

УДК 622.276

СОКРАЩЕНИЕ БЕЗДЕЙСТВУЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН

Кубрак М.Г.

ЦДНГ-2, ОАО «Самотлорнефтегаз»,
г. Нижневартовск, Ханты-Мансийский АО-Югра, Россия
e-mail: kmg2005@rambler.ru

Аннотация. В статье описано текущее состояние бездействующего добывающего и нагнетательного фондов ОАО «Самотлорнефтегаз» в разрезе цеха добычи нефти и газа. Указаны исторические и субъективные предпосылки возникновения проблемы существующего на текущий момент недопустимо большого коэффициента бездействия фонда скважин Самотлорского месторождения. Также выделены и систематизированы причины остановок и перехода скважин в бездействующий фонд и предложены мероприятия по сокращению коэффициента бездействия фонда на Самотлорском месторождении. Предложены мероприятия по сокращению бездействующего фонда.

Ключевые слова: Самотлорское месторождение, коэффициент бездействия фонда, причины простоя скважин, бездействующий фонд, мероприятия по выводу скважин из бездействия

На текущий момент ТНК-ВР Холдинг обладает самым большим количеством бездействующих скважин и самым высоким процентом бездействия нефтяного фонда среди вертикально-интегрированных компаний (ВИНК) нефтегазового сектора Российской Федерации (табл. 1).

Таблица 1. Состояние фонда нефтяных скважин в крупнейших компаниях нефтегазовой отрасли Российской Федерации на 01.06.2011 [3]

ВИНК	Эксплуатационный фонд	Бездействующий фонд	% бездействия фонда
ЛУКОЙЛ	28 662	3 957	13,8
Роснефть	25 571	4 955	19,4
Газпром нефть	6 048	591	9,8
Сургутнефтегаз	19 621	1 231	6,3
ТНК-ВР Холдинг	21 200	5 708	26,9
Татнефть	22 404	3 102	13,8
Башнефть	17 727	2 552	14,4
Славнефть	4 122	510	12,4
РуссНефть	4 548	490	10,8
ВИНК всего	149 903	23 096	15,4
Всего по РФ	160 261	25 138	15,7

Тюменская нефтяная компания (ТНК-ВР) является единоличным владельцем лицензии на разработку Самотлорского месторождения с 1996 года, промышленная эксплуатация которого ведется с 1968 года. Проблема высокого процента бездействия фонда скважин на Самотлоре досталась компании «в наследство» от ОАО «Нижневартовскнефтегаз». Если смотреть еще глубже, то первопричины роста бездействующего фонда уходят корнями во времена Советского Союза, а точнее в 1984 - 1986 годы – период пиковой добычи, когда групповые замерные установки (ГЗУ) на кустовых площадках тряслись из-за проходящего через них мощнейшего потока практически безводной нефти. Рекордные уровни добычи заставляли уделять более пристальное внимание к дающему фонду. Отношение ко многим другим проблемам, с которыми сейчас сталкиваются инженеры-нефтяники на промыслах, в том числе и увеличение количества бездействующих скважин, было не первостепенным. Последовавшие после в истории страны политические, экономические и социальные преобразования в стране, взявшие свое начало в конце 1980-х, – распад СССР, последовавший затем период формирования Российской Федерации как суверенного, демократического государства – не способствовали обеспечению должного контроля в нефтегазовом секторе прежде всего со стороны собственника недр. Что, в свою очередь, не инициировало у недропользователей появление стимула для эффективной работы с фондом скважин.

В качестве одного из множества подобных примеров, объясняющих положение дел, с которым столкнулась ТНК-ВР, получив лицензию на Самотлор, отметим следующий момент: данные по капитальным и подземным ремонтам (ПКРС), подземному оборудованию, осложнениям, авариям, попавшие в дела скважин до 1996 года неполны, противоречивы, а иногда и просто абсурдны. Зачастую желание провести геолого-технологическое мероприятие (ГТМ) на скважине, ушедшей в бездействие в период «декадентства» месторождения, превращается в запутанное, многоэтапное расследование из-за отсутствия материалов и документов по состоянию и глубине текущего забоя скважины, по техническому состоянию эксплуатационной колонны (ЭК), по спущенному подземному оборудованию. Недостаток информации вызывает сомнения в корректности технологических аспектов выполненных ГТМ. В частности, нередко при проработках забоя на «скважинах-ветеранах» обнаруживают нигде не зарегистрированные остатки внутрискважинного оборудования – насосно-компрессорные трубы (НКТ), секции ЭЦН, погружные электродвигатели (ПЭД), сепараторы, пакера, штанги и прочее. К примеру, при ремонте на скважине 15049, куст 531, было извлечено 2 различных ПЭД от УЭЦН, о наличии которых на забое в деле скважины не было и намека. Только при общении с операторами по добыче нефти и газа, работающими на этом объекте с начала 1980-х годов, удалось узнать, что «где-то в 1988 - 1989 годах из скважины поднимали неполную компоновку насоса».

Неопределенность начальных данных увеличивает вероятность получения аварии при проведении КРС, из-за чего, естественно, возрастает риск неполучения запланированных дебитов от ГТМ. Кроме того, происходит увеличение продолжительности и удорожание ремонта скважины. С другой стороны, бурение скважины-дублера или забурка бокового ствола (ЗБС)кратно дороже КРС. Поэтому желание получить приток нефти с наименьшими затратами вынуждает собственника оставить скважину в бездействии и отложить проведение ремонта до «лучших времен», когда проведение сложного и продолжительного ремонта будет рентабельно.

Скважина переходит в бездействие 1-го числа следующего месяца, если она не проработала ни одного дня в текущем месяце. Причинами остановки и перехода скважин из действующего фонда в бездействующий являются:

1. подготовка к переводу в другие категории: ППД, пьезометр, консервацию, ликвидацию;
2. отказ или отсутствие необходимого глубинно-насосного оборудования (ГНО);
3. падение оборудования на забой;
4. выявление нарушений ЭЖ – смещений, смятий, интервалов негерметичности и т.д.;
5. выявление заколонной циркуляции и межпластовых перетоков;
6. нерентабельность дальнейшей эксплуатации из-за малодебитности, либо высокой обводненности продукции;
7. отсутствие промышленного притока флюида из пласта либо отсутствие приемистости;
8. проведение ГТМ;
9. ожидание окончания проведения ГТМ на соседних скважинах;
10. регулирование отборов, либо регулирование закачки;
11. исследование скважин;
12. наличие межколонного давления выше допустимых значений;
13. газопроявления;
14. отсутствие циркуляции;
15. отсутствие наземной инфраструктуры;
16. сезонные остановки: на зимний период, на период паводков и т.д.;
17. прочие, в том числе форс-мажорные обстоятельства.

Для того, чтобы сократить бездействующий фонд, выполняют следующие мероприятия, в соответствии с указанными выше основными причинами выбытия:

– запуск скважины в работу без постановки бригады ПКРС после завершения проведения исследований, окончания проведения ГТМ на соседних скважинах, строительства, планово-предупредительного ремонта наземного оборудования, переобвязки коллекторов и прочего наземного хозяйства. Также к этому

пункту относятся запуски после сезонных паводков, устранения аварийных ситуаций и их последствий и т.д.;

- запуск скважины после смены ГНО;
- запуск скважины после проведения на ней ГТМ;
- перевод скважины в другую категорию после проведения соответствующих ГТМ, исследований и оформления необходимой документации.

При подробном рассмотрении последней группы мероприятий, связанных с выводом скважин из эксплуатационного фонда, и наименее затратных, на первый взгляд, с экономической и технологической точек зрения, появляются следующие особенности, которые необходимо учитывать при работе с бездействующим фондом.

Перевод в консервацию согласно пункту 3.4.2.3. [6] возможен только для скважин, в которых вскрыт один пласт, либо несколько пластов со схожими пластовыми характеристиками. Также в соответствии с пунктом 3.4.2.1. [6] требуется спуск НКТ с воронкой определенной длины, периодическое подтверждение герметичности ЭК, наличие открытых интервалов перфорации, отсутствие заколонных и межпластовых перетоков, отсутствие избыточного давления на устье и в межколонном пространстве. Аналогичные требования необходимы для перевода скважин в пьезометрию и в наблюдательный фонд. Кроме того, для пьезометров регламентируется расположение скважины в элементе пласта, наличие гидродинамической связи с пластом, корректность замеров пластового давления. То есть для вывода скважины за эксплуатационный фонд необходимо провести комплекс определенных мероприятий, связанный с привлечением бригад ПКРС, геофизических партий. А это, в свою очередь, дополнительные капвложения, бригадо-часы, затрачиваемые на ремонты, эффективность которых, с точки зрения получения допдобычи, нулевая. Конечно, проведение промысловых геофизических и гидродинамических исследований (ГИС и ГДИ) позволяет получать оперативную информацию по текущему состоянию разработки месторождения, а также снижает риски при выполнении ГТМ на исследуемых и соседних скважинах. Но на практике инженер-нефтяник в первую очередь проведет смену отказавшего подземного оборудования для поддержания текущего уровня добычи или ГТМ для получения прироста дебита по нефти, и лишь затем направит бригаду на «ненефтяной» ремонт, который требуется провести для сокращения бездействующего фонда.

Для дальнейшего анализа следует привести следующие определения из пункта 2.2.10 [5]:

1. Эксплуатационный фонд скважин $Фонд_{эк}$ – это пробуренные добывающие, нагнетательные, водозаборные и поглощающие скважины за вычетом наблюдательных, законсервированных и ликвидированных. Эксплуатационный фонд подразделяется на:

- действующий фонд $Фонд_{д/ф}$;

- бездействующий фонд $\Phi_{\text{Фонд}}^{\text{б/д}}$;
- фонд освоения и ожидания освоения $\Phi_{\text{Фонд}}^{\text{осв}}$.

2. Бездействующий фонд скважин – это скважины эксплуатационного фонда, не давшие продукцию (не находившиеся под закачкой) в последнем месяце отчетного периода.

3. Коэффициент бездействия фонда $K_{\text{б/д}}$, % – отношение количества скважин бездействующего фонда $\Phi_{\text{Фонд}}^{\text{б/д}}$ к количеству скважин эксплуатационного фонда $\Phi_{\text{Фонд}}^{\text{экс}}$ (рассчитывается отдельно для добывающих, нагнетательных, водозаборных и поглощающих скважин) в процентах, определяется по формуле:

$$K_{\text{б/д}} = \frac{\Phi_{\text{Фонд}}^{\text{б/д}}}{\Phi_{\text{Фонд}}^{\text{экс}}} \cdot 100 \% \quad (1)$$

Максимально допустимое значение $K_{\text{б/д}}$, в соответствии со статьей 104 [4], не должно превышать 10 %.

В данной статье описывается работа по сокращению бездействующего фонда скважин в разрезе одного цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ-2) ОАО «Самотлорнефтегаз». Стоит отметить, что фонд ЦДНГ-2 содержит в своем составе первые скважины и кусты, на которых был получен промышленный приток нефти и началась эксплуатация Самотлорского месторождения. То есть потенциал по добыче значительного количества скважин реализован более чем на 95 %. На рис. 1 отражено изменение нефтяного, нагнетательного и общего фондов в ЦДНГ-2 ОАО «СНГ» за 2003 - 2011 гг. 1 января 2003 года произошло последнее перераспределение и закрепление кустовых площадок за цехами добычи нефти и газа ОАО «СНГ». Поэтому эта дата выбрана началом отсчета на графиках рис. 1 и 2.

На рис. 2 отдельно показано изменение коэффициента бездействия по нефтяному, нагнетательному и общему фондам в ЦДНГ-2 ОАО «СНГ» за 2003 - 2011 гг. Черная линия является линейной аппроксимацией графика изменения $K_{\text{б/д}}$, по которой четко прослеживается тенденция снижения коэффициента бездействия. Все специальные скважины, находящиеся на балансе ЦДНГ-2, ликвидированы, поэтому в анализе не участвуют.

Если проанализировать текущее состояние бездействующего нефтяного фонда ЦДНГ-2 ОАО «СНГ» на 01.06.2011 г. (всего 308 скважин, $\Phi_{\text{Фонд}}^{\text{экс}} = 1384$ скважины, $K_{\text{б/д}} = 22,3$ %), представленное на рис. 3 и в табл. 2, то станет очевидным, что 213 скважин (69,2 %) можно вывести только после постановки бригады ПКРС или ЗБС. Более того, если принять во внимание, что для перевода нерентабельного фонда в консервацию, пьезометрию или ликвидацию; для проведения аварийного глушения на скважинах с газопроявлениями также необходимо привлечение бригады ПКРС, то остается только 6 скважин, простаивающих по причине отсутствия наземной инфраструктуры, и 1 скважина, остановленная для замера пластового давления. То есть всего 7 скважин можно запустить без проведения ремонта.

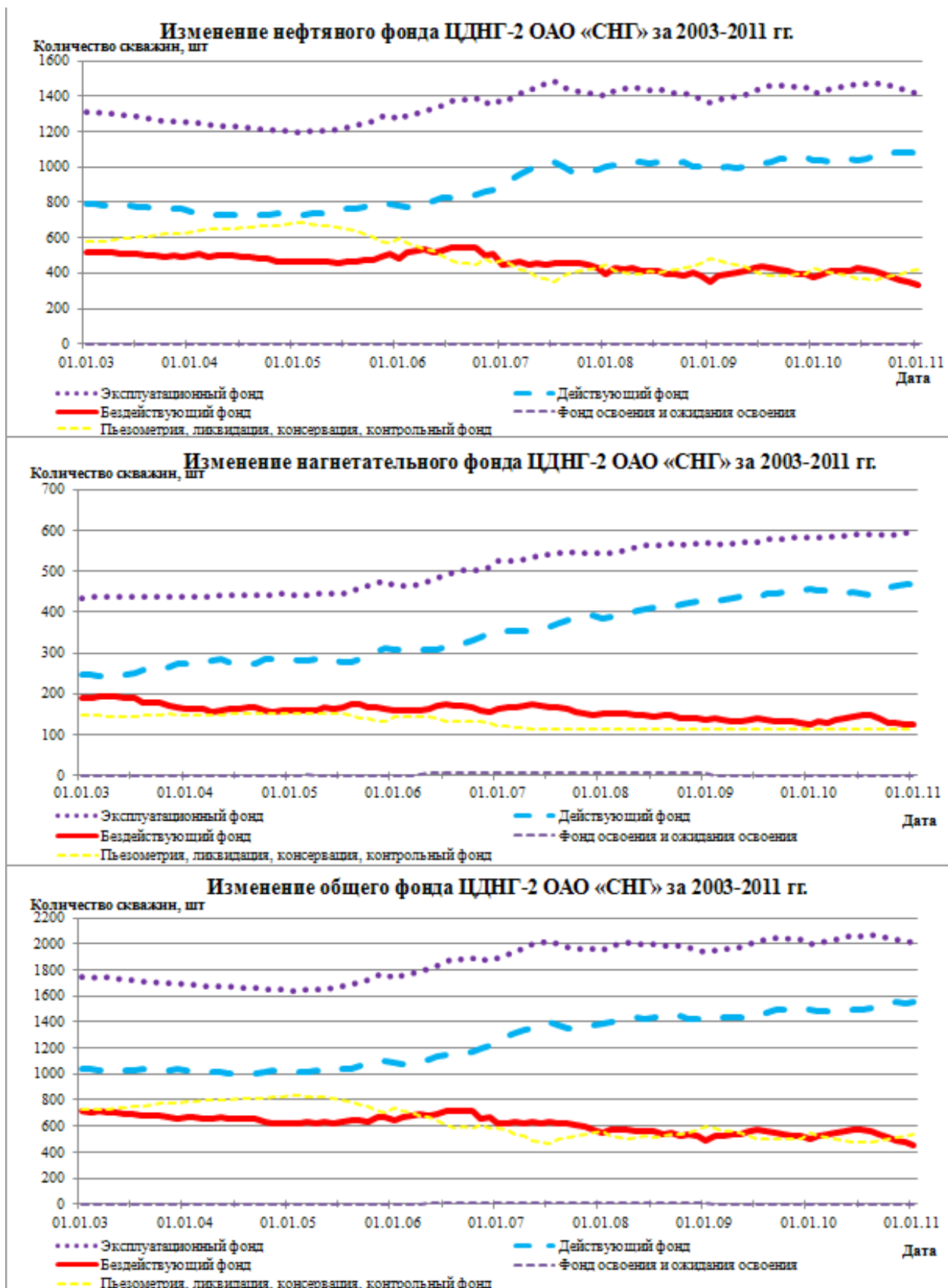


Рис. 1. Изменение нефтяного, нагнетательного и общего фондов в ЦДНГ-2 ОАО «СНГ» за 2003 - 2011 гг.

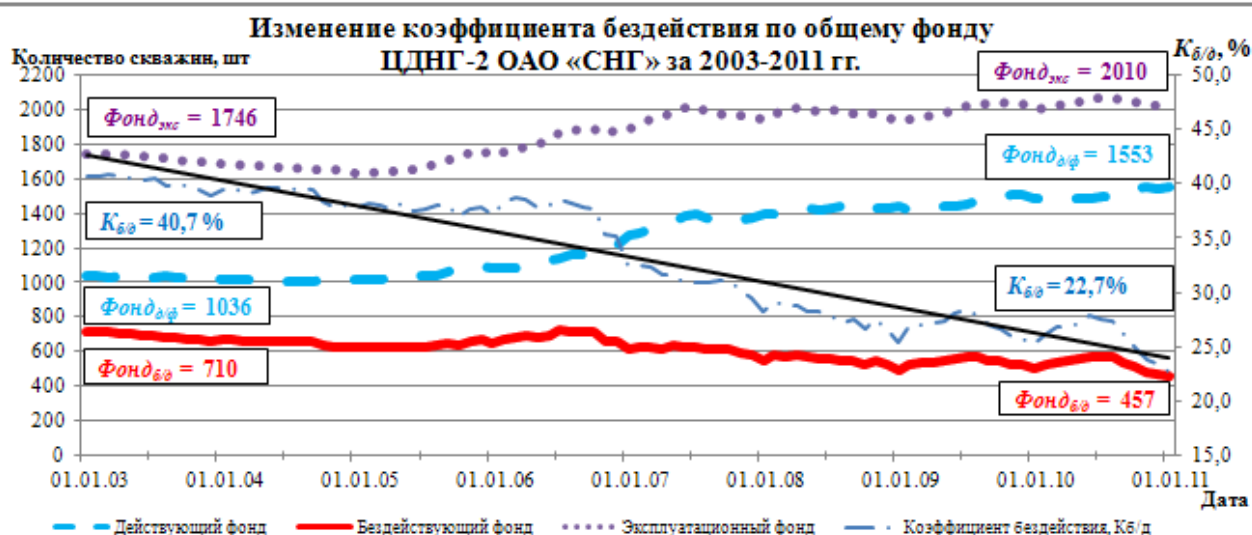
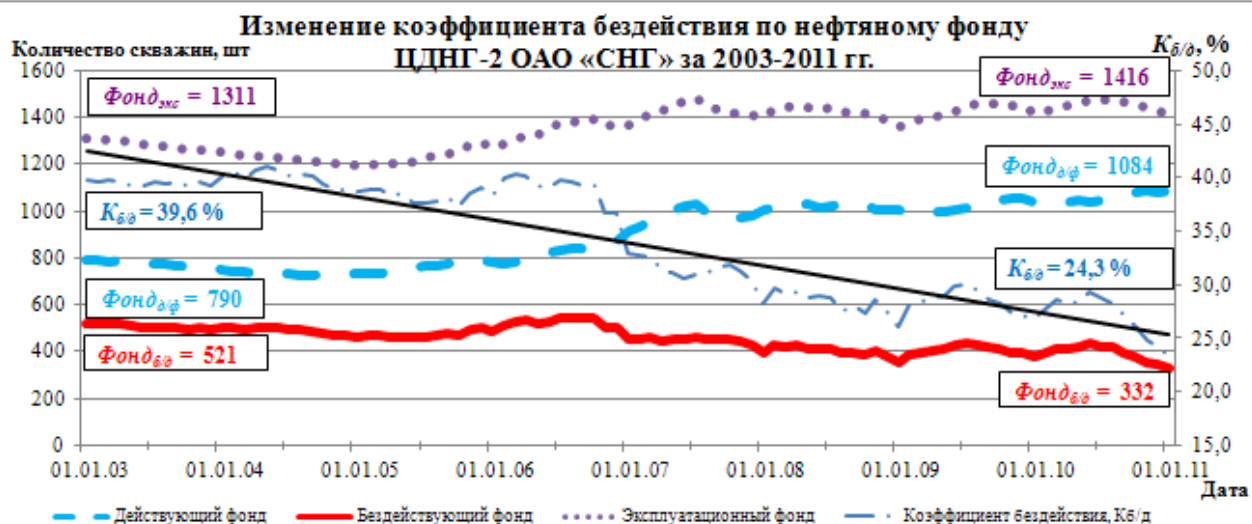
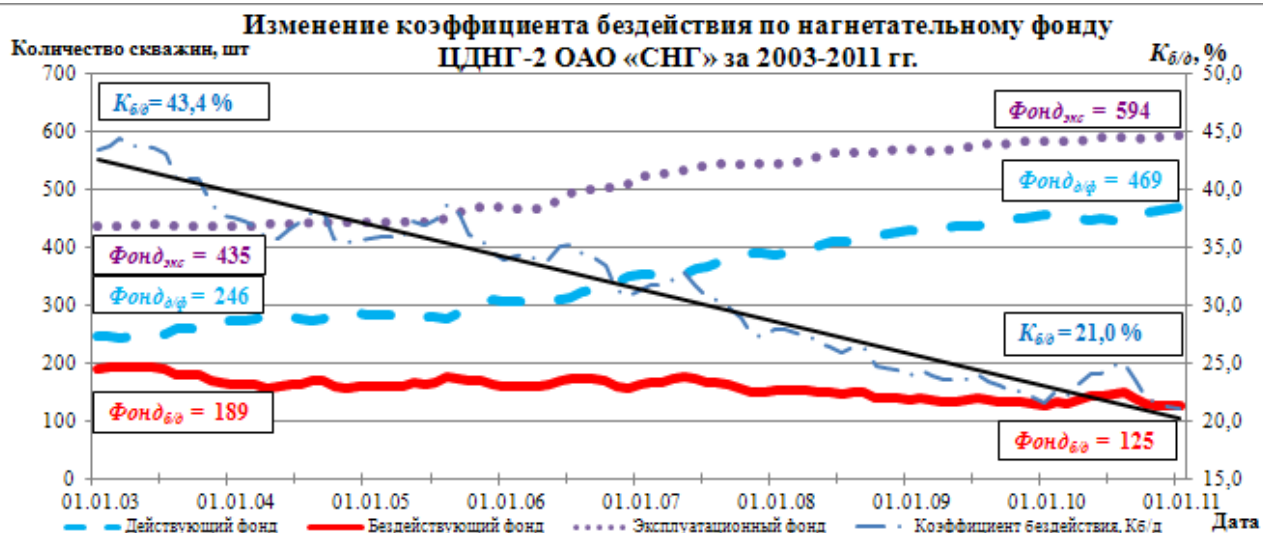


Рис. 2. Изменение коэффициента бездействия по нефтяному, нагнетательному и общему фондам в ЦДНГ-2 ОАО «СНГ» за 2003-2011 гг.

Таблица 2. Распределение бездействующего нефтяного фонда ЦДНГ-2
ОАО «СНГ» по причинам простоя и необходимым мероприятиям
для вывода скважин из бездействующего фонда по состоянию на 01.06.2011

№	Причины простоя нефтяного фонда	Количество скважин, шт	Доля от Фонда _{б/д} , %	
Требуется постановка бригады ПКРС или ЗБС				
1	Нарушения ЭК	116	37,7	213 скважин (69,2 %)
2	Падение оборудования на забой	63	20,5	
3	Проведение ГТМ	18	5,8	
4	Заколонная циркуляция	11	3,6	
5	Отсутствие циркуляции	1	0,3	
6	Перевод в ППД	1	0,3	
7	Отсутствие ГНО	3	1,0	
Возможно необходима постановка бригады ПКРС				
8	Нерентабельность	86	27,9	88 скважин (28,6 %)
9	Газопроявления	2	0,6	
Постановка бригады ПКРС не нужна				
10	Отсутствие наземной инфраструктуры	6	1,9	7 скважин (2,2 %)
11	По геологическим причинам	1	0,3	
Всего:		308	1	

По представленным данным видно, что дальнейшее сокращение бездействующего фонда возможно в следующих направлениях:

– проведение сложных и продолжительных ремонтов силами КРС, связанных с ликвидацией аварий, восстановлением герметичности скважины, ремонтно-изоляционными работами, но с перспективой получения дополнительной добычи нефти. Из практики известно, что успешность таких ремонтов не превышает 60 - 70% даже с учетом всех рисков при подборе скважин-кандидатов [2]. Если по каким-либо техническим, геологическим или экономическим причинам ремонт скважины нецелесообразен (не удастся ликвидировать негерметичность ЭК, добиться нужного забоя и т.д.), то рассматриваются варианты с ЗБС, либо с обходом аварийных участков, но подобные мероприятий стояткратно дороже, чем ремонт КРС.

– проведение ГДИ и ПГИ. По результатам исследований возможен перевод скважин в другие категории или выполнение ГТМ.

– ликвидация скважин по причинам, указанным в главе 2.1 [6].

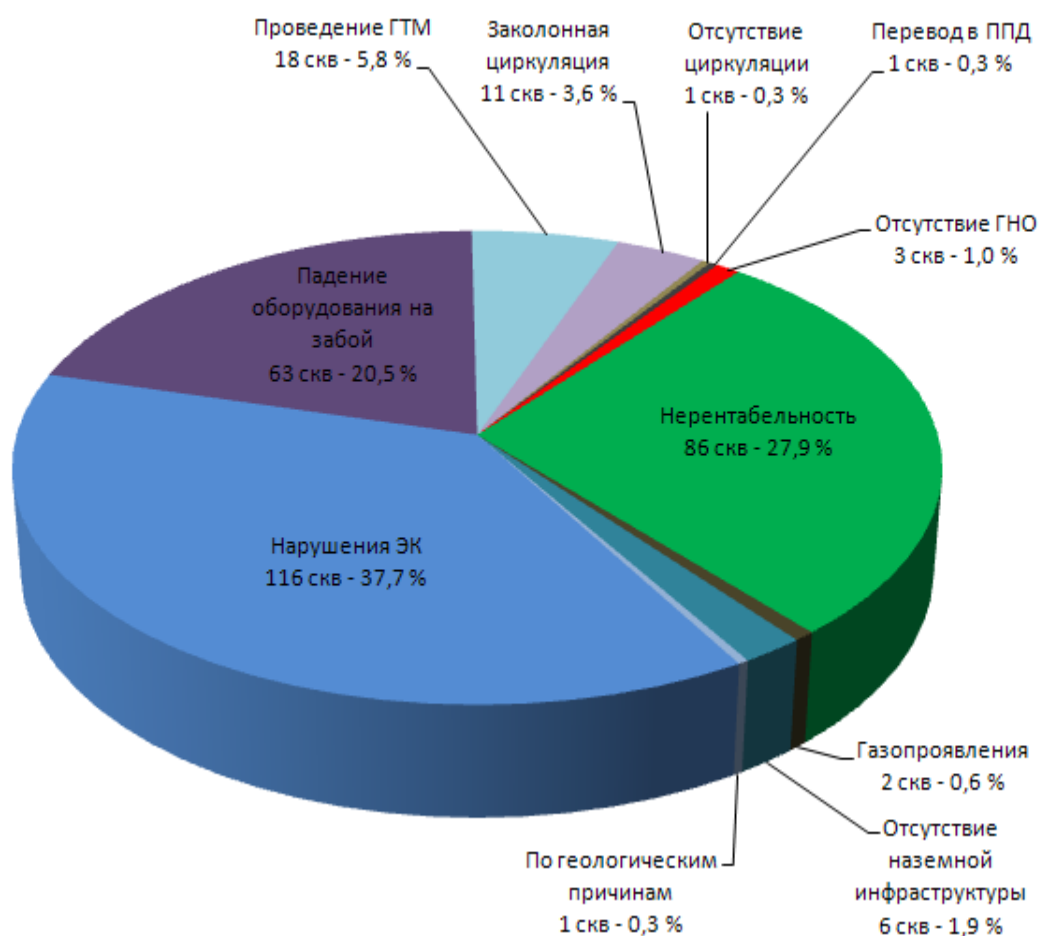


Рис. 3. Состояние бездействующего нефтяного фонда ЦДНГ-2 ОАО «СНГ» на 01.06.2011

Аналогичные выводы и пути решения по проблеме сокращения коэффициента бездействия получаются и по результатам анализа нагнетательного фонда скважин (табл. 3 и рис. 4). На 01.06.2011 г. эксплуатационный фонд ППД составляет 586 скважин, бездействующий – 137 скважин, $K_{б/о} = 23,4 \%$. Принципиальное отличие бездействия нефтяного от нагнетательного фонда состоит в том, что значительное количество скважин – 25 (18,2 % от всего бездействующего нагнетательного фонда) простаивает по регулированию закачки, то есть по геологическим причинам. Это объясняется отсутствием необходимости в системе ППД в элементах без добывающего фонда, а также остановкой неэффективной закачки.

Стоит отметить, что нередко водоводы забираются под нефтесборы, чтобы обеспечить необходимую пропускную способность для добываемой продукции. Весь действующий нагнетательный фонд на таких кустовых площадках переходит в бездействие по истечении следующего календарного месяца, если раньше не успевают ввести в эксплуатацию водозаборную скважину или новый водовод.

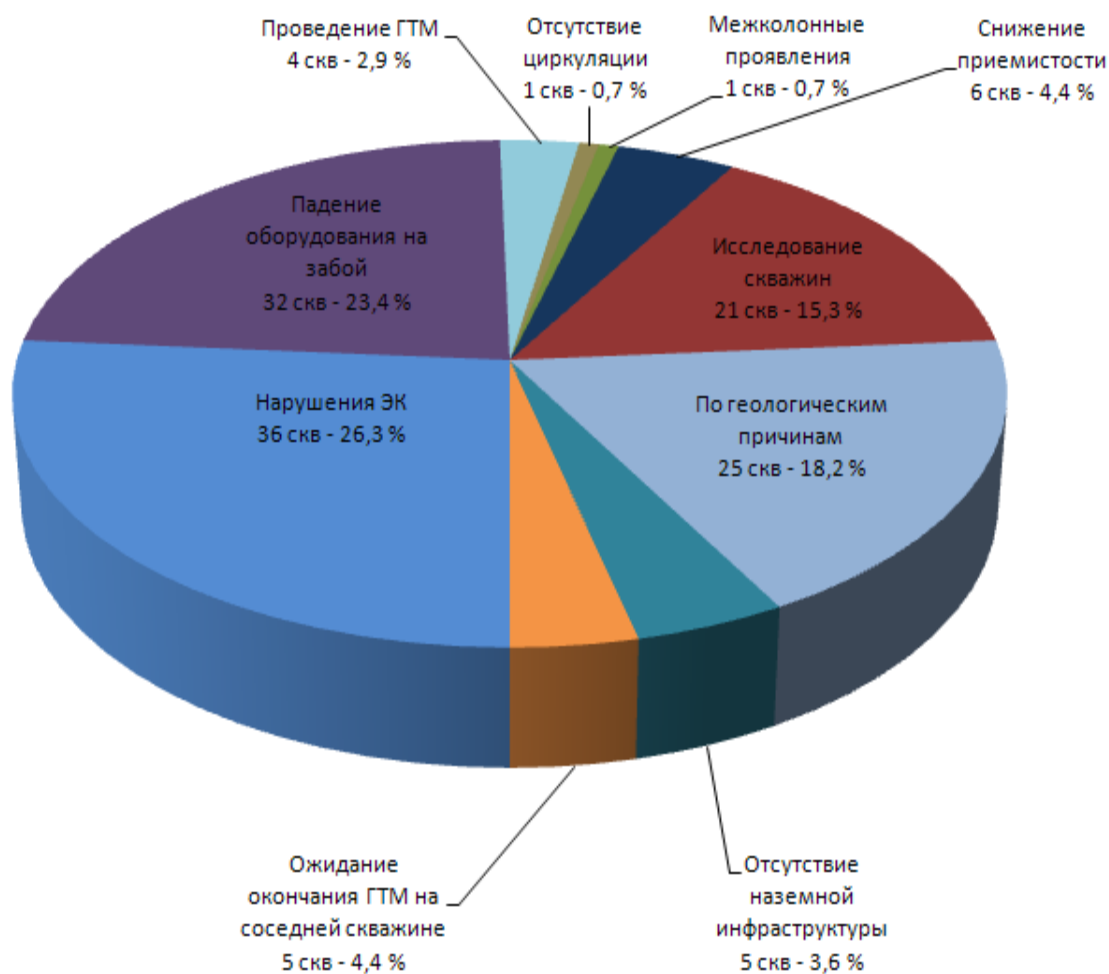


Рис. 4. Состояние бездействующего нагнетательного фонда ЦДНГ-2 ОАО «СНГ» на 01.06.2011

В статье [1] обозначается 2013 год как срок выхода в ТНК-ВР на установленный законодательством уровень $K_{\delta/d} = 10\%$.

Предлагается следующим образом провести оценку времени T , необходимого для выхода положенный уровень $K_{\delta/d} = 10\%$, ориентировочно равный (с учетом выполнения программ по вводу новых скважин и по переводам под нагнетание) для нефтяного и нагнетательного фонда соответственно 140 и 60 скважин. В основу закладывается предположение о сохранении текущей тенденции и постоянство коэффициента падения k . Черные линии на графиках рис. 2, которые являются линейной аппроксимацией зависимости коэффициента бездействия $K_{\delta/d}$ от времени T , имеют вид (2):

$$K_{\delta/d}(T) = -kT + K_{\delta/d}^0, \quad (2)$$

где k – коэффициент пропорциональности равен $0,179\%/_{\text{мес}}$ и $0,232\%/_{\text{мес}}$ для нефтяного и нагнетательного фонда соответственно;

$K_{\delta/d}^0$ – коэффициент бездействия фонда на момент начала анализа, %.

Таблица 3. Распределение бездействующего нагнетательного фонда ЦДНГ-2 ОАО «СНГ» по причинам простоя и необходимым мероприятиям для вывода скважин из бездействующего фонда по состоянию на 01.06.2011

№	Причины простоя нагнетательного фонда	Количество скважин, шт	Доля от $F_{до}$, %	
Требуется постановка бригады ПКРС или ЗБС				
1	Нарушения ЭК	36	26,3	80 скважин (58,4 %)
2	Падение оборудования на забой	32	23,4	
3	Проведение ГТМ	4	2,9	
4	Отсутствие циркуляции	1	0,7	
5	Межколонные проявления	1	0,7	
6	Снижение приемистости	6	4,4	
Возможно необходима постановка бригады ПКРС				
7	Исследование скважин	21	15,3	21 скважина (15,3 %)
Постановка бригады ПКРС не нужна				
8	По геологическим причинам	25	18,2	36 скважин (26,3 %)
9	Отсутствие наземной инфраструктуры	6	4,4	
10	Ожидание окончания ГТМ на соседней скважине	5	3,6	
Всего:		137	100,0	

Отдельно вынесем графики зависимостей $K_{до}(T)$ на рис. 5 и определим период времени, необходимый для достижения уровня 10%. За начало отсчета примем 01.06.2011 года, когда значения равны 22,3% и 23,4% для нефтяного и нагнетательного фонда соответственно.

Территориальное деление ОАО «СНГ» по цехам таково, что фонд скважин, уровни добычи и прочие сравнительные характеристики всех ЦДНГ лежат в пределах 5-10%. Коэффициент бездействия нефтяного и нагнетательного фонда ОАО «СНГ» на 01.06.2011 составляет 22,7% и 23,0% соответственно, поэтому ЦДНГ-2 можно считать «среднестатистическим» цехом, следовательно, результаты и выводы, полученные по приведенному расчету, корректно экстраполировать на все объединение в целом.

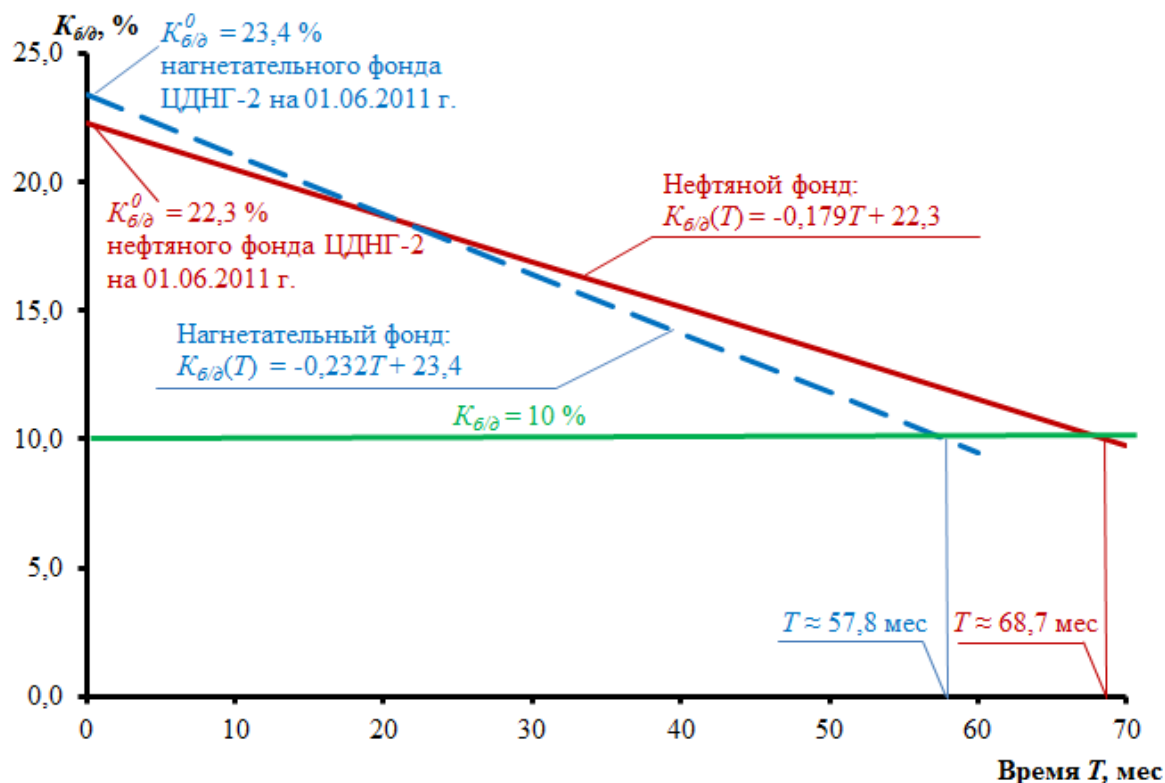


Рис. 5. Расчет времени T выхода на утвержденный законодательством уровень бездействия фонда скважин

Графическим методом находим искомое время T , приблизительно равное 69 и 58 месяцев для нефтяного и нагнетательного фонда. Таким образом, при текущем подходе по сокращению бездействующего фонда скважин выход на утвержденный законодательством уровень в 10 % возможен только к 2016-2017 годам. Для ускорения этого процесса необходим пересмотр существующего подхода к работе с бездействующим фондом. Для достижения поставленной задачи предлагаются следующие решения:

- выделение специальных бригад ПКРС, которые будут заниматься только определением технического состояния эксплуатационных колонн, проведением ГИС, ГДИ;

- внедрение и опробование новых технологий ремонта скважин, методов увеличения нефтеотдачи;

- разработка адресных программ ГТМ для каждого эксплуатационного объекта каждой скважины совместно специалистами геологических, производственно-технологических служб предприятия и проектных институтов. На основе полученных в ходе подобных совещаний результатов и разработанных мероприятий производить расчет бизнес-плана и необходимых капитальных вложений на последующий год. Иными словами ежегодно должен составляться набор ГТМ на скважинах, в том числе на перевод в консервацию, пьезометрию, ликвидацию и

т.д., приоритет выполнения которых определяется инженерами на месторождении с учетом оперативной обстановки. Кроме того это позволит ускорить процесс согласования проведения мероприятий с государственными и муниципальными надзорными органами.

Со стороны государственных служб и ведомств необходимо усиление контроля, увеличение штрафных санкций и ужесточение налоговой политики в отношении неработающего фонда скважин нефтяных компаний, а также предоставление льгот предприятиям, максимально эффективно использующим имеющийся в своем распоряжении фонд скважин. Подобная инициатива, нацеленная на снижение объемов сжигаемого попутного нефтяного газа (ПНГ), позволила совершить качественный скачок в области разработки и внедрения технологических решений, связанных с рациональным использованием добываемого углеводородного сырья. Разумно предположить, что аналогичные меры приведут к развитию техники и технологий добычи нефти и газа, оборудования для ПКРС (в частности для ловильно-аварийных работ), а также значительному увеличению эффективности и качества оказываемых услуг при ремонте скважин.

Литература

1. Байдашин В. Бездействующий фонд: реанимировать или консервировать // Нефтесервис. 2008. № 4. С. 70 - 72.
2. Кубрак М.Г. Расчет оптимального количества бригад КРС на нефтегазопромысле // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 5. С. 112 - 121. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Kubrak/Kubrak_3.pdf
3. Нефтяная промышленность России, январь-июнь 2011 г. Статистика // Нефтегазовая вертикаль, 2011. № 15 - 16. С. 121 - 128.
4. ПБ 07-601-03. Правила охраны недр. М.: Госгортехнадзор России, 2003. 31 с.
5. Правила разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИ им. академика А.П. Крылова, 2002. 36 с.
6. РД-08-492-02. Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов. Утверждена постановлением Госгортехнадзора России от 22.05.02 г. № 22. М.: Госгортехнадзор России, 2002. 12 с.

REDUCTION OF THE NON-OPERATING WELLS STOCK

M.G. Kubrak

Samotlorneftegas JSC, Nizhnevartovsk, Russia
e-mail: kmg2005@rambler.ru

Abstract. *The present condition with the non-operating exploration and injection wells stocks of JSC "Samotlorneftegas" within single an oil and gas production shop is described in the article. A historical and subjective prerequisite of the intolerably large present of the non-operating coefficient problem appeared on Samotlor field is specified. Also the reasons of the wells standstill and the conversion to the non-operating stock are exposed and systematized and the actions for the reduction of the non-operating coefficient on Samotlor field are offered. The actions aimed to the reduction of the non-operating stock are offered.*

Keywords: *Samotlor field, non-operating coefficient, reasons of the wells standstill, non-operating stock, actions for the take out of standstill*

References

1. Baidashin V. Bezdeistvuyushchii fond: reanimirovat' ili konservirovat' (Non-operating wells stock: to reanimate or to suspend), *Nefteservis*, 2008, Issue 4, pp. 70 - 72.
2. Kubrak M.G. Raschet optimal'nogo kolichestva brigad KRS na neftegazopromysle (Calculation of the optimal amount of workover teams within an oil and gas production field), *Electronic scientific journal "Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business"*, 2011, Issue 5, pp. 112 - 121. http://www.ogbus.ru/authors/Kubrak/Kubrak_3.pdf
3. Neftyanaya promyshlennost' Rossii, yanvar'-iyun' 2011 g. Statistika (Russian oil industry, January - June 2011. Statistics), *Neftegasovaya vertical*, 2011, Issue 15 - 16, pp. 121 - 128.
4. PB 07-601-03. Pravila okhrany nedr (Mineral resources conservation regulations). Moscow, Gosgortekhnadzor Rossii, 2003. 31 p.
5. Pravila razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii (The rules of the oil and gas fields development). Moscow, VNII im. akademika Krylova, 2002. 36 p.
6. RD-08-492-02. Instruktsiya o poryadke likvidatsii, konservatsii skvazhin I oborudovaniya ikh ust'ev i stvolov (Instructions for liquidation and conservation of wells, wellhead equipment, and borehole equipment). Publ. date: 22.5.2002. Moscow, Gosgortekhnadzor Rossii, 2002. 12 p.