

УДК 622.276.003.1

Галяутдинов И.М., Сирота А.С.

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть Научно-технический центр» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), Санкт-Петербург, Россия, galyautdinov_ilyas@mail.ru, sirota.as@gazpromneft-ntc.ru

ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ НА ПРОВЕДЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ

Рассмотрены наиболее распространенные показатели технологической и экономической эффективности геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях. Предложены методы по повышению нефтеотдачи нефтяных пластов и меры по снижению затрат на проведение геолого-технических мероприятий. Проведены расчеты основных экономических показателей эффективности геолого-технических мероприятий.

***Ключевые слова:** оценка эффективности, геолого-технические мероприятия, критерии оценки, оптимизация затрат, разработка нефтяных месторождений, методы повышения нефтеотдачи, добыча нефти, регулирование затрат.*

В настоящее время значительная часть нефтяных месторождений переходит в позднюю стадию разработки с резким ухудшением технико-экономических показателей [Макаров, 2009]. На рис. 1 представлен типовой график, описывающий траекторию доходов, эксплуатационных затрат и убытков при разработке нефтяного месторождения во времени. Видно, что после выхода на пиковую добычу на последней стадии разработки нефтяная компания несет убытки.

Применяются различные меры по поддержанию «безубыточного» периода, как со стороны самого предприятия, так и со стороны государства. Одним из примеров поддержки отраслевого бизнеса – облегчение налоговых обязательств для месторождений с исчерпавшимися запасами (заявление заместителя министра природных ресурсов и экологии Российской Федерации Д. Храмова о льготном налогообложении для 800 нефтяных месторождений от 30.09.2013 г.) [Пресс-служба Минприроды России, 2013], однако для достижения более долгосрочного периода с положительным экономическим эффектом необходимо применение геолого-технических мероприятий (ГТМ) с целью увеличения добычи нефти.

Немаловажным фактором является то, что запасы нефти на открываемых месторождениях все чаще относят к трудноизвлекаемым, что влечет за собой дополнительные затраты на интенсификацию притока нефти.

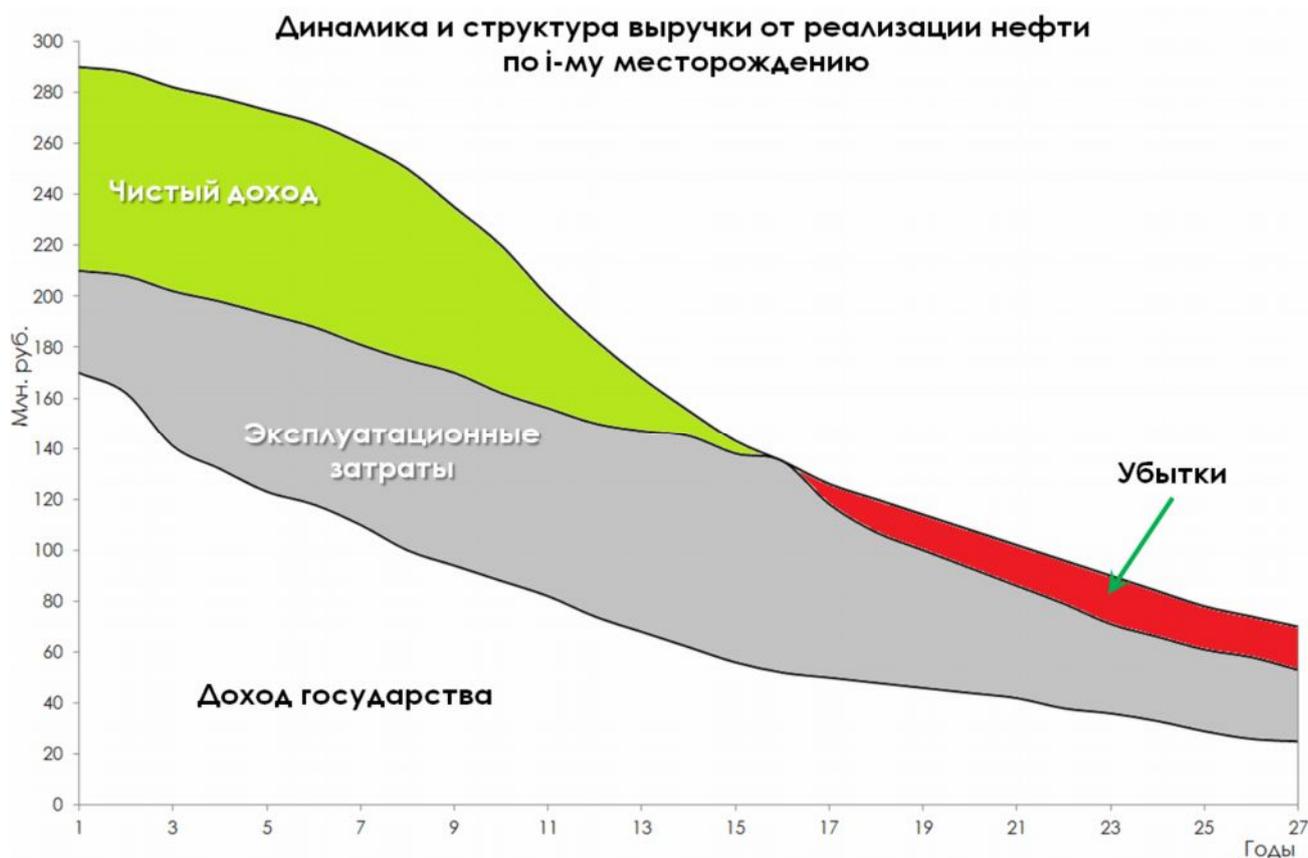


Рис. 1. Динамика доходов, затрат и убытков после выхода месторождений на пиковую добычу [Макаров, 2009]

В этих условиях весомое значение приобретают вопросы повышения эффективности разрабатываемых месторождений, путем интенсификации добычи нефти и регулирования затрат, которые в совокупности обеспечивают приемлемую рентабельность разработки месторождения в долгосрочном периоде.

На примере действующей скважины XX25 показаны технологические параметры после проведения зарезки бокового ствола (рис. 2а, б). До проведения ГТМ скважина работала с высокой обводненностью и низкими дебитами по нефти. Очевидно, что при таких условиях эксплуатации скважины, предприятие может терять существенную часть прибыли. После удачно проведенного мероприятия по зарезке бокового ствола показатели значительно улучшились – снизилась обводненность продукции, кратно увеличился дебит нефти.

Наиболее значимыми критериями оценки эффективности ГТМ являются основные характеристики месторождений, которые влияют на выбор системы разработки и ГТМ, и, следовательно, на комплекс затрат. На основе анализа особенностей месторождений и капитальных вложений на проведение конкретного ГТМ будут сформулированы предложения по оптимизации затрат и на примере действующих скважин проведен экономический расчет.

Для того чтобы полно оценить эффективность ГТМ необходимо рассматривать как технологический, так и экономический эффект, поскольку на стадии проектирования это позволяет наиболее полно проанализировать целесообразность и своевременность проведения ГТМ на конкретной скважине с индивидуальными технологическими и геологическими характеристиками.

Технологическую эффективность ГТМ оценивают по следующим показателям:

- увеличение (прирост добычи нефти) в результате проведения ГТМ;
- снижение обводненности добываемой продукции;
- сокращение трудоёмкости работ;
- типовые коэффициенты:
 - коэффициент успешности проводимых мероприятий;
 - коэффициент эффективности проводимых мероприятий. [Макаров,

2009]

В систему оценочных показателей экономической эффективности ГТМ включаются:

- единовременные затраты на проведение ГТМ;
- дополнительные эксплуатационные затраты на добычу продукции скважины;
- выручка от реализации дополнительной продукции скважины.

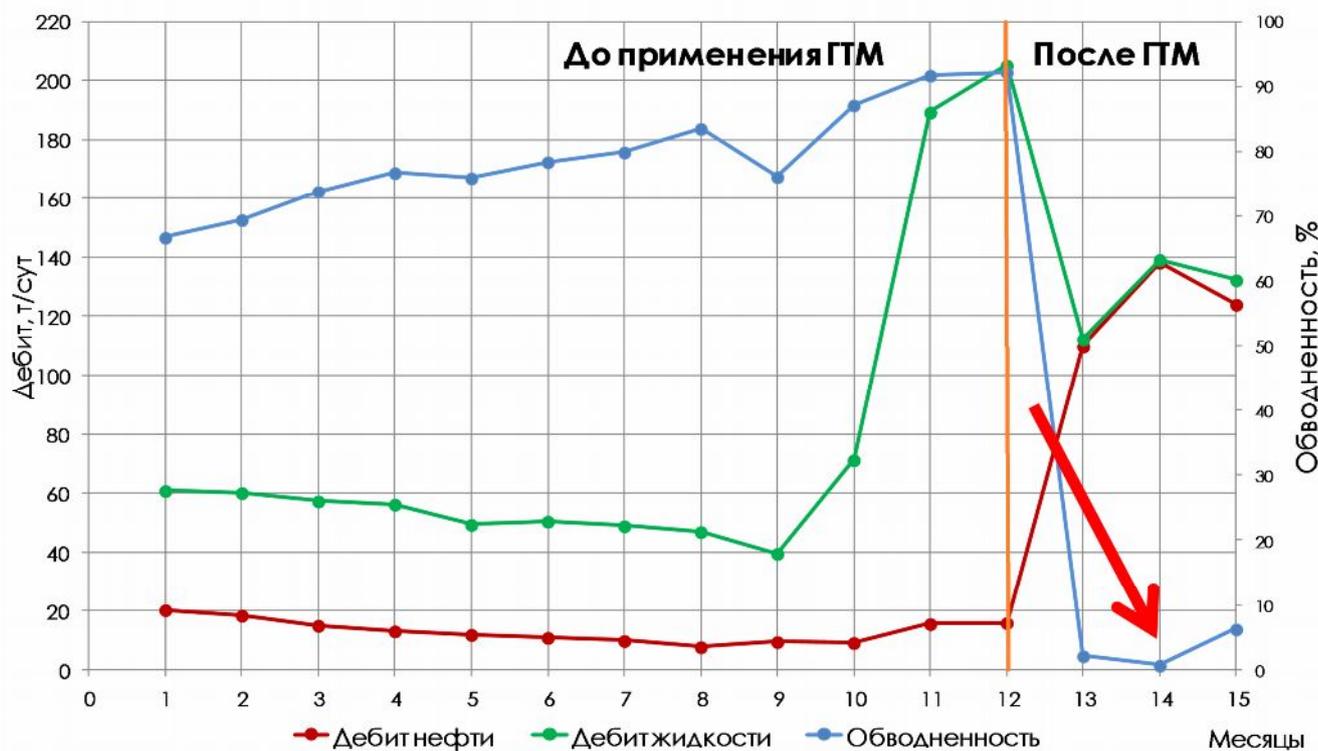


Рис. 2а. Динамика показателей разработки скважины XX25 (дебит нефти, жидкости, обводненность)

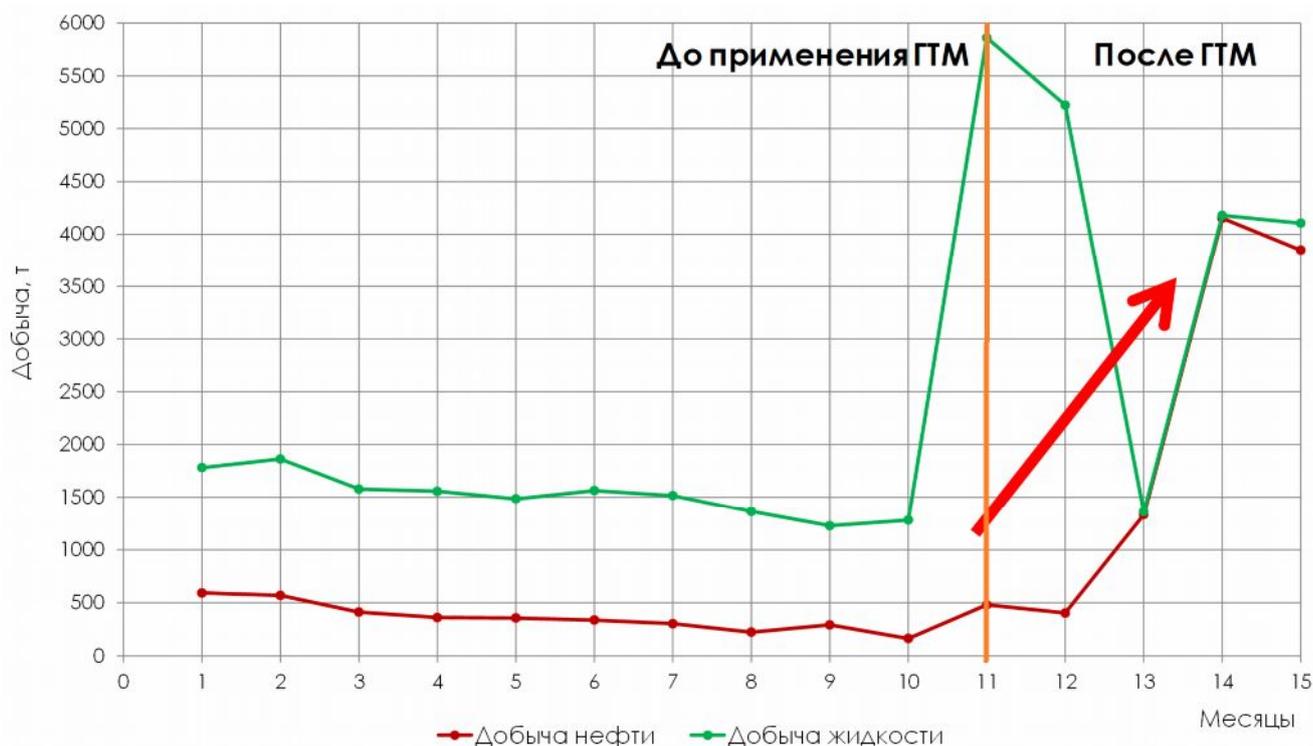


Рис. 26. Динамика показателей разработки скважины XX25 (добыча нефти, жидкости)

Необходимо отметить, что кроме прироста добычи нефти на экономический результат внедрения мероприятия оказывают влияние:

- затраты на внедрение ГТМ;
- обводненность продукции;
- себестоимость добычи нефти, особенно условно-переменные затраты, которые напрямую зависят от изменения объема производства;
- цена реализации нефти и действующая система налогообложения.

Существуют параметры, по которым оценивают целесообразность проведения ГТМ:

- ЧДД больше 0;
- ВНД больше ставки дисконтирования;
- индекс доходности больше единицы;
- срок окупаемости минимален. [Макаров, 2009].

При проведении ГТМ учитываются следующие основные виды затрат:

- расходы на энергию по извлечению нефти – включаются энергетические затраты по механизированному способу извлечения (связанные с приведением в действие станков качалок и групповых приводов или сжатого воздуха и газа, нагнетаемого в скважину);

- расходы по искусственному воздействию на пласт – связаны с осуществлением мероприятий по интенсификации добычи нефти путем воздействия на пласт в целом (работы по законтурному, внутриконтурному, очаговому и площадному нагнетанию воды, газа);

- основная и дополнительная заработная плата производственных рабочих, связанных непосредственно с обслуживанием нефтяных, газовых и контрольных скважин (рабочих диспетчерского пульта, дежурного звена и операторов по добыче нефти, и осуществляющих другие работы на нефтепромысле);

- отчисления на социальное страхование – определяются по норме к сумме основной и дополнительной заработной платы (отчисления во внебюджетные фонды: пенсионный, занятости, медицинского и социального страхования);

- амортизация скважин – показывает отчисления на полное восстановление от стоимости нефтяных, газовых, оценочных, наблюдательных, контрольных и ожидающих ликвидации скважин;

- расходы по транспортировке нефти и газа - состоят из затрат по эксплуатации систем сбора и транспорта нефти и газа, предварительному сбросу воды и перекачке нефти;

- расходы по технологической подготовке нефти - это затраты по подготовке нефти различными способами до установленных стандартов качества;

- расходы на подготовку и освоение производства – это затраты на подготовительные работы, связанные с организацией новых нефтедобывающих управлений на вновь вводимых в разработку площадях;

- расходы на содержание и эксплуатацию оборудования – это затраты на содержание и эксплуатацию технологического и энергетического оборудования;

- цеховые расходы – включает затраты, связанные с организацией и цехов основного производства (ФОТ управленческого персонала цеха с отчислениями на социальные нужды, расходы на содержание и текущий ремонт зданий и сооружений, амортизация основных фондов общепромыслового назначения);

- общепроизводственные расходы – включают затраты на содержание инженерно-технологических служб, эксплуатации средств автоматизации и телемеханизации производственных процессов (расходы на командировки, служебный транспорт, почтово-телеграфные и телефонные расходы, ремонт и содержание дорог, подготовка кадров, экологические платежи и др.);

- прочие производственные расходы – включают платежи и налоги, возмещаемые в себестоимость добычи нефти: налог на добычу полезных ископаемых, местные налоги и др.

- коммерческие расходы – включаются энергетические затраты для перекачки нефти и амортизационные отчисления на реновацию трубопроводов и других основных средств.

Первый вариант по оптимизации затрат относится к обработке призабойной зоны пласта кислотными составами. Анализ и расчеты выполнены для следующих условий:

- месторождение с карбонатным коллектором, характеризующееся низкими фильтрационно-емкостными свойствами, высокой трещиноватостью и расчлененностью;
- в скважинах проводятся массивованные соляно-кислотные обработки (МСКО), концентрация реагента 12%;
- режим эксплуатации скважин на месторождении – фонтанный или газлифтный;
- показатели работы скважины XX1 до и после проведения МСКО представлены в таблице 1;
- ожидаемая добыча нефти после проведения операции составляет в 1-й год – 5009 т, во 2-й год – 3289 т;
- предполагается, что эффект от ГТМ будем сохраняться в течение двух лет (дебит по нефти достигнет первоначального, т.е. до проведения МСКО – 7 т/сут).

При существующей технологии для обеспечения работ по соляно-кислотным обработкам (или МСКО) требуется 8-12 человек бригады капитального ремонта скважин (КРС). Весь комплекс мероприятий выполняется в течение 24 часов.

Таблица 1

Параметры работы скважины XX1 до и после проведения МСКО

Параметр	ГТМ - Кислотная обработка		
	ед. изм.	ДО	ПОСЛЕ
Дебит нефти	т/сут	7	17,0
Дебит жидкости	т/сут	7	17,0
Обводненность	%	0	0

Авторами предлагается использование технологии «безподходной ОПЗ», которая позволяет уменьшить количество человек, выполняющих операцию, до четырех, а также снизить время проведения работ до 12 часов (при данной технологии не требуется подъем оборудования). Технология также позволяет проводить обработку через затрубное пространство скважины без ее остановки.

В целом затраты на проведение «безподходной ОПЗ» на 34 условные денежные единицы (у.е.) ниже, чем в базовом варианте и составляют 176 у.е. Таким образом, при условно одинаковом приросте добычи нефти срок окупаемости предложенного метода составляет примерно 1,1 мес. вместо 1,6 мес. базового варианта.

В таблицах 2 и 3 приведены расчетные показатели по базовому варианту (существующая технология) и предлагаемому.

Второй вариант оптимизации затрат относится к зарезке бокового горизонтального ствола в скважине XX2 (ЗБГС).

Анализ и расчеты выполнены для следующих условий:

- месторождение с карбонатным коллектором, характеризующееся низкими фильтрационно-емкостными свойствами, высокой трещиноватостью и расчлененностью;
- показатели работы скважины XX2 до и после проведения мероприятия для базового и предлагаемого вариантов представлены в таблицах 4 и 5;
- режим эксплуатации скважин на месторождении – фонтанный или газлифтный;
- ожидаемая добыча нефти после проведения операции для базового и предлагаемого вариантов представлена в таблице 6;
- предполагается, что эффект от ГТМ будем сохраняться в течение 5 лет (дебит по нефти достигнет первоначального, т.е. до проведения ЗБГС – 2 т/сут).

Для обеспечения наилучшей гидродинамической сообщаемости в системе «скважина – пласт» авторами рекомендуется провести в комплексе зарезку бокового горизонтального ствола с массивированной соляно-кислотной обработкой (концентрация реагента – 12%).

Очевидно, что МСКО после бурения БГС дает существенное увеличение дебита по нефти более чем на 40%. Инвестиции в базовый вариант составляют 4235 у.е., в предлагаемый вариант – 4477 у.е. Однако за счет значительного прироста дебита по нефти эффективность предлагаемого метода выше: срок окупаемости составляет 13 мес. (в базовом варианте – 34 мес.), чистый дисконтированный доход за 5 лет составляет 4144 у.е. (в базовом варианте – 426 у.е.) Расчетные параметры приведены в таблицах 7 и 8.

Третий вариант оптимизации затрат относится к применению технологии гидравлического разрыва пласта в горизонтальной скважине XX3 на месторождении, где ГРП является основным методом повышения нефтеотдачи.

Таблица 2

Экономические показатели скважины XXI для базового варианта

Показатель	1 год				2 год			
	Месяцы расчетного периода							
	1	4	8	12	1	4	8	12
1. Инвестиции (затраты на проведение ГТМ), у.е.	176							
2. Выручка от реализации нефти (1 т нефти = 0,99 у.е.), у.е.	471	439	401	355	345	304	256	209
3. Переменные затраты на добычу нефти, у.е.	40	40	40	40	40	40	40	40
4. Налог на добычу нефти (НДПИ = 0,6 у.е./т нефти), у.е.	259	241	221	195	190	167	141	115
5. Всего затрат на добычу нефти, у.е.	475	281	260	235	229	207	181	154
6. Валовая прибыль, у.е.	-4	158	141	120	115	97	76	54
7. Налог на прибыль (20%), у.е.	0	32	28	24	23	19	15	11
8. Чистая прибыль, у.е.	-4	126	113	96	92	78	61	43
10. Чистый доход (сальдо по проекту в целом), у.е.	-4	126	113	96	92	78	61	43
11. Накопленный чистый доход, у.е.	-4	384	857	1258	1350	1590	1859	2052
12. Коэффициент дисконтирования (10%)	1,00	1,00	1,00	1,00	0,90	0,90	0,90	0,90
13. Дисконтированный доход, у.е.	-4	126	113	96	83	70	54	39
14. Чистый дисконтированный доход (ЧДД), у.е.	-4	384	857	1258	1341	1557	1799	1973
15. Срок окупаемости, мес.	1,1 мес.							
17. Добыча нефти за месяц, т	474	442	405	358	347	307	258	210
18. Дебит нефти, т/сут	17,0	15,5	13,7	12,2	11,8	10,8	8,8	7,1

Таблица 3

Экономические показатели скважины XX1 для предлагаемого варианта

Показатель	1 год				2 год			
	Месяцы расчетного периода							
	1	4	8	12	1	4	8	12
1. Инвестиции (затраты на проведение ГТМ), у.е.	210							
2. Выручка от реализации нефти (1 т нефти = 0,99 у.е.), у.е.	471	439	401	355	345	304	256	209
3. Переменные затраты на добычу нефти, у.е.	40	40	40	40	40	40	40	40
4. Налог на добычу нефти (НДПИ = 0,6 у.е./т нефти), у.е.	259	241	221	195	190	167	141	115
5. Всего затрат на добычу нефти, у.е.	508	281	260	235	229	207	181	154
6. Валовая прибыль, у.е.	-38	158	141	120	115	97	76	54
7. Налог на прибыль (20%), у.е.	0	32	28	24	23	19	15	11
8. Чистая прибыль, у.е.	-38	126	113	96	92	78	61	43
10. Чистый доход (сальдо по проекту в целом), у.е.	-38	126	113	96	92	78	61	43
11. Накопленный чистый доход, у.е.	-38	350	824	1224	1316	1556	1825	2018
12. Коэффициент дисконтирования (10%)	1,00	1,00	1,00	1,00	0,90	0,90	0,90	0,90
13. Дисконтированный доход, у.е.	-38	126	113	96	83	70	54	39
14. Чистый дисконтированный доход (ЧДД), у.е.	-38	350	824	1224	1307	1523	1765	1939
15. Срок окупаемости, мес.	1,6 мес.							
17. Добыча нефти за месяц, т	474	442	405	358	347	307	258	210
18. Дебит нефти, т/сут	17,0	15,5	13,7	12,2	11,8	10,8	8,8	7,1

Таблица 4

Показатели работы скважины XX2 до и после проведения ЗБГС

Параметр	ГТМ - зарезка БГС (базовый вариант)		
	ед. изм.	ДО	ПОСЛЕ
Дебит нефти	т/сут	2,0	21,0
Дебит жидкости	т/сут	2,0	21,0
Обводненность	%	0	0

Таблица 5

Показатели работы скважины XX2 до и после проведения ЗБГС + МСКО

Параметр	ГТМ - зарезка БГС + МСКО		
	ед. изм.	ДО	ПОСЛЕ
Дебит нефти	т/сут	2,0	36,2
Дебит жидкости	т/сут	2,0	36,2
Обводненность	%	0	0

Таблица 6

Ожидаемая добыча нефти скважины XX2 для базового и предлагаемого вариантов

Годы	Добыча нефти, т	
	Базовый вариант (ЗБГС)	ЗБГС + МСКО
1	5278	9097
2	3201	5518
3	2238	3858
4	1694	2920
5	1418	2444

Таблица 7

Экономические показатели при использовании базового варианта

Показатель	Годы расчетного периода				
	1	2	3	4	5
1. Инвестиции (затраты на проведение ГТМ), у.е.	4235				
2. Выручка от реализации нефти (1 т нефти=0,99 у.е.), у.е.	5236	3176	2220	1681	1407
3. Переменные затраты на добычу нефти, у.е.	233	233	233	233	233
4. Налог на добычу нефти (НДПИ=0,48 у.е./т нефти), у.е.	2554	1549	1083	820	686
5. Всего затрат на добычу нефти, у.е.	7022	1782	1316	1053	919
6. Валовая прибыль, у.е.	-1786	1394	904	628	488
7. Налог на прибыль (20 %), у.е.	0	279	181	126	98
8. Чистая прибыль, у.е.	-1786	1115	724	502	390
10. Чистый доход (сальдо по проекту в целом), у.е.	-1786	1115	724	502	390
11. Накопленный чистый доход, у.е.	-1786	-671	53	555	946
12. Коэффициент дисконтирования (10 %)	1,00	0,90	0,81	0,73	0,66
13. Дисконтированный доход, у.е.	-1786	1004	586	366	256
14. Чистый дисконтированный доход (ЧДД), у.е.	-1786	-782	-196	170	426
15. Срок окупаемости, мес.	34 мес.				
17. Добыча нефти за год, т	5278	3201	2238	1694	1418

Таблица 8

Экономические показатели при использовании предлагаемого варианта

Показатель	Годы расчетного периода				
	1	2	3	4	5
1. Инвестиции (затраты на проведение ГТМ), у.е.	4477				
2. Выручка от реализации нефти (1 т нефти=0,99 у.е.), у.е.	9026	5475	3828	2897	2425
3. Переменные затраты на добычу нефти, у.е.	233	233	233	233	233
4. Налог на добычу нефти (НДПИ=0,48 у.е./т нефти), у.е.	4403	2671	1867	1413	1183
5. Всего затрат на добычу нефти, у.е.	9113	2903	2100	1646	1416
6. Валовая прибыль, у.е.	-86	2571	1728	1251	1009
7. Налог на прибыль (20 %), у.е.	0	514	346	250	202
8. Чистая прибыль, у.е.	-86	2057	1382	1001	807
10. Чистый доход (сальдо по проекту в целом), у.е.	-86	2057	1382	1001	807
11. Накопленный чистый доход, у.е.	-86	1971	3353	4354	5161
12. Коэффициент дисконтирования (10 %)	1,00	0,90	0,81	0,73	0,66
13. Дисконтированный доход, у.е.	-86	1851	1120	730	530
14. Чистый дисконтированный доход (ЧДД), у.е.	-86	1765	2884	3614	4144
15. Срок окупаемости, мес.	13 мес.				
17. Добыча нефти за год, т	9097	5518	3858	2920	2444

Анализ и расчеты выполнены для следующих условий:

- месторождение с терригенным коллектором, содержащим карбонатный цемент, характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами (0,5–7 мД);
- показатели работы скважины ХХЗ до и после проведения мероприятия для базового и предлагаемого вариантов представлены в таблицах 9 и 10;
- режим эксплуатации скважин на месторождении – ЭЦН;
- ожидаемая добыча нефти после проведения операции для базового и предлагаемого вариантов представлена в таблице 11;
- предполагается, что эффект от ГТМ будем сохраняться в течение 5 лет (дебит по нефти достигнет первоначального, т.е. до проведения ЗБГС – 14,1 т/сут).

Авторами предлагается провести в горизонтальной скважине ХХЗ многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП), что позволит значительно увеличить приток жидкости в скважину, а, следовательно, повысить дебит нефти. Стоит отметить, что затраты на проведение МГРП кратно выше, однако такие статьи расходов, как оплата бригады КРС и стоимость хвостовика остаются неизменными, как для обычного ГРП, так и для многостадийного (в рассматриваемом варианте – 4 стадии). Инвестиции в базовый вариант составляют 726 у.е., а в предлагаемый 3630 у.е. За счет значительного увеличения дебита нефти срок окупаемости МГРП составляет 1 мес. (обычного ГРП – 2 мес.), чистый дисконтированный доход за 5 лет – 17427 у.е. (обычного ГРП – 13743 у.е.).

Таблица 9

Показатели работы скважины XX3 до и после проведения ГРП

Параметр	ГТМ - ГРП (базовый вариант)		
	ед. изм.	ДО	ПОСЛЕ
Дебит нефти	т/сут	14,1	73,5
Дебит жидкости	т/сут	14,1	73,5
Обводненность	%	0	0

Таблица 10

Показатели работы скважины XX3 до и после проведения МГРП

Параметр	ГТМ - МГРП		
	ед. изм.	ДО	ПОСЛЕ
Дебит нефти	т/сут	14,1	102,6
Дебит жидкости	т/сут	14,1	102,6
Обводненность	%	0	0

Таблица 11

Ожидаемая добыча нефти скважины XX3 для базового и предлагаемого вариантов

Год	Добыча нефти, т	
	Базовый вариант	Предлагаемый вариант
1	18471	25784
2	11203	15639
3	7833	10934
4	5929	8276
5	4962	6927

В таблицах 12 и 13 представлены расчетные параметры для базового и предлагаемого вариантов.

Таким образом, в работе:

- рассмотрены наиболее значимые критерии оценки эффективности ГТМ;
- приведены основные виды затрат на проведение ГТМ;
- отражены характеристики месторождений, такие как геологическое строение, тип и свойства коллектора, которые влияют на выбор системы разработки и ГТМ;
- разработаны решения, позволяющие повысить уровень рентабельности добычи нефти за счет оптимизации затрат на проведение буровых работ и ГТМ:
 - применение «безподходной» обработки призабойной зоны пласта;
 - бурение бокового горизонтального ствола в скважине с последующей МСКО;
 - применение метода многостадийного ГРП в горизонтальной скважине.

• на примере действующих скважин проведен комплексный анализ эффективности геолого-технических мероприятий базового и рекомендуемого вариантов, а также рассчитаны основные экономические параметры.

Таблица 12

Экономические показатели скважины XX3 базового варианта

Показатель	Годы расчетного периода				
	1	2	3	4	5
1. Инвестиции (затраты на проведение ГТМ), у.е.	726				
2. Выручка от реализации нефти (1 т нефти = 0,99 у.е.), у.е.	18327	11116	7772	5882	4923
3. Переменные затраты на добычу нефти, у.е.	259	259	259	259	259
4. Налог на добычу нефти (НДПИ = 0,6 у.е./т нефти), у.е.	10080	6114	4274	3235	2708
5. Всего затрат на добычу нефти, у.е.	11065	6373	4533	3494	2967
6. Валовая прибыль, у.е.	7262	4743	3238	2388	1957
7. Налог на прибыль (20 %), у.е.	1452	949	648	478	391
8. Чистая прибыль, у.е.	5810	3795	2591	1911	1565
10. Чистый доход (сальдо по проекту в целом), у.е.	5810	3795	2591	1911	1565
11. Накопленный чистый доход, у.е.	5810	9605	12195	14106	15671
12. Коэффициент дисконтирования (10 %)	1,00	0,90	0,81	0,73	0,66
13. Дисконтированный доход, у.е.	5810	3415	2098	1393	1027
14. Чистый дисконтированный доход (ЧДД), у.е.	5810	9225	11324	12716	13743
15. Срок окупаемости, мес.	2 мес.				
17. Добыча нефти за год, т	18471	11203	7833	5929	4962

Таблица 13

Экономические показатели скважины XX3 предлагаемого варианта (МГРП)

Показатель	Годы расчетного периода				
	1	2	3	4	5
1. Инвестиции (затраты на проведение ГТМ), у.е.	3630				
2. Выручка от реализации нефти (1 т нефти = 0,99 у.е.), у.е.	25583	15517	10848	8211	6872
3. Переменные затраты на добычу нефти, у.е.	259	259	259	259	259
4. Налог на добычу нефти (НДПИ = 0,6 у.е./т нефти), у.е.	14071	8534	5967	4516	3780
5. Всего затрат на добычу нефти, у.е.	17960	8793	6225	4775	4039
6. Валовая прибыль, у.е.	7624	6724	4623	3436	2834
7. Налог на прибыль (20 %), у.е.	1525	1345	925	687	567
8. Чистая прибыль, у.е.	6099	5379	3698	2749	2267
10. Чистый доход (сальдо по проекту в целом), у.е.	6099	5379	3698	2749	2267
11. Накопленный чистый доход, у.е.	6099	11478	15176	17925	20192
12. Коэффициент дисконтирования (10 %)	1,00	0,90	0,81	0,73	0,66
13. Дисконтированный доход, у.е.	6099	4841	2996	2004	1487
14. Чистый дисконтированный доход (ЧДД), у.е.	6099	10940	13936	15940	17427
15. Срок окупаемости, мес.	1 мес.				
17. Добыча нефти за год, т	25784	15639	10934	8276	6927

На основе результатов были сформулированы следующие рекомендации:

- перед проведением кислотных обработок в скважинах рекомендуется выполнить лабораторные исследования для выявления оптимальной концентрации реагента с целью повышения эффективности обработки ПЗП;

- при проведении буровых работ и других мероприятий необходимо направить усилия на сокращение сроков выполнения операций, а также на оптимизацию времени простоя бригады КРС (час простоя около 6000 руб.);

- при операциях, требующих остановку скважины, необходимо проводить исследования по выбору оптимального состава жидкости глушения;

- при разработке геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи нефтяных пластов необходима оптимизация затрат на их проведение.

Литература

Макаров А.В. Экономические вопросы проектирования и разработки нефтяных месторождений – СПб: «Недра», 2009. – 196 с.

Пресс-служба Минприроды России от 30.09.2013. – Фискальные аспекты воспроизводства минерально-сырьевой базы. URL: <http://www.mnr.gov.ru/news/detail.php?ID=131495>.

Galyautdinov I.M., Sirota A.S.

LLC «Gazpromneft Science and Technology Center», Saint-Petersburg, Russia,
galyautdinov_ilyas@mail.ru, sirota.as@gazpromneft-ntc.ru.

OPTIMIZATION OF COST IMPLEMENTATION OF ENHANCED OIL RECOVERY ACTIVITY

The most important technological and economic efficiency indicators for workover activity on oilfields are described. The methods of enhanced oil recovery and measures for reduction of workover activity cost are proposed. The major economic efficiency indicators of workover activity are calculated.

Key words: *efficiency analysis, workover activity, analysis criteria, cost optimization, oil field development, enhanced oil recovery methods, oil production, cost control.*

References

Makarov A.V. *Ekonomicheskie voprosy proektirovaniya i razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Economic problems of design and development of oil fields]. Saint-Petersburg: Nedra, 2009, vol. 196.

The press service of the Ministry of Natural Resources and Environmental Protection of the Russian Federation, 30.09.2013. – Fiscal aspects of reproduction mineral resources base. URL: <http://www.mnr.gov.ru/news/detail.php?ID=131495>.

© Галютдинов И.М., Сирота А.С., 2014