

УДК 553.98

Эффективность применения технологии плазменно-импульсного воздействия

© В.С. Софин, Н.Г. Уразова

Иркутский государственный технический университет, г. Иркутск, Россия

Авторами данной статьи предложен подход к определению экономической эффективности применения одного из инновационных методов интенсификации притоков углеводородов – технологии плазменно-импульсного воздействия на пласт. Приведены основные сравнительные характеристики технологии плазменно-импульсного воздействия, определены преимущества предложенного метода и условия его применения. С помощью разработанного авторами алгоритма произведен расчет и дано экономическое обоснование данного геолого-технического мероприятия в трех вариантах – базовый, варианты с пониженным и повышенным значением коэффициента прироста дебита скважины.

Ключевые слова: нефтедобыча, коэффициент извлечения нефти, методы интенсификации притоков углеводородов, метод плазменно-импульсного воздействия, экономическая эффективность

Effectiveness of Plasma-Pulse Technology

© Vyacheslav S. Sofin, Nina G. Urazova

Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

The authors of the article have proposed an approach to determining the economic efficiency of applying one of the innovative methods of intensifying hydrocarbon inflows – the technology of plasma-pulse impact on the reservoir. They give the main comparative characteristics of the plasma-pulse impact technology; determine the advantages of the proposed method and the conditions for its application. Using the algorithm developed by the authors, the calculation was made and the economic feasibility of this geological and technical measure was given in three versions: basic, options with a lower and a higher value of the coefficient of increase in well production.

Keywords: oil production, oil recovery coefficient, methods of intensification of hydrocarbon inflows, method of plasma-pulse impact, economic efficiency

В последние годы в связи с геополитической и экономической нестабильностью мирового рынка нефти особую актуальность приобретает задача повышения эффективности нефтедобычи. При известной ограниченности возможностей разработки новых месторождений возникает вопрос о повышении эффективности использования действующих месторождений за счет расширения потенциальных возможностей каждой скважины вне зависимости от срока ее эксплуатации. Решение этой проблемы в принципе возможно и без осуществления значительных инвестиций, к примеру, применением методов интенсификации. На сегодняшний день существует множество различных технологий интенсификации добычи углеводородов, однако, на практике выбор конкретных технологий часто осуществляется без достаточного научного и экономического обоснования. При этом очевидно, что научный подход к решению данной проблемы практически гарантирует высокий технический и, соответственно, экономический эффект для любых, в том числе уникальных геологических условий и проблем.

Интенсификация притоков нефти в настоящее и ближайшее десятилетия является одной из важнейших задач энергообеспечения страны. Рациональное развитие сырьевой базы нефтяной промышленности России зависит от двух основных условий: во-первых, от прироста объемов запасов нефти промышленных категорий за счет геологоразведочных работ, во-вторых, от прироста извлекаемых запасов нефти на разрабатываемых месторождениях за счет более полного извлечения нефти из пластов, то есть за счет интенсификации притоков [1].

По своей сути интенсификация притока нефти представляет собой увеличение темпов добычи нефти и газа, которое происходит в результате воздействия на околоскважинную зону пласта, а также на удаленные зоны пласта или не вовлеченные ранее в разработку области.

Показателями интенсификации являются коэффициент извлечения нефти (КИН) и накопленная добыча. Стоит отметить, что в нефтедобыче российские компании имеют практически самый низкий в мире коэффициент извлечения нефти из недр – 30%, в то время как в США этот показатель равен 50%. Именно поэтому для отечественных нефтегазодобывающих компаний так важно внедрять инновационные технологии по интенсификации добычи углеводородного сырья (УВС) для повышения рентабельности, увеличения КИН, снижения экологической нагрузки. При этом важно, что при разработке новых, а также совершенствовании существующих методов интенсификации притока важно учитывать конкретные условия их применения: особенности геологического строения, многообразие геолого-промысловых условий и характеристик продуктивных пластов.

Современные методы разработки нефтяных месторождений системой пробуренных скважин с применением различных методов интенсификации притоков углеводородов при всей их огромной экономической эффективности и быстрой окупаемости капиталовложений имеют существенный недостаток, заключающийся в том, что степень выработки пласта даже при самых благоприятных условиях не превышает 50% геологических запасов, а из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (низкопоровые и слабопроницаемые коллекторы, содержащие высоковязкие нефти, сильно обводненные залежи и др.) колеблется от 2 до 10% [2].

Перспективы дальнейшего увеличения добычи нефти обусловили необходимость внедрения новых передовых технологий на всех стадиях геологоразведочного процесса, бурения скважин, добычи и переработки углеводородов. На эксплуатируемых месторождениях, находящихся на поздней и завершающей стадиях разработки, в районах с развитой инфраструктурой задача повышения нефтеотдачи пластов особенно актуальна. Увеличение суммарного отбора нефти на месторождениях всего на несколько процентов позволяет получить дополнительно миллионы тонн нефти и газового конденсата, что особенно актуально для региональных независимых нефтедобывающих компаний.

Среди применяемых методов интенсификации инновационный метод плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) имеет массу преимуществ по сравнению с другими методами увеличения продуктивности скважин, такими как кислотная обработка, обработка плавиковой и соляной кислотой, тепловая обработка, гидравлический разрыв пласта, бурение и др. К основным преимуществам метода ПИВ можно отнести следующие [3]:

- экологическая чистота – технология работает в естественных геологических условиях скважин без добавок реагентов, что существенно снижает вредное воздействие на окружающую среду;
- возможность использования при любом уровне обводненности;
- улучшение проницаемости прискважинной зоны добывающих и нагнетательных скважин и продуктивных пластов в целом;
- значительное увеличение дебита нефти на скважинах, эксплуатируемых на месторождениях поздней стадии разработки;
- кратное увеличение приемистости нагнетательных скважин вне зависимости от их предыдущего назначения;
- воздействие на соседние с обрабатываемой скважины, которые откликаются положительным дебитом (на расстоянии до 1800 метров от места проведения);
- положительные результаты на месторождениях в коллекторах любой геологической сложности;
- безопасность в эксплуатации;
- сокращение периода освоения новой скважины и срок вывода ее на режим эксплуатации.

Принцип метода основан на моделировании нелинейных процессов, происходящих в продуктивном пласте, которое позволяет рассматривать продуктивную залежь как совокупность колебательных систем (нелинейный осциллятор в неравновесной упругой среде), на которую можно воздействовать путем внешних вынужденных колебаний. Важнейшей особенностью неравновесной среды является то, что даже небольшая возмущающая сила может привести к непропорционально большому эффекту (триггерный эффект). Важно, чтобы воздействие было периодическим.

Необходимое количество периодических импульсов «накачки» зависит от горно-геологических, фильтрационно-емкостных и других особенностей залежи, свойств пластовых флюидов и рассчитывается по специальной методике. Иницилируемые импульсы через равные промежутки времени с определенным давлением на начальном этапе создают ударную волну, которая в упругой среде вызывает упругие колебания во всей газо-жидкостной поровой системе.

Дальность действия плазменно-импульсного воздействия на пласт при определенных геологических условиях может составлять до 1800 м. Поэтому скважины, находящиеся на обрабатываемом пласте, зачастую воспринимают это воздействие. За счет очистки пор коллектора, образования новых трещин, лучшей отмываемости нефти повышается подвижность пластового флюида, снижается обводненность и увеличивается дебит добываемой продукции, обрабатываемой и реагирующих скважин.

К выбору объектов воздействия необходимо отнестись с особой внимательностью. Поскольку остаточные запасы сосредоточены в слабодренлируемых зонах с коллекторами сложного строения, необходимо сделать комплексную оценку геолого-промысловых показателей и выбрать такие скважины, которые после воздействия на призабойную зону «ответят» рентабельным дебитом по кусту скважины в целом.

В качестве основной исходной промысловой информации используются месячные технологические режимы работы скважин, а также интерпретации геоинформационной системы (ГИС).

По результатам анализа полученных материалов строится адресная геологическая модель, на основании которой выбирается скважина для управляемого воздействия в целом по кусту.

Для проведения работ выбираются скважины, по которым накопленная добыча нефти не превышает 75% от удельных извлекаемых запасов на скважину. Данная величина рассчитывается как частное от деления суммарных извлекаемых запасов объекта разработки на количество скважин по технологической схеме разработки.

Предпочтение в выборе следует отдать скважинам, где в процессе разработки произошло ухудшение гидродинамической связи призабойной зоны с продуктивным пластом вследствие вторичной кольтматации. Показателем является медленное восстановление забойного давления до величины пластового.

Эффект от применения данной технологии на конкретной кустовой площадке или скважине зависит от различных условий, таких как: параметры продуктивного интервала, геологические особенности залежи (глубина и толщина залегания продуктивного пласта, пористость, проницаемость пласта и т.д.).

Рассмотрим пример эффективности применения технологии ПИВ на одной из нефтяных добывающих скважин региональной нефтяной компании (ООО «ИНК») [4]. Для расчета необходимо иметь следующие данные:

- объем первоначальных инвестиций (руб.);
- прирост производительности после внедрения технологии (повышение дебита, т/сут.);
- себестоимость единицы сверх добытого сырья (руб./т);
- стоимость реализации единицы товарной продукции (руб./т).

Объем первоначальных инвестиций определяется ценой заключенного контракта. Как показывает опыт компании «Новас», средняя стоимость контракта в России составляет порядка 933 750 руб. [5]. В стоимость контракта входит весь перечень услуг, необходимых для успешного применения технологии ПИВ на месторождении, включая:

- проектно-изыскательские работы, с технико-экономическим обоснованием выбора объектов обработки и прогнозным расчетом прироста производительности;
- доставку необходимого оборудования на месторождение;
- проведение плазменно-импульсного воздействия;
- мониторинг показателей после обработки.

Для расчета прироста производительности взят коэффициент, равный 0,1. По данным компании «Новас» [5], этот коэффициент является усредненным и используется в базовом расчете прироста эффективности. Уже после базового осуществляется подробный расчет (по запатентованной технологии, принадлежащей компании «Новас») с поправкой на геологию залегания пласта, степень выработки запасов, параметров скважин и т.д.

Для определения прироста дополнительной добычи нефти на скважине в первом году после проведения мероприятия сначала нужно определить, с каким уровнем дебита будет осуществляться мероприятие. Условно возьмем скважину с дебитом 25 т/сут.

Условно-переменные затраты в себестоимости одной тонны нефти, $Z_{пер}$, составят 9250,5 руб./т [4].

Цена реализации тонны нефти, C , пусть составляет 27 751,05 руб./т [4].

Расчет производится по алгоритму, подставленному ниже [6]:

1. Дополнительная добыча нефти за год после проведения ПИВ определим по формуле

$$\Delta Q = q_n \cdot K_э \cdot n, \quad (1)$$

где q_n – расчетный прирост дебита нефти скважины, т/сут.;

$K_э$ – коэффициент эксплуатации скважины, доли единиц (0,95);

n_t – число суток работы скважины в году после проведения ПИВ в году t , сут.

Время работы скважины после проведения ПИВ: в первом году – 180 суток, во втором – 365 суток.

Анализ динамики прироста дебитов нефти после ПИВ показывает, что продолжительность технологического эффекта от его проведения составляет в среднем от 6 до 24 месяцев (в некоторых случаях и больше в зависимости от геологических условий залегания нефти), но с последующим течением времени темп снижения эффективности от ПИВ составляет до 5% в год. То есть расчетное значение дебита в году t после проведения мероприятия составит:

$$q_{nt} = q_{nt-1} - \frac{q_{nt-1} \times 5\%}{100\%}, \quad (2)$$

где q_{nt} – расчетный прирост дебита нефти скважины в отчетном году t ,

q_{nt-1} – расчетный прирост дебита нефти скважины в году, предыдущем отчетному, $t-1$, год.

В данной работе продолжительность технологического эффекта от ПИВ возьмем равной 2-м годам. Соответственно, годовая добыча нефти с учетом постепенного обводнения скважины в году t ($t \in T$) составит:

$$\Delta Q'_t = \Delta Q - \Delta Q_{обв}, \quad (3)$$

где $\Delta Q_{обв}$ – ежегодные потери добычи нефти на обводненность, т.

Ежегодные потери на обводненность на исследуемой скважине составляют 31,7 т/год.

2. Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти в году t определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q'_t \cdot C, \quad (4)$$

где C – цена одной тонны нефти, руб./т.

3. Текущие затраты на проведение мероприятия в году t определяются как

$$\Delta Z_{текст} = Z_{ПИВ} + Z_{допт}, \quad (5)$$

где $Z_{ПИВ}$ – стоимость проведения ПИВ, руб.;

$Z_{допт}$ – затраты на дополнительную добычу нефти в году t , руб.

4. Затраты на дополнительную добычу нефти в году t определяются по формуле

$$Z_{допт} = \Delta Q'_t \cdot Z_{пер}. \quad (6)$$

5. Прирост прибыли от проводимого мероприятия в году t определяется по формуле

$$\Delta \Pi_t = \Delta B_t - \Delta Z_{текст}. \quad (7)$$

6. Налог на дополнительную прибыль в году t определяется по формуле

$$\Delta H_{пт} = \frac{\Delta \Pi_t \times H}{100\%}, \quad (8)$$

где H – ставка налога на прибыль, %.

Ставка налога на прибыль в Иркутской области – 20%.

7. Прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле

$$\Delta ПДН_t = \Delta \Pi_t - \Delta H_{пт}. \quad (9)$$

8. Дисконтированный прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле

$$\Delta\text{ДПДН}_t = \Delta\text{ПДН}_t \cdot \alpha_t, \quad (10)$$

где α_t – коэффициент дисконтирования.

Ставку дисконта для нашего расчета примем равной 22%, что соответствует рассчитанной при помощи программного средства MS Office Excel внутренней норме доходности проекта (ВНД).

9. Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется как

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \Delta\text{ДПДН}_t. \quad (11)$$

10. Индекс доходности от проведения мероприятия определяется по формуле

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{\text{Э}_{\text{ПИВ}}}. \quad (12)$$

Для удобства расчетов занесем исходные данные в табл. 1.

Таблица 1

Исходные данные для расчета эффективности метода плазменно-импульсного воздействия

Показатель	Обозначение	Значение
Первоначальные затраты на ПИВ, руб.	$\text{Э}_{\text{ПИВ}}$	933 750,0
Расчетный прирост дебита нефти скважины, базовый вариант (10%), т/сут.	q_n	2,5
Расчетный прирост дебита нефти скважины, вариант с пониженным на 5 пунктов значением (5%) т/сут.	q_{n1}	1,25
Расчетный прирост дебита нефти скважины, вариант с повышенным на 5 пунктов значением (15%) т/сут.	q_{n2}	3,75
Условно-переменные затраты в себестоимости одной тонны нефти, руб./т	$\text{Э}_{\text{пер}}$	9 250,5
Коэффициент эксплуатации скважины, доли ед.	$K_э$	0,95
Ежегодные потери на обводненность на исследуемой скважине, т/год	$\Delta Q_{\text{обв}}$	31,7
Число суток работы скважины в году после проведения ПИВ в первом году, сут.	n_0	180
Число суток работы скважины в году после проведения ПИВ во втором году, сут.	n_1	365
Ставка налога на прибыль, %	H	20
Цена реализации тонны нефти, руб./т	Ц	27 751,05
Ставка дисконта, доли ед.	E	0,22

Теперь, зная все вводные и алгоритм расчета, приведем экономическое обоснование данного геолого-технического мероприятия в трех вариантах:

- базовый вариант – коэффициент прироста дебита скважины q_n равен 10%;
- вариант с пониженным на 5 пунктов значением коэффициента прироста дебита скважины q_n (5%);
- вариант с повышенным на 5 пунктов значением коэффициента прироста дебита скважины q_n (15%).

Каждый из вариантов просчитан при помощи программного средства Microsoft Excel, и представлен в виде сводной таблицы. Результаты расчетов по предложенному выше алгоритму сведены в табл. 2.

Результаты расчета трех вариантов проведения плазменно-импульсного воздействия, тыс. руб.

Показатель	Значение показателя за весь период проекта		
	Базовый вариант (10%)	-5% от базового (5%)	+5% к базовому (15%)
Дополнительная добыча нефти	1,25	0,63	1,88
Выручка от реализации дополнительно добытой нефти	32 958,01	15 599,30	50 316,73
Затраты на дополнительную добычу нефти	10 986,18	5 199,85	16 772,52
Затраты на ПИВ	933,75	933,75	933,75
Суммарные текущие затраты на проведение мероприятия	11 919,93	6 133,60	17 706,27
Прирост прибыли от проводимого мероприятия	21 038,08	9 465,70	32 610,46
Налог на дополнительную прибыль	4 207,62	1 893,14	6 522,09
Прирост потока денежной наличности	16 830,47	7 572,56	26 088,37
Дисконтированный поток денежной наличности (ЧДД)	14 717,12	6 558,19	22 876,05
Индекс доходности, руб./руб.	15,76	7,02	24,50

Как видно из табл. 2, проведение ПИВ на предложенной скважине позволит не только повысить эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа пласта, но и принесет дополнительный доход предприятию.

На основании полученных данных можно сделать вывод о том, что проведение плазменно-импульсного воздействия будет экономически оправданным как при базовом варианте, так и при варианте с пониженным коэффициентом прироста дебита, и тем более при варианте с повышенным коэффициентом прироста дебита.

Библиографический список

1. Газизова О.В., Галева А.Р. Инновационные технологии в нефтегазовом секторе России: миф или реальность // Вестник Казанского технологического университета. 2014. Т. 17. № 6. С. 247–251.
2. Щербинина Е.И. Внедрение инновационных технологий на нефтегазовых предприятиях в условиях кризиса // Молодежный научный форум: Общественные и экономические науки: электр. сб. ст. по материалам XLIV Междунар. студенческой науч.-практ. конф. № 4 (44). URL: [https://nauchforum.ru/archive/MNF_social/4\(44\).pdf](https://nauchforum.ru/archive/MNF_social/4(44).pdf) (10.05.2018).
3. Молчанов А.А., Агеев П.Г. Плазменно-импульсное воздействие на продуктивные пласты // Oil & Gas Journal, 2008. № 9 (22). С. 42–45.
4. Иркутская нефтяная компания [Электронный ресурс]. URL: <http://irkutskoil.ru/> (25.05.2018).
5. Novas Energy Services [Электронный ресурс]. URL: <http://novas-energy.ru/> (25.05.2018)
6. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа: учеб. пособие. М.: Нефть и газ, 2008. 296 с.

Сведения об авторах / Information about the Authors

Софин Вячеслав Сергеевич,
 магистрант,
 Иркутский национальный исследовательский технический университет,
 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Россия,
 e-mail: slavichkobelev@mail.ru

Vyacheslav S. Sofin,

Undergraduate,
Irkutsk National Research Technical University,
83 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia,
e-mail: slavichkobelev@mail.ru

Уразова Нина Геннадьевна,

кандидат экономических наук,
доцент кафедры управления промышленными предприятиями,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Россия,
e-mail: urazova_nina@mail.ru

Nina G. Urazova,

Cand. Sci. (Economics),
Associate Professor of Management of Industrial Enterprises Department,
Irkutsk National Research Technical University,
83 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia,
e-mail: urazova_nina@mail.ru