

## УПРАВЛЕНИЕ ФОНДОМ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Гамилова Д.А., Буренина И.В.

*Целью работы являлось определение алгоритма принятия решений об остановке нерентабельных скважин, основанного на комплексной оценке целесообразности их работы.*

*Получены следующие основные результаты:*

- выработан алгоритм для комплексного анализа целесообразности работы скважины, включающий экономическую и технологическую аспекты;*
- определены области эффективности эксплуатации добывающих скважин в соотношении величин: цена - себестоимость - высвобождаемые затраты;*
- выявлены особенности расчета себестоимости добычи тонны нефти для конкретной скважины и высвобождаемые затраты при ее остановке, что позволило выявить нерентабельные скважины, подлежащие отключению по экономическим показателям;*
- дано описание хода технологической оценки эксплуатации нерентабельных скважин;*
- рассчитан рентабельный объем годовой добычи для каждой скважины (точка безубыточности) и время работы скважины для преодоления порога рентабельности, что позволит осуществить планирование работы скважин в будущем периоде.*

Финансовая устойчивость нефтегазодобывающего предприятия в значительной степени зависит от эффективного использования фонда добывающих скважин.

Современное состояние нефтедобычи в России характеризуется ростом обводненности и простаивающего фонда скважин, а также увеличением доли трудноизвлекаемых запасов.

На стадии разработки месторождений часть малодебитных высокообводненных скважин является убыточной, в тоже время, часть рентабельных добывающих скважин зачастую длительное время простаивает, ожидая ремонта, что снижает эффективность деятельности предприятия.

В этой связи, в разработке рациональной системы недропользования решающим фактором выступает выбор оптимальной динамики эксплуатации скважин во времени, что в конечном итоге, сводится к определению целесообразности дальнейшей эксплуатации каждой скважины.

Целью данного исследования является формирование механизма управления фондом скважин на основе разработки алгоритма комплексной

оценки эффективности их эксплуатации на примере нефтегазодобывающей компании ОАО «Негуснефть».

На сегодняшний день существует ряд разработок и программных продуктов, позволяющих выявить нерентабельные скважины, подлежащие остановке. Стоит отметить, что рассматриваемый вопрос достаточно сложный, поскольку в нем переплетаются экономические и технологические цели, порой противоречащие друг другу. Не все методики комплексные и учитывают технологическую целесообразность отключения нерентабельных скважин. Те же, что учитывают, как правило, основаны на определении обобщающего показателя (критерия) через математические модели, построенные с учетом ограниченного ряда основных показателей работы скважины (обводненности продукции, остаточных извлекаемых запасов, значения водонефтяного фактора и т.д.) [4]. Одними из наиболее распространенных при построении модели, являются методы теории нечетких множеств. Однако, ни одна из методик не получила широкого практического применения.

В связи с этим в исследовании предлагается авторский подход, основанный на построении алгоритма принятия решений о дальнейшей целесообразности работы скважин (рис.1).

Данный алгоритм содержит комплексную оценку необходимости отключения маржинальных (высокообводненных и малодебитных) скважин. На первом этапе, при выявлении скважин, подлежащих оценке, должны быть определены значения критериев маржинальности – пороговые значения обводненности и дебита нефти скважин, которые определяются на основе средних значений по каждому месторождению. Следующие 2 этапа содержат оценку экономической эффективности эксплуатации маржинальных скважин, включающую определение и анализ себестоимости добычи нефти (2 этап) и расчет затрат, которые могли бы высвободиться при их остановке (3 этап). На 4 этапе на скважинах должны быть проведены гидродинамические исследования для выявления причин низкой эффективности их работы. На основании исследований 4 этапа определяются мероприятия по улучшению технико-экономических показателей работы скважин. Однако до их проведения необходимо определить их эффективность, рассчитать точку безубыточности при

эксплуатации скважины после проведения мероприятий. Таким образом, на 5 этапе определяется технологическая и экономическая целесообразность проведения мероприятий по выводу скважины из нерентабельной эксплуатации. В конечном счете, необходимо определить технологически возможный объем добычи нефти и период работы скважины, позволяющий ей преодолеть порог рентабельности.



Рисунок 1. Алгоритм принятия решений о целесообразности эксплуатации скважин

Объектом исследования является нефтегазодобывающая компания - ОАО "Негуснефть", осуществляющая добычу нефти и попутного газа на Варынгском месторождении, которое находится в Нижневартовском районе Ханты – Мансийского автономного округа Тюменской области.

С начала разработки было добыто 7,176 млн. т. нефти, отбор от начальных извлекаемых запасов категории АВС<sub>1</sub>, что составляет 39,6 %. Месторождение

находится в стадии нарастающей добычи, вследствие чего, максимальный уровень добычи нефти (1,01 млн. т.) был достигнут в 2005 году, из которого более половины (69%) объема добычи обеспечил механизированный фонд, состоящий из 98 скважин (63% добывающего фонда).

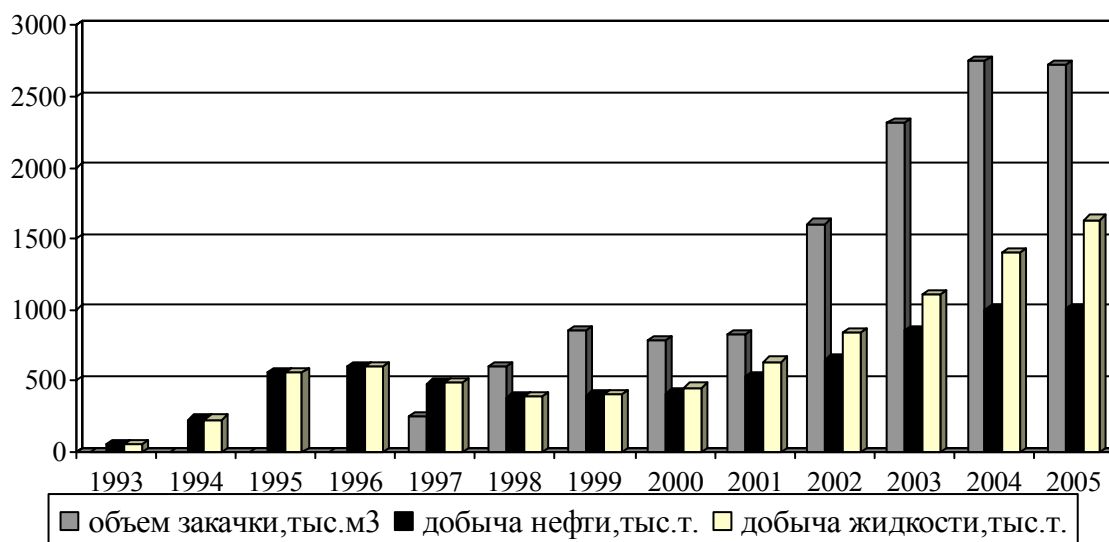


Рисунок 2. Объем добычи нефти, жидкости и закачки воды по годам

Из представленного графика видно, что первые годы эксплуатации месторождения характеризовалась малой обводненностью. В течении 13 лет эксплуатации значение обводненности достигло 38%.

На основе данных о работе скважин по месторождению, был выделен ряд маргинальных скважин. При этом границы значений критериев маржинальности для отбора скважин были определены следующие:

- обводненность: 100-75%
- дебит нефти: 0-10 т./сут.

В рассмотрение попали 15 скважин с высокой обводненностью (не менее 78%) и дебитами – не более 8,5 т/сут.

Оценка рентабельности работы добывающей скважины проводится сравнением отпускаемой цены 1 тонны нефти и ее себестоимости. Очевидно, что в случае, когда себестоимость оказывается больше отпускаемой цены, то эксплуатация скважины нерентабельна.

Таблица 1

## Сводная таблица маржинальных скважин

№ скважины	Способ эксплуатации.	Дни работы за год	Дебиты, т/сут.		Годовая добыча, т		Обводненность, %
			нефти	жидкости	нефти	жидкости	
1	Фонт.	192	4,0	23,4	764	4491	83
2	ЭЦН	335	5,5	34,0	1856	13249	86
3	ЭЦН	307	6,4	42,5	1970	13048	85
4	ЭЦН	279	6,4	42,9	1787	11958	87
5	Фонт.	153	1,8	44,6	277	6820	96
6	Фонт.	5	0,2	3,2	1	16	94
7	ЭЦН	259	7,3	34,2	1893	8851	79
8	ЭЦН	133	3,8	37,2	503	4950	90
9	Фонт.	5	3,2	37,8	16	189	92
10	ЭЦН	352	8,5	50,2	2981	17681	83
11	ЭЦН	167	5,7	26,4	953	4411	78
12	Фонт.	15	1,9	58,8	29	882	97
13	ЭЦН	219	6,2	33,7	1362	7391	82
14	Фонт.	311	6,0	48,7	1867	15154	88
15	ЭЦН	143	7,5	46,8	1078	6688	84

Выделяются три области эффективности эксплуатации добывающих скважин:

1.  $C < Ц$  – скважина рентабельна;
2.  $C > Ц$ ,  $Зв < Ц$  – скважина нерентабельна, однако ее отключение не дает экономического эффекта;
3.  $C > Ц$ ,  $Зв > Ц$  – скважина нерентабельна, экономически эффективно ее отключение,

где  $C$  - себестоимость 1 тонны нефти,  $Ц$  – отпускная цена 1 тонны нефти,  $Зв$  – высвобождаемые затраты при отключении скважины.

Для определения принадлежности скважины к одной из групп, необходимо рассчитать себестоимость добычи тонны нефти и затраты, высвобождаемые при ее отключении. Обе величины зависят от способа эксплуатации (ЭЦН, ШГН, фонтанное оборудование), применяемого на этой скважине.

Наиболее сложным и трудоемким при оценке рентабельности скважин является определение себестоимости добычи нефти, величина которой определяется на базе индивидуальных данных скважины (глубина, дебит нефти, способ эксплуатации, обводненность продукции) и усредненных по предприятию удельных затрат.

Себестоимость добычи по каждой скважине рассчитывалась на основе калькуляции статей затрат с учетом различий исчисления условно-постоянных и условно-переменных затрат. При этом, затраты по искусственному воздействию на пласт, на оплату труда производственных рабочих и ЕСН, на содержание цеха АСУП в статье затрат по эксплуатации скважин, цеховые и общепроизводственные затраты, были распределены равномерно на весь действующий добывающий фонд. Затраты по сбору и транспортировке нефти и газа, на технологическую подготовку нефти, коммерческие и прочие затраты рассчитывались исходя из удельных затрат на 1 тонну нефти с корректировкой объема нефти на коэффициент потерь для каждого из процессов. Затраты на энергию по извлечению нефти по механизированному фонду были определены по фактически сложившимся на конкретном предприятии удельным затратам электроэнергии на подъем жидкости. Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования, включающие затраты, связанные с содержанием и эксплуатацией наземного и подземного оборудования скважин, а также ремонта скважин (ТРС, ЭЦН, БНКТ и азот, КРС, ремонт НКТ, промыслово-геофизические работы) были определены по конкретным скважинам. Затраты на амортизацию скважин, рассчитывались с учетом линейного способа начисления амортизации на предприятии.

Далее, в соответствии с выделенными областями эффективности эксплуатации добывающих скважин, производится расчет высвобождаемых затрат при остановке скважин.

Высвобождаемые затраты на 1 тонну нефти были рассчитаны как среднее из максимального и минимального значения высвобождаемых затрат.

$$Зв = (Зв^{\min} + Зв^{\max}) / 2, \quad (1)$$

где  $Зв^{\min}$  – минимальное значение высвобождаемых затрат включает затраты на подготовку нефти, искусственному воздействию на пласт, энергию по

извлечению сбор и транспортировку и затраты на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования.

$Z^{\max}$  - максимальное значение высвобождаемых затрат, включающее удельные затраты на энергию по извлечению нефти, по искусственному воздействию на пласт, на оплату труда производственных рабочих и ЕСН, на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования, по сбору и транспортировке нефти, на технологическую подготовку, цеховые, общепроизводственные и коммерческие затраты.

При этом затраты по каждой из статей определялись без учета амортизации основных средств и фондов.

Средняя цена 1 тонны нефти была принята в размере 3341 руб./т.

Таблица 2

## Себестоимость товарной продукции маржинальных скважин

№ скважины	Годовая добыча нефти, т	Себестоимость товарной продукции, тыс.руб.	Себестоимость товарной продукции, руб./т
1	764	4462,56	5841,05
2	1856	5907,67	3183,01
3	1970	6032,15	3062,01
4	1787	5808,80	3250,59
5	277	4238,46	15301,31
6	1	3606,97	3606971,91
7	1893	5875,93	3104,03
8	503	4942,31	9825,66
9	16	4313,79	269612,01
10	2981	7242,98	2429,71
11	953	4747,94	4982,10
12	29	4328,37	149254,13
13	1362	5256,19	3859,17
14	1867	5169,48	2768,87
15	1078	4926,02	4569,59
Итого	17337	76859,61	4433,27

Таблица 3

Высвобождаемые затраты и рентабельность  
эксплуатации маржинальных скважин

№ скв.	С/с товарной продукции, руб./т., (С)	Средние высвобождаемые затраты, руб./т., (Зв)	Ц-С	Ц-Зв
1	5841,05	2549,39	-2500,05	791,61
2	3183,01	1509,63	157,99	1831,37
3	3062,01	1454,15	278,99	1886,85
4	3250,59	1533,49	90,41	1807,51
5	15301,31	7173,98	-11960,31	-3832,98
6	3606971,91	1505064,9	-3603630,9	-1501723,9
7	3104,03	1452,78	236,97	1888,22
8	9825,66	5106,82	-6484,66	-1765,82
9	269612,01	137735,5	-266271	-134394,47
10	2429,71	1183,62	911,29	2157,38
11	4982,10	2235,92	-1641,10	1105,08
12	149254,13	76252,06	-145913,13	-72911,06
13	3859,17	1775,14	-518,17	1565,86
14	2768,87	1244,08	572,13	2096,92
15	4569,59	2079,10	-1228,59	1261,90
Итого	4433,27	2089,27	-1092,27	1251,73

Таким образом, из 15 отобранных скважин, только 6 (№2, №3, №4, №7, №10 и №14) оказались рентабельными ( $Ц > С$ ). У остальных 9 скважин имеет место превышение себестоимости над ценой, что говорит об их убыточности. Однако экономически целесообразно отключение только 5 скважин (№5, №6, №8, №9, №12), поскольку высвобождаемые затраты от их отключения превышают цену реализации их продукции. В свою очередь, это не означает, что скважины должны быть немедленно отключены. Окончательное решение об остановке требует детального изучения всего комплекса технологических показателей эксплуатации данных скважин: оценка возможности проведения геолого-технических мероприятий, повышающих рентабельность, определение добычных возможностей скважин не только по нефти, но и по газу, а также влияние отключения данной скважины на работу гидродинамически с ней связанных скважин.



№ скважины	Характеристика скважины	Технологическое решение
5	Пласт - БВ <sub>13</sub> , способ эксплуатации – фонтанный. Особенности работы скважины: высокая обводненность (96%); расположение в северо-восточной части месторождения, где в последние 2 года происходило наращивание нагнетательного фонда скважин	Оценить остаточные извлекаемые запасы по скважине, провести ряд технологических расчетов на определение приемистости скважины и, в итоге, оценить технико-экономический эффект перевода скважины в фонд ППД.
6	Пласт БВ <sub>13</sub> . Способ эксплуатации – фонтанный. Работа скважины характеризуется высоким значением газового фактора	С учетом планового окончания строительства газопровода Варынгское – Верхне-Колик-Еганское в 2005 году, необходимо оценить извлекаемые запасы газа по скважине, определить затраты на переоборудование и изменение рентабельности скважины при добыче попутного газа.
8	Пласт БВ <sub>13</sub> . Способ эксплуатации – ЭЦН. Высокая обводненность продукции	Проведенные в конце года исследования по скважинам №8, №9 и №12, показало наличие ЗКЦ. Результатом проведения ремонтно-изоляционных работ в 2005 году стало снижение обводненности по скважинам №8 и №9 соответственно с 90% и 92% до 69% и увеличение дебита нефти до 5 т./сут., а по скважине №12 обводненность снизилась с 97% до 60%, дебит нефти составил 10 т./сут.
9	Пласт БВ <sub>13</sub> . Способ эксплуатации – фонтанный. Высокая обводненность продукции	
12	Пласт Ю <sub>1</sub> . Способ эксплуатации – фонтанный. Высокая обводненность продукции	

Таким образом, прежде чем принимать решение об остановке нерентабельной скважины, необходимо, после соответствующих исследований, проанализировать технологические показатели работы скважины, определить причины ее низкой эффективности и возможность вывода данной скважины из области нерентабельности с помощью интенсификации притока, МУН, перевода в другой фонд скважин и т.д.

В условиях рыночных отношений планирование является одним из важнейших условий организации эффективной работы предприятия.

При известных планируемых значениях затрат на добычу, дебитов нефти и жидкости по скважинам, ввода новых скважин и средней цены на нефть на плановый год, представляется возможным рассчитать рентабельный объем годовой добычи скважин (точку безубыточности) и время работы скважин для преодоления порога рентабельности.

Для расчета дебит был принят в тех же значениях, что и в предшествующем году, с учетом проведенных ремонтных работ и перевода скважин в другие фонды. В плановый год интенсификация притока по скважинам, либо другие работы, влияющие на дебит, не включались.

Исходя из того, что точка безубыточности представляет собой годовой объем добычи нефти, при известных значениях суточного дебита, можно рассчитать время работы скважин, при котором ее эксплуатация перестанет быть нерентабельной.

Таблица 4

Точка безубыточности и дни работы,  
обеспечивающие рентабельность по скважинам в плановом году

№ скважины	Дебит нефти, т/сут.	Дебит жидкости, т/сут.	Точка безубыточности/ добыча годовая, т.	Дни работы	Себестоимость 1 т. нефти, руб./т.	Средние высвобождаемые затраты, руб./т.	Прибыль от эксплуатации скважины (Ц-С), руб.	Ц-Зв, руб
1	4	23,40	1514	356	4979,93	2195,93	-74,93	2709,07
2	5,5	34,00	1442	262	4900,46	2289,63	4,54	2615,52
3	6,4	42,50	1446	226	4900,46	2294,33	4,54	2610,82
4	6,4	42,90	1447	226	4900,46	2294,97	4,54	2610,18
7	7,3	34,20	1429	196	4979,93	2274,16	4,54	2630,84
8	5	16,13	1416	283	4900,46	2259,22	4,54	2645,78
9	5	16,13	1389	278	4900,46	2226,20	4,54	2678,80
10	8,5	50,2	1440	169	4900,46	2286,66	4,54	2618,34
11	5,7	26,4	1429	251	4900,46	2273,61	4,54	2631,39
12	10	25,0	1389	139	4900,46	2226,20	4,54	2678,80
13	6,2	33,7	1436	232	4900,46	2281,84	4,54	2623,16
14	6	48,7	1389	232	4900,46	2226,20	4,54	2678,80
15	7,5	46,8	1443	192	4900,46	2290,08	4,54	2614,92

В итоге, было определено, что в течение года скважины могут достичь предела рентабельности. Исключение составляет лишь скважина № 1, срок ее рентабельной работы при данных условиях больше года – 379 дней, однако, высвобождаемые затраты не покрывают потерь от остановки скважины.

Таким образом, в проведенном исследовании сформирован механизм принятия решения об остановке нерентабельных скважин, обеспечивающий комплексную оценку целесообразности их эксплуатации.

### Литература

1. Зайнутдинов Р.А., Крайнова Э.А. Теория и практика экономической оценки повышения эффективности нефтегазодобывающего производства: Монография.- М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 384 с.

2. Ванчухина Л., Петухов Ю. Нефть и газ России: ее национальная безопасность // Научно-практический журнал Экономика и управление № 2 2003. - С. 33-38.

3. Алексеева В.А. Управление производственно-ресурсным потенциалом нефтегазодобывающего предприятия // Нефть, газ и бизнес №6 2004. – С.37-45.

4. Хисамутдинов Н.И. Разработка нефтяных пластов в поздней стадии - М.:ВНИИОЭНГ.2004.- т.1.- 252 с.

5. Хуснуллин Л.Н., Хуснуллин А.Л., Оценка предела рентабельности эксплуатации нефтяных скважин, УГНТУ, ВНИИЦ «Нефтегазтехнология», г. Уфа, с. 36-37.

6. Смолдырев Л.К., Камалов Ж.В., Отт В.И., Пирогов Е.А., Каранадзе Ю.З. Экономическое обоснование оптимизации функционирования фонда добывающих скважин на поздних стадиях разработки месторождения // «Интервал» - 2002, № 11, с. 47-49.