$QC_{\text{ска}} = q_{\text{ж}} * VC_{\text{ж}} * t_{\text{отр}} + \frac{FC_{\text{пост}}}{365 \text{ дней}} * t_{\text{отр}} + FC_{\text{прс}} * N_{\text{прс}}, \quad (5)$$

где

$q_{\text{ж}}$ – среднесуточный дебит жидкости по скважине за период, т/сут,

$VC_{\text{ж}}$ – удельные условно-переменные затраты на 1 т жидкости,

$FC_{\text{пост}}$ – удельные условно-постоянные затраты на 1 скважину,

$FC_{\text{прс}}$ – удельная стоимость 1 ПРС,

$N_{\text{прс}}$ – количество ПРС на определенную скважину за период

Если предположить, что $CF_{\text{скв}} = 0$, то:

$$P * q_{\text{н}} * t_{\text{отр}} = QC_{\text{скв}}. \quad (6)$$

Также учитываем то, что:

$$q_{\text{н}} = q_{\text{ж}} * (1 - K_{\text{об}}), \quad (7)$$

$$q_{\text{ж}} = \frac{q_{\text{н}}}{(1 - K_{\text{об}})} \quad (8)$$

где $K_{\text{об}}$ – коэффициент обводненности скважины.

Подставляя полную формулу затрат на скважину, получаем:

$$P * q_{\text{н}} * t_{\text{отр}} = \frac{q_{\text{ж}}}{(1 - K_{\text{об}})} * VC_{\text{ж}} * t_{\text{отр}} + \frac{FC_{\text{пост}}}{365 \text{ дней}} * t_{\text{отр}} + FC_{\text{прс}} * N_{\text{прс}} \quad (9)$$

Из данной формулы определяем **пороговый дебит нефти**:

$$q_{\text{нп}} = \frac{\frac{FC_{\text{пост}}}{365 \text{ дней}} * t_{\text{отр}} + FC_{\text{прс}} * N_{\text{прс}}}{t_{\text{отр}} * (P - \frac{VC_{\text{ж}}}{(1 - K_{\text{об}})})} = \frac{FC_{\text{скв}} + FC_{\text{скв прс}}}{t_{\text{отр}} * (P - \frac{VC_{\text{ж}}}{(1 - K_{\text{об}})})} \quad (10)$$

где $q_{\text{нп}}$ – пороговый дебит нефти.

Заменяя $q_{\text{н}}$ на $q_{\text{ж}} * (1 - K_{\text{об}})$, определяем **пороговый дебит жидкости**:

$$q_{\text{жп}} = \frac{\frac{FC_{\text{пост}}}{365 \text{ дней}} * t_{\text{отр}} + FC_{\text{прс}} * N_{\text{прс}}}{t_{\text{отр}} * (P * (1 - K_{\text{об}}) - VC_{\text{ж}})} = \frac{FC_{\text{скв}} + FC_{\text{скв прс}}}{t_{\text{отр}} * (P * (1 - K_{\text{об}}) - VC_{\text{ж}})} \quad (11)$$

где $q_{\text{жп}}$ – пороговый дебит жидкости.

Также рассчитана формула **пороговой обводненности** в процентах:

$$K_{\text{об}} = 1 - \frac{VC_{\text{ж}}}{P} - \frac{FC_{\text{пост}} + FC_{\text{скв прс}}}{q_{\text{ж}} * t_{\text{отр}} * P} \quad (12)$$

Из той же первоначальной формулы постоянных расходов и расходов на ПРС: выведена формула порогового уровня

$$\frac{FC_{\text{плат}}}{365 \text{ дней}} * t_{\text{отр}} + FC_{\text{прс}} * N_{\text{прс}} = q_{\text{ж}} * t_{\text{отр}} * (P * (1 - K_{\text{об}}) - VC_{\text{ж}}) \quad (13)$$

Или

$$FC_{\text{скв}} + FC_{\text{скв прс}} = q_{\text{ж}} * t_{\text{отр}} * P * (1 - K_{\text{об}}) - VC_{\text{ж}} \quad (14)$$

А также определена формула порогового (максимально возможного) количества ремонтов на скважину:

$$N_{\text{прс}} = \frac{q_{\text{ж}} * t_{\text{отр}} * (P * (1 - K_{\text{об}}) - VC_{\text{ж}}) - \frac{FC_{\text{плат}}}{365 \text{ дней}} * t_{\text{отр}}}{FC_{\text{прс}}} \quad (15)$$

Рассмотрим результаты анализа эксплуатации фонда скважин на примере нефтедобывающей организации.

В структуре удельных лифтинг-затрат большой удельный вес занимают постоянные затраты (фонд оплаты труда, расходы на персонал, работы и услуги производственного характера) ~70%. При этом отмечается тенденция ежегодного роста всех производственных расходов: за три года рост удельных условно-переменных

расходов составил 41%, условно-постоянных расходов – 24%.

Структура удельных лифтинг-затрат на примере нефтедобывающей организации группы КМГ показана на рис. 1.

На основе фактических данных рассчитываются нормативы затрат для проведения анализа рентабельности фонда. В табл. 1 приведены фактические нормативы нефтедобывающей организации за отчетный период.

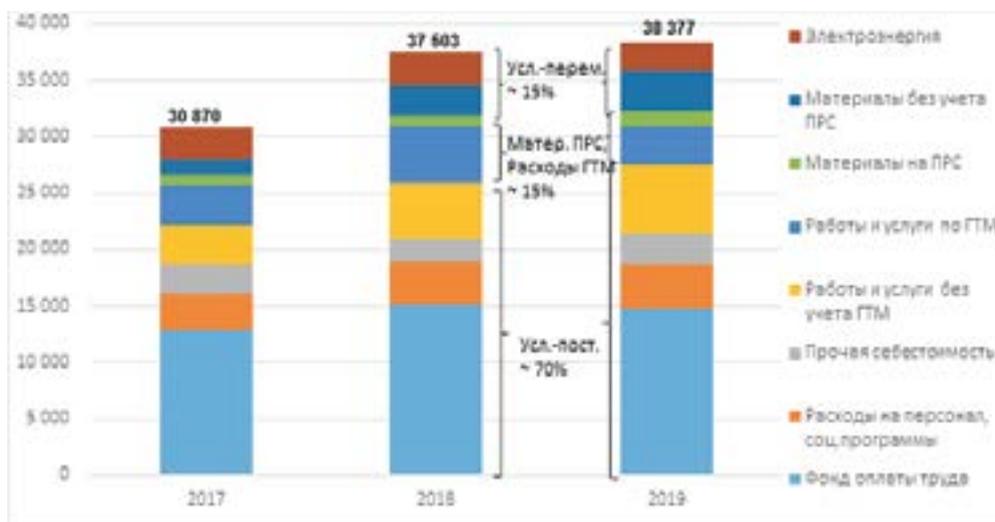


Рисунок 1. Структура удельных лифтинг-затрат, тенге/т нефти

Таблица 1. Нормативы затрат для анализа рентабельности фонда

Удельные показатели	Единица измерения	За отчетный период
Условно-переменные расходы	тенге/т жидкости	618
Условно-постоянные расходы (с учетом затрат на персонал минус затраты на персонал бригад ПРС)	тыс. тенге/скв.	29 725
Административные расходы	тыс. тенге/скв.	5 154
Стоимость 1 ПРС с учетом затрат на персонал	тыс. тенге/ операция	3 950

Нормативы затрат рассчитываются на основе следующего распределения статей производственных расходов.

Таблица 2. Распределение статей производственных расходов на нормативы

Наименование расходов	Распределение	
	условно-переменные	условно-постоянные
Производственная себестоимость всего		
Сырье и материалы на ПРС	–	–
Сырье и материалы другие	v	
Электроэнергия	v	
Работы и услуги производственного характера для ГТМ	–	–
Работы и услуги производственного характера другие		v
Фонд заработной платы и другие расходы на персонал		v
Социальный налог и соц. отчисления в государственный фонд социального страхования		v
Прочие производственные расходы		v
Налоги и платежи	–	–
Износ и амортизация	–	–

Пример результатов анализа технологических показателей и проведения расчетов для определения рентабельности работы части скважин приведен в табл. 3.

Таблица 3. Определение рентабельности работы скважин

№ скв	Фактический режим			Отработанное время дни	Количество ПРС рем.	Межремонтный период сут	Усл.-перем. расходы тыс. тенге	Расходы на ПРС тыс. тенге	Усл.-пост. расходы тыс. тенге	Всего расходы тыс. тенге	Доходы тыс. тенге	Доходы-Расходы (прибыль / убыток) тыс. тенге	Рентабельность при факт. отработанных днях ДА/ НЕТ
	q _н парк т/сут	q _ж м ³ /сут	Обводненность %										
1	0,2	50,7	99,5	338	11	31	8 891	43 450	32 287	84 628	4 464	-80 164	НЕТ
2	0,2	77,9	99,6	336	9	37	13 568	35 550	32 096	81 214	5 508	-75 706	НЕТ
3	2,1	83,6	97,0	354	4	88	15 344	15 800	33 814	64 958	49 650	-15 308	НЕТ
4	2,8	41,0	92,0	335	6	56	7 134	23 700	32 031	62 864	61 844	-1 021	НЕТ
5	1,6	18,8	90,0	355	0	355	3 466	-	33 945	37 411	37 382	-29	НЕТ
6	34,4	101,7	60	310	7	44	16 330	27 650	29 593	73 573	709 909	636 336	ДА
7	21,5	60,1	57	359	1	359	11 198	3 950	34 349	49 497	513 855	464 357	ДА
8	13,5	75,6	79	353	3	118	13 835	11 850	33 714	59 398	317 588	258 190	ДА
9	3,0	13,6	74	325	4	81	2 292	15 800	31 054	49 147	64 251	15 105	ДА

Как показал анализ, из рассмотренных 9 скважин, 4 являются рентабельными, 5 скважин показывают нерентабельность эксплуатации, т.е. объемы добычи нефти и полученных доходов от реализации не покрывают всех распределенных расходов.

На данном примере рассмотрена так называемая полная рентабельность эксплуатации с учетом как производственных расходов, так и общих и административных расходов.

Следует отметить, что рентабельность работы скважины может меняться в зависимости от:

- 1) изменения технологических параметров (объемов добычи, обводненности, количества ремонтов),
- 2) изменения экономических параметров (варьирования цены реализации нефти, суммы производственных расходов).

В связи с этим рекомендуется проведение наблюдения за работой фонда

скважин за несколько периодов либо изучение анализа чувствительности нерентабельного фонда скважин к цене реализации и/или количеству ремонтов для окончательного определения скважин в списке нерентабельных [5].

После определения перечня нерентабельных скважин дальнейшей, наиболее важной частью исследования является определение целевых значений показателей, которые позволят достичь рентабельности скважин.

Для этой цели проводится расчет пороговых дебитов нефти и жидкости, пороговой обводненности, порогового количества ремонтов, порогового уровня постоянных расходов и расходов на ПРС.

Пример применения формул расчета пороговых показателей для определения «точки безубыточности» по тем же проанализированным скважинам приведен в табл. 4.

4. Расчет пороговых значений или «точки безубыточности» скважин

Скважина	Пороговый дебит жидкости при фактическом $t_{отр}$	Пороговый % обводненности при факт. $t_{отр}$ и $q_{ж}$	Пороговый уровень расходов пост. и на ПРС, чтобы прибыль / убыток = «0»	Пороговый % снижения расходов пост. и на ПРС при факт. $t_{отр}$ и $q_{ж}$	Кол-во ПРС, чтобы прибыль / убыток был = «0»
№	т/сут	%	тыс.тенге	%	ремонт
1	не окупают ПР*	91,2%	не окупают ПР*	не окупают ПР*	-9,3
2	не окупают ПР*	94,4%	не окупают ПР*	не окупают ПР*	-10,2
3	120,9	96,1%	34 306	-31%	0,1
4	41,8	91,8%	54 710	-2%	5,7
5	18,8	90,0%	33 916	0%	0,0
6	-	-	-	-	-
7	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	-

* - не окупают переменные расходы

Разработанные формулы показывают, насколько нужно поднять уровень добычи жидкости либо снизить обводненность скважины, либо уменьшить постоянные расходы и расходы на ПРС для достижения рентабельности работы выявленных ранее нерентабельных скважин.

Расчеты позволяют выявлять скважины, которые не окупают даже перемен-

ных расходов (на электроэнергию и материалы), без учета постоянных расходов и без подходов бригад ПРС.

Например, проанализировав по данной методике весь фонд эксплуатационных скважин одной из нефтедобывающих компаний, мы получили следующие результаты по рентабельности скважин, которые отражены в табл. 5.

Таблица 5. Результаты анализа рентабельности скважин

Показатели	Кол-во скважин ед	Кол-во ПРС ед.	Обводненность средняя %	q_n сред. т/сут	Добыча тыс. тенге	Прибыль / убыток млн. тенге	Рентабельность %
Всего скважин для анализа, в т.ч.:	3 472	11 417	84,20%	4,61	5 238	168 836	93,6
рентабельные	2 162	5 941	79,60%	6,58	4 654	199 946	181,4
нерентабельные, в т.ч.:	1 310	5 476	91,70%	1,37	584,5	-31 110	-44,4
не окупают переменных расходов (электроэнергии, материалов)	43	168	99,40%	0,2	3	-2 095	-91,2
не окупают высвобождаемых расходов (переменных, ПРС)	390	2085	95,30%	0,8	89,1	-4 379	-42,4

Экономический эффект от отключения нерентабельных скважин, не окупающих даже переменных расходов (без учета постоянных расходов и без расходов бригад ПРС), в количестве 43 ед. из рассмотренных 3 472 скважин, составит 2,1 млрд. тенге. Потери добычи составят 3 тыс. тонн.

В целом, нерентабельные скважины в количестве 1 310 ед. из рассмотренных 3 472 скважин, генерируют годовой убыток в размере 31,1 млрд. тенге (с учетом административных расходов) с объемом добычи 585 тыс. тонн.

Для покрытия убытка, образующегося от содержания нерентабельных скважин, в размере 31,1 млрд. тенге, используется прибыль от 724 тонн нефти, добываемых рентабельным фондом.

Таким образом, с учетом административных расходов 1 309 тонн нефти (585+724) будет потрачено в 2019 году на содержание нерентабельного фонда скважин.

Алгоритм принятия решений по нерентабельному фонду скважин

Необходимо отметить, что для покрытия убытка и содержания нерентабельных скважин, используется прибыль, получаемая от работы рентабельного фонда скважин.

В целях сохранения прибыли рентабельного фонда скважин и сокращения затрат зрелых месторождений, требуется принятие таких решений по выявленному нерентабельному фонду, как консервация, отключение, проведение геолого-технических мероприятий и т.п.

В целях принятия управленческих решений проводится ранжирование нерентабельных скважин по трем показателям:

- 1) степени убыточности;
- 2) необходимому увеличению дебита жидкости;
- 3) необходимому снижению обводненности.

Из полученного списка нерентабельных скважин выделяются **две группы наиболее нерентабельных скважин**, дебит нефти которых не покрывает:

1. **Условно-переменные расходы** - на электроэнергию и материалы, без учета постоянных расходов и расходов на услуги бригад ПРС;

2. **Высвобождаемые расходы** - это условно-переменные расходы и расходы на услуги бригад ПРС.

Для принятия окончательных решений по всем группам нерентабельных скважин требуется проведение анализа причин нерентабельности.

Учитывая необходимость сокращения затрат по зрелым месторождениям, возрастает важность принятия решений по выявленному нерентабельному фонду.

На основании изложенного рекомендуется внедрение следующего алгоритма анализа рентабельности эксплуатации добывающего фонда скважин и принятия решений по нерентабельному фонду скважин (рис. 2) [6].

Выявленные убыточные скважины должны быть проанализированы с целью повышения рентабельности по следующим направлениям:

- 1) работы на снижение обводненности;
- 2) мероприятия по повышению межремонтного периода МРП;
- 3) методам увеличения дебита жидкости.

После подбора возможных ГТМ по указанным направлениям проводится расчет технологической и экономической эффективности потенциальных геолого-технических или организационно-технических мероприятий (далее – ОТМ). Процессы по оптимизации и внедрению ГТМ требуют, как правило, вложения дополнительных инвестиций и должны рассматриваться как самостоятельный инвестиционный проект.

В случае возможности достижения целевых показателей рентабельности эффективными способами, т.е. наличия положительного экономического

эффекта по скважине при внедрении потенциальных ГТМ или ОТМ, такие скважины относятся к кандидатам на проведение ГТМ/ОТМ [7].



Рисунок 2. Алгоритм принятия решений по нерентабельному фонду скважин

В случае отсутствия возможности достижения целевых показателей рентабельности эффективными способами скважины относятся к кандидатам, при отключении которых ожидается экономия денежных средств компании.

Дополнительные исследования для принятия решений по скважинам

После определения скважин, по которым отсутствуют возможности достижения целевых показателей рентабельности эффективными способами, т.е. скважин - кандидатов на остановку, в целях принятия окончательного решения рекомендуется проведение дополнительных исследований, подтверждающих технологические показатели эксплуатации скважин.

Отметим следующие из них:

1) контрольные замеры (отбор проб) обводненности с использованием передвижных замерных установок (АСМА-Т, МЕРА-Массомер, ОЗНА-Массомер и т.п.) в течение периода не менее 12 часов с направлением проб на лабораторный анализ;

2) проведение промыслового-геофизических исследований для определения источника обводнения;

3) проведение гидродинамических исследований (определение динамического уровня, методы КВУ/КВД, гидропрослушивание);

4) оценка остаточных извлекаемых запасов;

5) определение гидродинамической связи и исключение эффекта интерференции по окружению;

б) исключение неисправности подземного и устьевого оборудования.

Заборы проб, проведение замеров, а также результаты исследований должны быть оформлены соответствующими актами/протоколами рабочих групп.

На основе комплексной оценки технологических показателей с учетом полученных результатов дополнительных исследований принимается решение об остановке/консервации нерентабельных скважин или переводу в другой фонд (контрольный, водозаборный, др.).

Остановка работы нерентабельных скважин приведет к оптимизации затрат и повышению операционной эффективности добывающих организаций.

Заключение

В результате проведенных исследований разработана методика оценки эффективности эксплуатации скважин, позволяющая внедрить научный подход оценки рентабельности работы фонда, единый по группе компаний. Применение данной методики позволит получить следующие результаты:

1) определить список нерентабельных для эксплуатации скважин, дебит нефти которых не покрывает затрат и по которым требуется разработка мероприятий для улучшения показателей работы скважины либо принятие решения об отключении;

2) осуществить ранжирование фонда скважин на рентабельные, нерентабельные, в том числе, с низкой, средней и высокой убыточностью;

3) выявить наиболее нерентабельные скважины, не покрывающие переменных расходов (материалов, электроэнергии), высвобождаемых расходов

(переменных, ПРС);

4) определить целевые показатели: пороговых дебитов нефти и жидкости, пороговой обводненности, порогового количества ремонтов, порогового уровня постоянных расходов и расходов на ПРС;

5) провести классификацию затрат с введением понятий условно-переменных и условно-постоянных затрат и определить скважины, дебит нефти которых не окупает даже прямых условно-переменных затрат на добычу;

6) установить алгоритм принятия дальнейших решений по нерентабельному фонду скважин, а также направления работ по повышению рентабельности.

Внедрение методики даст возможность повысить эффективность основной 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.

Список использованной литературы

1. Нефть предложение и спрос. Что превагирует и по каким причинам? – Материалы сайта: <https://ask-finance.ru/neft-predlozhenie-i-spros/>, 2017.
2. Александров В., Кобулия Г. Оптимизация экономики месторождений. – Вестник McKinsey, 2011, 24. Материалы сайта: <http://vestnikmckinsey.ru/oil-ang-gas/optimizaciya-ehkonomiki-mestorozhdenij>.
3. Дьяченко О.И. Методика управления операционной эффективностью эксплуатации нефтегазодобывающих компаний – Экономика и управление народным хозяйством, №12 (145), 2016, с.76.
4. Гамилова Д.А., Буренина И.В. Управление фондом скважин на основе комплексной оценки эффективности их эксплуатации. – Нефтегазовое дело, Уфа, 2007. Материалы сайта: <http://ogbus.ru/article/view/upravlenie-fondom-skvazhin-na-osnove-kompleksnoj-ocenki-effektivnosti-ix-ekspluatacii>.
5. Зайнутдинов Р.А., Крайнова Э.А. Теория и практика экономической оценки повышения эффективности нефтегазодобывающего производства. - Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, М., 2002.

6. Буренина И.В., Гамилова Д.А. Методические аспекты определения эффективности эксплуатации скважин: альманах современной науки и образования. – Грамота, изд. Тамбов, № 4, 2007, с. 37-40.
7. Андреев А.Ф., Зубарева В.Д., Саркисов А.С. Оценка эффективности и рисков инновационных проектов нефтегазовой отрасли: учебное пособие. – Макс Пресс, М., 2008, 236 с.

**ӨНДІРГІШ ҰҢҒЫМАЛАРДЫҢ ТАБЫСТЫЛЫҒЫН ТАЛДАУ АРҚЫЛЫ МҰНАЙ
КОМПАНИЯЛАРЫНЫҢ ОПЕРАЦИЯЛЫҚ ТИІМДІЛІГІН ҰЛҒАЙТУ**
Б.К. Хасанов, Р.Г. Хайретдинов, Ө.С. Төлебай

Түйіндеме

Пайдаланудың соңғы кезеңдерінде кен орындарын пайдалану тиімділігін арттыру мұнай өндіруші ұйымдардың басым міндеттерінің бірі болып табылады. Кен орнын игеруді оңтайландыруға, атап айтқанда, шығынды өндірісті тоқтатуға байланысты қол жеткізілді. Мақалада ұңғымалардың тиімділігін бағалау әдістері және мақсатты емес ұңғымалар қорының бөлінуінің бұзылуы, нысаналы көрсеткіштерді анықтау, алдағы уақытта пайдалы емес қорлар туралы шешім қабылдау алгоритмі қарастырылады. Алынған құрал кен орындарын пайдалану тиімділігін арттырады және ұңғымалар қорын оңтайландырудан қосымша экономикалық нәтиже алады.

Түйінді сөздер: ұңғымаларды өндірудің тиімділігі, тиімділіктің жоғарылауы, шекті өндіріс қарқыны, шығынсыз ұңғымалар қоры, кен орнын игерудің кеш кезеңдері, табыстылықты талдау әдістемесі.

**INCREASING OPERATIONAL EFFICIENCY OF OIL-PRODUCING COMPANIES BY
ANALYZING THE COST-EFFECTIVENESS OF PRODUCING WELLS**
B.K. Khassanov, R.G. Khairtdinov, O.S. Tolebay

Abstract

Improving the operational efficiency of developing fields in the late stages of operation is one of the priority tasks of oil producing organizations. Optimization of field development is achieved, as one of the ways, by stopping of uneconomic production. The article discusses methods for assessing the well efficiency and achieving break-even for the uneconomic well stock through determining targets and applying an algorithm for making further decisions on uneconomic well stock. The resulting tool will improve the efficiency of field operations and get an additional economic effect from the optimization of the well stock.

Keywords: well operation efficiency/increase in efficiency/threshold production rate/uneconomic well stock / late stages of field development / profitability analysis technique.

Информация об авторах

Хасанов Бахытжан Кенесович - Генеральный директор

Хайретдинов Ренат Геннадьевич – директор департамента бюджетирования и экономического анализа, *R.Khairtdinov@niikmg.kz*

Төлебай Өміргүл Смағұлқызы – эксперт департамента бюджетирования и экономического анализа, *O.Tolebay@niikmg.kz*

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан.