

УДК 622.276.003.1

**Бадретдинов И.А.**ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», Когалым, Россия, [optimat5@gmail.com](mailto:optimat5@gmail.com)**Карпов В.Г.**Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия, [vgkarp@yandex.com](mailto:vgkarp@yandex.com)

## КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ (ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ПОДХОД)

*Проанализированы существующие методы увеличения нефтеотдачи. Предлагается новая классификация методов увеличения нефтеотдачи с точки зрения экономических подходов: оценки экономической эффективности, включения в налогооблагаемую базу, способа увеличения ценности фирмы, которая разделяет применяемые методы увеличения нефтеотдачи на группы. Первая группа - методы, проводимые в уже законченных бурением скважинах, затраты на выполнение которых относятся к эксплуатационным затратам. Вторая группа - методы, затраты на выполнение которых относятся к капитальным затратам, включая мероприятия, проводимые во вновь вводимых скважинах или при реконструкции скважин. Приводится краткое описание применяемых в настоящее время методов увеличения нефтеотдачи.*

**Ключевые слова:** *методы увеличения нефтеотдачи, эксплуатационные затраты, капитальные затраты, экономическая эффективность бурения, классификация методов увеличения нефтеотдачи.*

Одним из важнейших показателей разработки нефтяного месторождения является объем применения методов увеличения нефтеотдачи, которые экономически эффективно воздействуют на флюиды углеводородов, рассеянные в заводненных зонах пластов, на остающиеся на поздней стадии разработки слабопроницаемые слои и пропластки в монолитных заводненных пластах, а также на обособленные линзы и зоны пласта, не охваченные дренированием при существующей системе добычи. Ясно, что при широком многообразии состояния остаточных запасов, большом различии свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных пластов существует несколько методов увеличения нефтеотдачи на всех объектах разработки.

Можно заметить, что в настоящее время применяется множество терминов с разным толкованием одних и тех же технологических процессов добычи нефти, кроме того, в отечественной литературе наблюдается путаница понятий, связанных с наименованием отдельных технологических процессов извлечения нефти из продуктивных пластов с применением методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

В настоящее время насчитывается большое количество методов увеличения нефтеотдачи, которые чаще объединяют в следующие группы: физические, физико-

химические и физические методы. В свою очередь физические методы подразделяют на тепловые (термические), гидродинамические, акустические и механические. Физические методы в основном используют для размягчения и удаления из призабойной зоны скважины твердых мелкодисперсных частиц. В частности, тепловые методы основываются на повышении температуры в пласте вокруг скважины и используются в продуктивных отложениях, насыщенных высоковязкими нефтями с повышенным содержанием парафина.

К физико-химическим методам обычно относят применение поверхностно-активных растворов или других агентов, которые обеспечивают диспергирование и удаление со стенок скважины или из пласта твердых частиц и фильтрата бурового раствора, а также водонефтяной эмульсии. Физическое воздействие на пласт иногда сопровождается виброакустическим или сейсмоакустическим воздействием. Также применяются методы депрессионного вскрытия продуктивных пластов, что обеспечивает более высокие первоначальные дебиты скважин.

Известны и другие способы классификации МУН. В частности, в работе [Сургучев, 1985] дается следующая классификация методов повышения нефтеотдачи продуктивных пластов: первичные, вторичные и третичные. К первичным методам относят те процессы добычи нефти, которые основаны на естественной энергии пласта, то есть водонапорный, упругий, газовый процессы эксплуатации скважин и различные их комбинации. Все процессы, основанные на закачке в продуктивный пласт (возврате) пластовой воды, включены во вторичные методы увеличения нефтеотдачи. К третичным по этой классификации отнесены методы, основанные на модификации вторичных методов, а также использующие самостоятельные способы интенсификации процессов извлечения нефти (рис. 1). При этом в отечественной литературе подобным образом не классифицируются множество экономически эффективных геолого-технических мероприятий, используемых нефтедобывающими предприятиями для повышения нефтеотдачи продуктивных пластов. Имеется в виду бурение наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных скважин, гидроразрыв пласта при бурении или углублении забоя скважин, резка боковых стволов с вертикальными или горизонтальными окончаниями, перевод скважин на вышележащие и нижележащие горизонты и т.д. Технология повышения нефтеотдачи пластов методом строительства горизонтальных скважин зарекомендовала себя в связи с увеличением числа нерентабельных скважин с малодебитной или обводненной продукцией и бездействующих аварийных скважин по мере перехода к более поздним стадиям разработки месторождений, когда обводнение продукции или падение пластовых давлений на многих

разрабатываемых участках (особенно в литологически неоднородных зонах нефтеносных пластов с трудноизвлекаемыми запасами) опережает выработку запасов при существующей плотности сетки скважин. Увеличение нефтеотдачи происходит за счет обеспечения большей площади контакта продуктивного пласта со стволом скважины (рис. 2).



Рис. 1. Существующие классификации методов увеличения нефтеотдачи

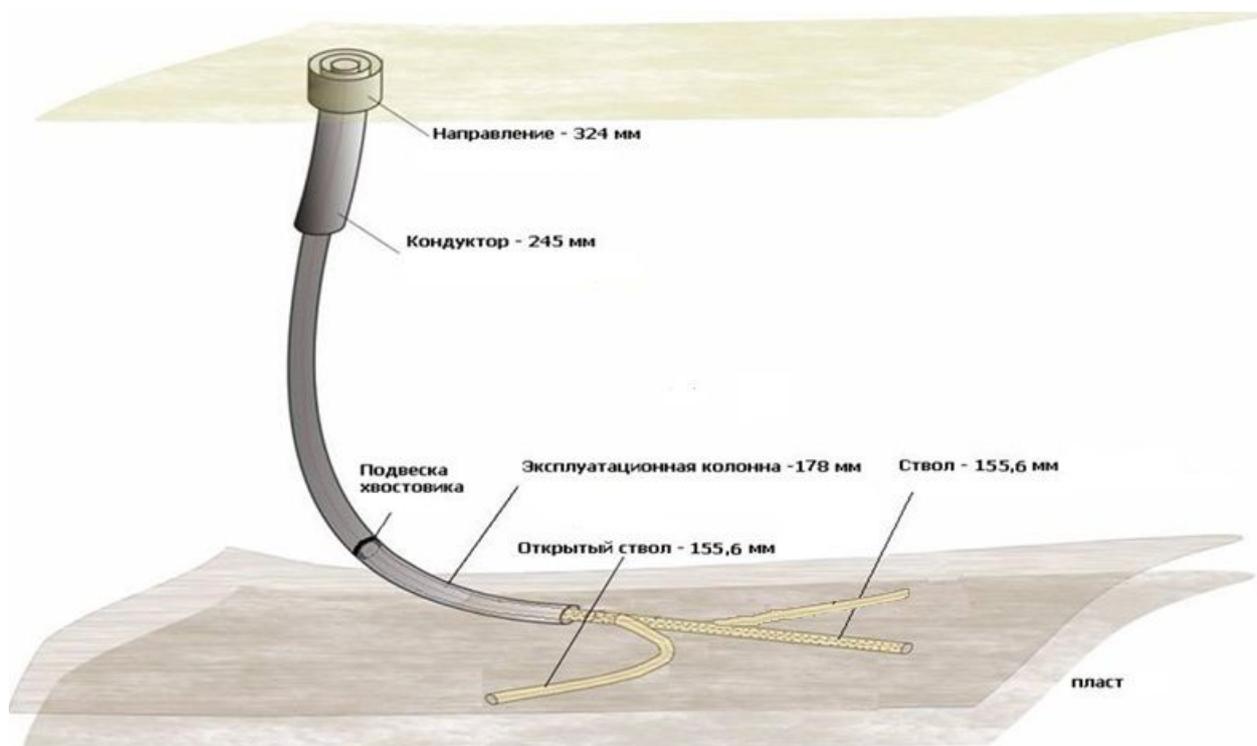


Рис. 2. Принципиальная конструкция скважины с горизонтальными окончаниями

Классификация методов повышения нефтеотдачи в действующих скважинах, по нашему мнению, должна основываться на экономических подходах:

- оценке экономической эффективности;
- включении в налогооблагаемую базу;

- способах увеличения ценности фирмы.

В настоящее время показатель экономического эффекта от внедрения методов повышения нефтеотдачи продуктивных пластов в действующих или вводимых из бездействия добывающих скважинах обычно рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_j = [\Delta Q(P - C_v) - C_j](1 - d) \quad (1)$$

где  $\mathcal{E}_j$  – экономический эффект от внедрения метода повышения нефтеотдачи продуктивных пластов на данной скважине, руб./скв.-обр.;  $\Delta Q$  – прирост добычи нефти после внедрения этого метода повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, т/скв.-обр.;  $P$  – расчетная цена реализации нефти, руб./т.;  $C_v$  – условно-переменные затраты на добычу 1 тонны нефти, руб./т.;  $C_j$  – затраты на проведение данного мероприятия по повышению нефтеотдачи продуктивных пластов, руб./скв.-обр.;  $d$  – ставка налога на прибыль, д.ед.

Затраты на дополнительное бурение проектного фонда скважин, бурение боковых стволов, перевод на другие горизонты и ввод в эксплуатацию длительно бездействующих скважин, не входящих в фонд добывающих, относятся к единовременным (инвестиционным) мероприятиям. Эффективность таких мероприятий осуществляется согласно Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов [1999, 2000], учитывающим отечественный и зарубежный опыт методологии оценки эффективности долговременно действующих мероприятий.

Для оценки проектов по этим рекомендациям используется комплекс основных стоимостных, относительных и временных показателей эффективности:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- индекс доходности (ИД);
- период окупаемости капитальных вложений;
- внутренняя норма возврата капитальных вложений (ВНД).

Например, относительно простой абсолютный экономический ЧДД находится как сумма дисконтированных потоков денежной наличности, приведенных к начальному (расчетному) году:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{(R_t - C_t)}{(1 + E)^t} \quad (2)$$

где  $R_t$  – стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия за год  $t$ , включая амортизационные отчисления, руб./год;  $C_t$  – стоимостная оценка полных затрат на осуществление мероприятия за год  $t$ , руб./год;  $E$  — норма приведения разновременных затрат, доли ед.;  $T$  – расчетный период действия технологического эффекта мероприятия.

Остальные показатели имеют более сложный экономический смысл.

Таким образом, методика оценки целесообразности проведения мероприятий, относящихся к инвестиционным затратам, резко отличается от методики оценки целесообразности проведения подобных мероприятий, относящихся к текущим затратам.

Следующим аспектом, имеющим важное экономическое содержание, является включение/невключение затрат в налогооблагаемую базу предприятия-недропользователя. Предприятия-недропользователи относят работы по бурению и оборудованию бокового ствола в эксплуатационной скважине к реконструкции скважин для исключения предъявления штрафных санкций и доначисления налога на прибыль со стороны налоговых органов. Таким образом, затраты на бурение новых эксплуатационных скважин, реконструкцию скважин (углубление забоя скважины, зарезка бокового ствола с вертикальным или горизонтальным окончанием, перевод скважины на вышележащий или нижележащий горизонт) не включаются в налогооблагаемую базу в отличие от МУН, затраты на выполнение которых относятся на себестоимость продукции.

Третий аспект, который необходимо учитывать при классификации МУН, относится к способам оценки ценности нефтегазодобывающего предприятия. В работе [Дамодаран, 2010] под «ценностью фирмы предлагается понимать приведенную ценность ожидаемых денежных потоков, как от существующих активов, так и от будущего роста, дисконтированных по стоимости капитала». Действующие эксплуатационные скважины представляют собой инвестиции, которые предприятие уже сделало, и они создают текущий операционный доход предприятия. Инвестиции в новые и реконструкцию старых скважин формируют новые денежные потоки.

Таким образом, классификация методов повышения нефтеотдачи, по нашему мнению, должна основываться на указанном экономическом подходе и может быть представлена в виде двух следующих основных групп (рис. 3):

- методы, применяемые в уже законченных (в предшествующий плановый период) бурением скважинах, при которых затраты относятся к текущим (эксплуатационным) затратам;

- методы, при которых затраты относятся к единовременным (капитальным) затратам, включая мероприятия, проводимые во вновь вводимых скважинах или при реконструкции скважин (зарезки вторых стволов, переводы на другой горизонт, углубления забоев).

В первой основной группе методов, проводимых в старых скважинах, могут быть выделены подгруппы-технологии, которые увеличивают коэффициент извлечения нефти

(КИН) за счет повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин:

- гидродинамические методы – методы увеличения коэффициента охвата малопроницаемых нефтенасыщенных объемов пласта вытесняющей водой путем оптимизации режимов нагнетания и отбора жидкости при заданной сетке скважин и порядке их ввода в работу; методы представляют собой дальнейшую оптимизацию технологии процесса заводнения и, поэтому, не требуют существенного её изменения;



Рис. 3. Предлагаемая классификация методов увеличения нефтеотдачи

- гидравлический разрыв пласта – основное назначение ГРП в скважине – создание более легкого пути прохождения скважинной жидкости при поступлении в ствол скважины; Технология осуществления ГРП при добыче нефти включает в себя закачку в скважину с помощью мощных насосных станций жидкости разрыва (гель, в некоторых случаях вода, либо кислота при кислотных ГРП) при давлениях выше давления разрыва нефтеносного пласта. Для поддержания трещины в открытом состоянии, как правило в терригенных коллекторах используется расклинивающий агент — проппант, в карбонатных — кислота, которая разъедает стенки созданной трещины.

- потокоотклоняющие технологии - основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (вплоть до их блокирования), с целью выравнивания приемистости скважины по разрезу пласта и, тем самым, создания более равномерного фронта вытеснения и уменьшения прорывов воды в добывающие скважины;

- обработка призабойной зоны - наиболее распространенный способ восстановления продуктивности скважин, направленный как на очистку прискважинной зоны от загрязнений различной природы, так и на стимуляцию низкопроницаемых коллекторов;

- снижение остаточной нефтенасыщенности в охваченном разработкой объеме – достигается в результате благоприятного изменения действия поверхностных сил и

уменьшения вязкости нефти по мере продвижения фронта максимальной концентрации двуокиси углерода;

- все методы, улучшающие или восстанавливающие характеристики призабойной зоны продуктивных пластов, включая дострел и перестрел интервалов продуктивных пластов, если при этом извлекаются не предусмотренные в проекте разработки запасы;

- РИР – работы по проведению селективной изоляции для ограничения объемов попутно добываемой воды, для ликвидации заколонных перетоков;

- прочие ГТМ.

МУН, затраты на выполнение которых относятся к единовременным (капитальным) затратам, предполагают, прежде всего, значительное увеличение площади дренирования продуктивных пластов. В группе этих МУН могут быть выделены следующие подгруппы-комплексы работ:

- бурение дополнительного фонда скважин – заключается в пересмотре плотности сетки скважин (в большинстве случаев проводятся на крупных месторождениях);

- бурение пологих и горизонтальных скважин – частный случай бурения наклонно-направленных скважин. Такие скважины строятся, для того чтобы значительно увеличить площадь поверхности, через которую в скважину поступают углеводороды и соответственно увеличить дебит;

- бурение боковых стволов – один из методов реанимации добывающего фонда скважин, позволяющий включить в разработку не дренируемые участки залежи и продлить срок эксплуатации месторождения. Бурение бокового горизонтального ствола из эксплуатационной скважины (наиболее распространенное в настоящее время) включает: вывод призабойного участка скважины из эксплуатации путем установки ликвидационного моста; вырезание в крепи скважины окна (участка крепи скважины); забуривание и бурение бокового ствола, конечный участок которого является горизонтальным, оснащение бокового ствола функциональными элементами, обеспечивающими его герметичность и извлечение пластовой продукции.

- перевод (возврат) скважин на разработку других продуктивных горизонтов – метод осуществляется при разработке месторождений с несколькими продуктивными пластами, разбуренными единой сеткой скважин, когда скважины, вскрывшие один из объектов, полностью выработаны, обводнены или изменилось их техническое состояние (смятие колонн, аварии с оборудованием). Различают переводы на вышележащие (по отношению к ранее эксплуатируемым) и нижележащие объекты.

- ввод в эксплуатацию длительно бездействующих скважин – скважин эксплуатационного фонда, не давших продукцию (не находящихся под закачкой) в последнем месяце отчетного периода.

Предлагаемая классификация методов повышения нефтеотдачи представлена в табл. 1.

Таблица 1

**Предлагаемая классификация методов увеличения нефтеотдачи (экономический подход)**

Характеристика МУН	Группы МУН по затратам	
	капитальным (единовременным)	эксплуатационным (текущим)
Бурение дополнительного фонда скважин	+	
Бурение боковых стволов для значительного расширения площади дренирования	+	
Бурение наклонно-направленных скважин	+	
Бурение горизонтальных скважин	+	
Реанимации длительно бездействующих скважин	+	+
Гидроразрыв продуктивных пластов (ГРП)		+
Гидродинамические методы		+
Изменение пластовых условий в системе порода-флюид с целью дополнительной добычи		+
Снижение остаточной нефтенасыщенности в охваченном разработкой объеме		+
Потокоотклоняющие технологии		+
Обработка призабойной зоны		+
Перфорационные методы		+
Ремонтно-изоляционные работы		+
Прочие ГТМ (оптимизация режима работы скважин, ликвидация аварий)		+

В качестве примера приведем величины затрат на проведение МУН и прироста добычи нефти по предлагаемым группам на одном из месторождений Западной Сибири, которое разрабатывается с 1984 г. за последние 6 лет (табл. 2) [Карпов, Бадретдинов, Биккулова, 2013].

Как видно из табл. 2 группа инвестиционных затрат превалирует, особенно доля затрат на бурение новых скважин и боковых стволов, которая в последние годы составляет порядка 90% всех затрат на проведение МУН. Необходимо отметить, что эти методы дают более 50% прироста добычи нефти за счет МУН. На перспективу (ближайшие 10 лет) доля инвестиционных затрат сохранится в диапазоне 80-90% всех затрат на проведение МУН и соответственно ожидается прирост добычи нефти за счет этих методов.

Можно заметить, что на успешность бурения боковых и горизонтальных участков скважин влияют следующие факторы: форма профиля скважины, длина жесткой части компоновки низа бурильной колонны, интенсивность набора кривизны в интервале врезок, квалификация подрядчика по наклонно-направленному бурению и другие факторы, которые

должны учитываться при определении эффективности данных мероприятий [Бадретдинов, Карпов, 2013].

Таблица 2

**Величины затрат на проведение методов увеличения нефтеотдачи и прироста добычи нефти по отдельным группам предлагаемой классификации (в млн. руб./млн. т)**

Годы	Группа операционных (текущих) затрат	Группа инвестиционных (единовременных) затрат			Всего
		бурение новых добывающих скважин	зарезки боковых стволов	прочие инвестиционные	
2007	307/1,2	2 218/0,56	627/0,26	164/0,41	3 317/2,43
2008	446/0,91	3 066/0,86	1 078/0,40	431/0,57	5 022/2,75
2009	385/0,67	1 776/0,95	1 663/0,57	71/0,76	3 896/2,94
2010	347/0,67	1 959/0,98	1 331/0,68	55/0,84	3 693/3,17
2011	278/0,70	1 999/0,97	1 326/0,76	40/0,95	3 645/3,38
2012	279/0,79	3 232/1,14	1 854/0,86	119/1,12	5 484/3,90

Активное применение ранее существовавших и новых методов увеличения нефтеотдачи пластов в отечественной нефтяной отрасли в условиях динамичной рыночной экономики требует пересмотра классификаций МУН, действующих начиная со второй половины XX века. Современные подходы по экономической оценке инвестиций требуют учитывать фактор времени (метод дисконтирования), действующее налогообложение в нефтегазовой отрасли требует корректного отнесения затрат в налогооблагаемую базу, условия конкурентной среды требуют особого внимания к увеличению денежного потока предприятия в целях максимизации прибыли. Предлагаемая классификация МУН учитывает указанные требования, предъявляемые к финансово-хозяйственной деятельности предприятий-недропользователей.

### Литература

*Бадретдинов И.А., Карпов В.Г.* Инструменты вероятностного внутрифирменного планирования деятельности нефтедобывающих предприятий на поздней стадии разработки месторождений // Изв. выс. учеб. заведений РФ. Социология. Экономика. Политика. – 2013. - №3. - С. 29-32.

*Дамодаран А.* Инвестиционная оценка: Инструменты и методы оценки любых активов. – М.: «Альпина Паблишерз», 2010. – 1338 с.

*Карпов В.Г., Бадретдинов И.А., Биккулова А.Р.* Особенности планирования добычи нефти при истощении месторождений // Экономика и управление. – 2013. - №3. – С. 42-48.

Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 N ВК 477).

Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). Официальное издание. - М.: Экономика, 2000.

*Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: «Недра», 1985. – 308 с.

**Badretdinov I.A.**

LLC "LUKOIL-Western Siberia», Kogalim, Russia, optimat5@gmail.com

**Karpov V.G.**

Ufa State Oil Technical University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia, vgkarp@yandex.com

## CLASSIFICATION OF ENHANCED OIL RECOVERY METHODS (ECONOMIC APPROACH)

*The existing methods of enhanced oil recovery are analyzed. A new classification attempt of enhanced oil recovery methods in terms of economic approaches (assessing the economic efficiency, inclusion in the tax base, method of increasing the value of a company) is provided. This classification divides methods of enhanced oil recovery in several groups. The first group is the methods carried out in wells completed by drilling, the cost of implementation of which relate to operating costs. The second group represents the methods, the cost of implementation of which are capital costs, including activity carried out in newly introduced wells or during reconstruction of wells. A brief description of the currently used methods of enhanced oil recovery is presented.*

**Keywords:** *methods of enhanced oil recovery, operating costs, capital costs, economic approaches of drilling, classification divides methods of enhanced oil recovery.*

### References

Badretdinov I.A. Karpov V.G. *Instrumenty veroyatnostnogo vnutrifirmennogo planirovaniya deyatel'nosti nefteobyyayushchikh predpriyatiy na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy* [Tools of probabilistic corporate planning activities of oil producing companies in the later stage of field development]. Izv. vys. ucheb. zavedeniy RF. Sotsiologiya. Ekonomika. Politika, 2013, no. 3, p. 29-32.

Damodaran A. *Investitsionnaya otsenka: Instrumenty i metody otsenki lyubykh aktivov* [Investment evaluation: tools and techniques for assessment of any assets]. Moscow: Alpina Publishers, 2010, 1338 p.

Karpov V.G., Badretdinov I.A., Bikkulova A.R. *Osobennosti planirovaniya dobychi nefi pri istoshchenii mestorozhdeniy* [Peculiarities of planning of oil production in condition of field depletion]. Economics and Management, 2013, no. 3, p. 42-48.

Surguchev M.L. *Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov* [Secondary and tertiary EOR methods]. Moscow: Nedra, 1985, 308 p.