

УДК 615.035.4

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ В ОБЛАСТИ НЕФТЕДОБЫЧИ

Толстоногов А.А.

ФГОУ ВПО «Самарский государственный технический университет»,
Самара, e-mail: tolstonogovaa@yandex.ru

В статье рассматривается подход к оценке достижения проектных показателей разработки месторождений. Оценивается высокая степень важности геолого-технических мероприятий, сочетание их с капитальным и текущим ремонтом. Автором рассматривается цель их осуществления, выбор вида, метода, а также величина достигаемых эффектов. Ввиду неоднозначности существующих подходов к определению эффективности геолого-технических мероприятий рассмотрены преимущества и недостатки существующих методов оценки технологической эффективности различных геолого-технических мероприятий. Анализ данных, полученных на практике, позволяет сделать вывод о том, что эффективность геолого-технических мероприятий сильно отличается от заложенной в проекте, не только качественно, но и количественно. Автором предлагается более точно учитывать эффект от геолого-технических мероприятий с позиции не только прироста добычи нефти в ходе их реализации, но и снижения темпа её падения. Для повышения точности оценки рекомендуется каждое мероприятие выделять в отдельный инвестиционный проект, и на начало периода моделирования все рассматриваемые проекты разнести по группам в зависимости от состояния скважин по фонду. При оценке геолого-технических мероприятий предлагается применять следующий порядок действий: до их проведения определить базовый объем добычи нефти и сравнить его с полученным объемом добычи после их проведения.

Ключевые слова: оценка, эффективность, геолого-технические мероприятия, методы, зависимость, прогноз

EVALUATION OF GEOLOGICAL AND ENGINEERING ACTIVITIES IN OIL PRODUCTION

Tolstonogov A.A.

Samara State Technical University, Samara, e-mail: tolstonogovaa@yandex.ru

The article is devoted to the problem of evaluation improvement of geological and engineering activities in the process of oil and gas field development. The author argues the differences between geological and engineering activities and well remedial work. The research proves the aim, methods and alternatives to achieve the positive effect. The analysis of the approaches indicates different interpretations, disadvantages, which lead to quite opposite results not only in terms of quality but of quantity. The author suggests maintaining accounting and appraisal of every geological and engineering activity at the specified field assigning a separate investment project to it. On the basis of the fact, that at the beginning of design period all wells have different funds, the investment projects should be divided into three groups. The author suggests using the following succession: firstly, to define the base quantity of production, then to compare it with the possible increase of similar field. It is necessary to point out that it is important to compare the economic result to possible ecological damage.

Keywords: assessment, efficiency, geological and technical activities, methods, dependence, prediction

На любом нефтяном месторождении в период эксплуатации проводятся работы на скважинах с целью регулирования его разработки и поддержания целевых уровней добычи нефти. Этот комплекс работ называется геолого-технические мероприятия (далее ГТМ), за счет проведения которых нефтедобывающие компании обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений [4].

ГТМ качественно отличаются от прочих мероприятий на нефтяных скважинах тем, что в результате их реализации может наблюдаться прирост добычи нефти. Вопрос о том, какие мероприятия относятся к ГТМ, а какие нет, решается в каждой нефтяной компании индивидуально. Если рассматривать весь перечень работ производимых на скважине, то они делятся на капитальный и текущий ремонт.

По сути, к капитальному ремонту относятся работы, связанные с изменением объекта эксплуатации скважин. Например, восстановление герметичности обсадной колонны и ликвидация ее деформации, ограничение притоков пластовых вод. А к подземному (текущему) ремонту относятся работы, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой, к примеру обеспечение заданного технологического режима работы оборудования, изменением режимов работы и смежной этого оборудования.

Таким образом, в 70–80% случаев ГТМ относятся к капитальному ремонту скважин, но бывают и ситуации когда определенные виды текущего ремонта также могут учитываться как ГТМ, например увеличение производительности насоса, путем замены на более мощный.

ГТМ проводятся на всех этапах разработки, но наиболее часто они применяются на зрелых месторождениях с падающей добычей и растущей обводненностью, что делает их применение наиболее актуальным.

Очевидно, что при подборе вида ГТМ вопрос их эффективности выносится на первый план и является одной из основ целесообразности всего проекта по добыче нефти. С этой целью перечень ГТМ планируется и уточняется при разработке бизнес-планов любого нефтедобывающего предприятия и в процессе их реализации подвергается планомерной коррекции и уточнению по мере поступления актуальной информации по объемам добычи с месторождения. Именно этот процесс во многом оказывает влияние на успешность реализации проектов нефтедобычи и эффективности экономической деятельности предприятия в целом.

Помимо положительного эффекта от ГТМ, зачастую связанного с повышением нефтеотдачи, необходимо оценивать и ущерб окружающей среде. Наиболее эффективными, но и наиболее вредными с позиции экологии являются гидравлический разрыв пласта (ГРП), целью которого является увеличение проницаемости призабойной зоны путем создания искусственных или расширения естественных трещин в породе пласта и обработки призабойной зоны (ОПЗ), который применяется наиболее часто и заключается в воздействии на призабойную зону различными кислотными составами.

Физико-химические методы, использующие закачку загустителей, а также некоторые гидродинамические методы, такие как заливка обводненных интервалов, отключение высокообводненных скважин и др., как правило, характеризуются положительным эффектом за счет увеличения нефтеотдачи пласта и отрицательным эффектом за счет интенсификации отборов жидкости. Гидравлический разрыв пласта, наоборот, очень часто характеризуется отрицательным эффектом по нефтеотдаче и положительным эффектом по интенсификации. [1]

Логично предположить, что существует производственная необходимость в оценке методов и критериев эффективности ГТМ. Несмотря на публикацию нескольких руководящих документов, регламентирующих подходы к оценке эффективности ГТМ, не существует однозначного мнения о том, какие методы считать эффективными: те, которые имеют положительный общий эффект, или те, которые позволяют до-

стичь эффекта за счет увеличения нефтеотдачи, либо за счет интенсификации добычи нефти [3].

Учитывая значительные объемы проведения ГТМ на месторождениях России, следует признать, что даже небольшие закономерные ошибки в построении базового уровня добычи нефти могут привести к неадекватной интерпретации эффективности, искаженному подбору и планированию оптимальных ГТМ и, как следствие, сопровождаться большим материальным ущербом для нефтяной компании.

Среди всего разнообразия методов оценки технологической эффективности различных ГТМ, а также методов повышения нефтеотдачи пластов, как в России, так и за рубежом выделялись экстраполяционные методы, или методы характеристик вытеснения нефти водой. В основу этих методов заложено построение базового уровня добычи нефти, при условии, если бы ГТМ не проводились, путем экстраполяции предыстории и сравнения этого уровня с фактической добычей нефти при проведении ГТМ.

На данный момент как отечественные, так и зарубежные авторы представляли множество различных видов характеристик вытеснения или аппроксимаций кривой добычи нефти от добычи жидкости или времени, дающих существенно различные оценки эффекта от ГТМ не только в количественном, но, что очень важно в современных экономических условиях, и в качественном плане.

Наиболее общим можно считать гиперболический метод Арпса, поскольку из него с помощью математических преобразований можно вывести многие другие зависимости. При анализе результатов зарубежных исследований и научных публикаций можно сделать вывод о том, что практическая реализация метода Арпса не всегда успешна, поскольку базируется на построении бидифференциальных весьма немонотонных зависимостей обводненности продукции или дебита нефти или требует использования трудоемких численных методов, не всегда дающих однозначные решения [8].

В связи с этим в методиках нефтяных компаний используются различные комбинации наиболее известных и наиболее простых двухпараметрических зависимостей. Многопараметрические зависимости, как правило, широко не используются, так как они более сложны в реализации, но, с другой стороны и более надежны, поскольку позволяют адаптироваться к условиям конкретных скважин.

Если рассматривать практическую деятельность нефтяных компаний по оценке производительности, то можно отметить, что даже применительно к одной скважине в различные периоды времени наиболее точными могут быть различные аппроксимационные зависимости. Необоснованное применение только одной зависимости на месторождениях с различными геолого-физическими свойствами и особенностями разработки связано с определенным риском. Именно поэтому в методиках нефтяных компаний расчет ведется по нескольким аппроксимационным зависимостям и из них, как правило, по величине коэффициента корреляции, выбирается наиболее точная оценка [2, 8].

Анализ этих методик позволяет выделить ряд принципиальных вопросов, неоднозначность решения которых на практике приводит к получению не только количественно, но и качественно противоположных оценок эффективности ГТМ, а следовательно, к разной трактовке целесообразности их применения.

В публикациях и существующих программных продуктах по оценке эффективности ГТМ, как правило, смешиваются понятия точность прогноза (базового варианта) с точностью аппроксимации, оцениваемой, в частности, коэффициентом корреляции. То есть высокие значения коэффициента корреляции, получаемые на информации предыстории работы скважины, далеко не всегда гарантируют точность прогнозных оценок базового варианта.

С целью оценки эффективности ГТМ скважины делят по степени реакции на проведенные работы. Отреагировавшей считается скважина, по которой получен положительный эффект или дополнительная добыча нефти, скважина, по которой получен отрицательный эффект, считается не отреагировавшей на ГТМ. На практике используют подход, при котором оценивают только положительно отреагировавшие скважины.

Для оценки эффективности ГТМ используется следующий принцип: если по отдельной добывающей скважине участка воздействия имеет место положительный эффект, то его продолжительность рассчитывается до тех пор, пока фактическая добыча нефти не снизится ниже базового уровня; если по скважине имеет место отрицательный эффект, либо сразу после проведения ГТМ, или после кратковременного положительного эффекта, то расчет эффекта прекращается, то есть рассчитывается только положительная составляющая эффекта.

С точки зрения оценки окончания эффекта от ГТМ необходимо учесть, что при построении базового уровня добычи нефти по отдельным скважинам предполагается, что если с момента проведения ГТМ до момента проведения расчетов ничего не будет проводиться, то фактическая добыча нефти должна быть равна базовой добыче. Все, что выше базовой добычи нефти – есть дополнительная добыча нефти за счет проведения ГТМ, но также (о чем, как правило, забывается) – все, что ниже базовой добычи – есть потери текущей добычи нефти, также обусловленные проведением ГТМ [2].

Абсолютная дополнительная добыча нефти, полученная после применения ГТМ, оценивается общим эффектом, представляющим сумму эффекта за счет проведения ГТМ и эффекта за счет изменения коэффициента эксплуатации скважин. Эффект ГТМ есть сумма эффекта за счет снижения обводненности или увеличения нефтеотдачи и эффекта за счет интенсификации добычи жидкости. Эффективными считаются ГТМ, имеющие положительный эффект от их проведения. При этом эффективными могут быть ГТМ, обеспечивающие не только прирост добычи нефти, но и снижение темпа ее падения. Более приоритетными считаются ГТМ, имеющие положительный эффект от их проведения и положительный эффект за счет снижения обводненности продукции. Помимо указанных показателей эффективности рассчитываются объем дополнительно добытой попутной воды, дебиты нефти и жидкости, обводненность продукции, темп снижения дебита нефти до и после проведения ГТМ.

Для расчета остаточных извлекаемых запасов нефти, то есть долгосрочного прогнозирования, надежные оценки, как правило, имеют место при обводненности продукции скважины участка или залежи в целом более чем на 70–80%. Для оценки эффективности ГТМ, проводимых на более ранней стадии эксплуатации, предполагается, что рассчитанный базовый уровень добычи нефти за период оценки эффекта, как правило, не превышающий 1–2 лет, не претерпит значительных изменений. Определению областей надежного применения методов характеристик вытеснения посвящены и другие многочисленные публикации и методические руководства [7].

ГТМ проводятся также и на нагнетательном фонде скважин, здесь можно отметить такие виды работ, как очистка забоя скважины, обработка призабойной

зоны с целью увеличения приемистости и/или выравнивания профиля приемистости, работы по ликвидации непроемчивой закачки (негерметичности эксплуатационных колонн, заколонных перетоков) и т.п. Эффект от ГТМ, проводимых на нагнетательных скважинах, как правило, рассчитывается не в целом по участку воздействия, а суммированием эффектов, рассчитанных по каждой реагирующей скважине. Независимо от вида все ГТМ, проведенные на месторождении, подлежат учету и оценке. По каждому ГТМ оценивается дополнительная добыча нефти и продолжительность достигнутого эффекта.

Основным критерием эффективности ГТМ являются достигнутый в ходе их проведения экономический эффект. Для повышения точности оценки каждый ГТМ целесообразно выделять в отдельный инвестиционный проект, это позволяет оценить экономическую эффективность каждого вида ГТМ в отдельности и позволяет провести сравнение с другими его видами. По результатам оценки возможно перераспределение средств между проектами с разной экономической эффективностью, то есть приостановка менее эффективных в пользу более эффективных. Экономическая оценка инвестиционных проектов производится с использованием следующих основных показателей эффективности инвестиций: дисконтированный поток наличности, индекс доходности, период окупаемости капитальных вложений, внутренняя норма возврата капитальных вложений [6].

На начало отчетного периода, в зависимости от состояния скважин по фонду (на которых планируется ГТМ), все проекты делятся на три группы.

Первая группа – это инвестиционные проекты, направленные на поддержание базовой добычи нефти. Базовый уровень добычи нефти обеспечивается следующими геолого-техническими мероприятиями на действующем фонде скважин и скважин текущего бездействия:

- ликвидация текущих аварий;
- ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн скважин;
- текущие ремонты, связанные с ремонтом скважин различного способа эксплуатации;
- инфраструктурные проекты.

Вторая группа – это инвестиционные проекты, направленные на прирост добычи нефти. К данным проектам относятся все остальные виды ГТМ, включая мероприятия на действующем фонде.

Третья группа – безальтернативные инвестиционные проекты, к которым можно отнести:

- обследование технического состояния эксплуатационных колонн;
- капитальные и текущие ремонты нагнетательных скважин;
- капитальные ремонты, связанные с консервацией и ликвидацией скважин;
- инфраструктурные проекты, не включенные в «Методику оценки и мониторинга инвестиций в производственную инфраструктуру Блока по добыче нефти и газа».

По данным проектам расчет доходной части (дополнительная добыча нефти и NPV) не производится [5].

В заключение хотелось бы отметить, что при оценке целесообразности ГТМ необходимо использовать следующий принцип: сначала, необходимо определить базовую добычу, т.е. добычу, которая была бы без применения метода, далее целесообразно сравнить базовую добычу исследуемого месторождения с уже известными данными по похожему месторождению. Такой подход поможет исключить низкоэффективные методы ГТМ, что будет способствовать повышению общего экономического эффекта нефтедобычи.

Особенно важен выбор и реализация наиболее эффективных проектов применения ГТМ в каждом конкретном случае, как в экономическом, так и экологическом плане. Проводя ГТМ в любом виде необходимо сопоставлять эффект от их применения с ущербом, наносимым экологии, и заложить в проект необходимые средства на его устранение.

Список литературы

1. Булыгин Д.В., Энгельс А.А. Анализ структуры остаточных запасов нефти для проведения геолого-технических мероприятий // Интервал. – 2007. – № 11(106). – С. 6–11.
2. Казаков А.А. Разработка единых методических подходов оценки эффективности геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. – М.: Нефтяное хозяйство, 2003. – № 4. – С. 26–29.
3. Казаков А.А. Павлов М.В. Федоров П.Н. Родин С.В. Новый аспект классификации методов воздействия на пласт. – М.: Нефтепромысловое дело, 2003. – № 6. – С. 27–31.
4. Кифоренко И.К. Толстоногов А.А. Принципы формирования инвестиционных проектов разработки нефтяных месторождений с учетом влияния рисков // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 6 (часть 3). – С. 577–580.
5. Толстоногов А.А. Кифоренко И.К. Снижение влияния финансовых рисков на результаты инвестиционного проектирования в нефтяной отрасли средствами маркетинга // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – № 6; URL: <http://www.science-education.ru/113-11270>.
6. Толстоногов А.А. Прохоренко А.А. Исследование фактической экономической эффективности инвестиций

с целью оценки реализовавшихся рисков – Самара: Сам ГТУ, 2007. – 153 с.

7. Халимов Э.М., Лисовский Н.Н., Бродский П.А. Методы разработки нефтяных месторождений и увеличения нефтеотдачи // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 6. – С. 36–66.

8. Энгельс А.А., Поташев К.А., Булыгин Д.В. Планирование геолого-технических мероприятий на основе эмпирических моделей. // Нефть и газ. – 2009. – № 1. – С. 17–27.

References

1. Bulygin D.V., Engels A.A. The analysis of the structure of immovable oil for producing of geological and engineering activities // Interval. 2007. no. 11(106) Samara. pp. 6–11.

2. Kazakov A.A. The development of united methods of evaluation of geological and engineering activities to increase oil recovery and intensification of oil production. M: Oil industry. 2003. no. 4. pp. 26–29.

3. Kazakov A.A., Pavlov M.V., Fedorov P.N., Rodin S.V. A new aspect of classification of bed stimulation methods. // M: Oilfield engineering. 2003. no. 6. pp. 27–31.

4. Kiforenko I.K., Tolstonogov A.A. The principle of investment project formation of oil field development considering the influence of risks // Fundamental researches «The Russian Academy of Natural History». no. 6 (part 3) 2014. pp. 577–580.

5. Tolstonogov A.A., Kiforenko I.K. Reduce the influence of financial risks on the results of investment project develop-

ment in the oil industry by means of marketing // Up-to-date problems of science and education. 2013. no. 6; URL: <http://www.science-education.ru/113-11270>.

6. Tolstonogov A.A., Prokhorenko A.A. The research of actual economic efficiency of investments to evaluate actualized risks. Samara: SamSTU, 2007. 153 p.

7. Khalimov E.M., Lisovsky N.N., Brodsky P.A. The methods of oil field development and oil recovery increase // Vestnik CKR Rosnedra. 2009. no. 6. pp. 36–66.

8. Engels A.A., Potashev K.A., Bulygin D.V. Planning of geological and engineering activities on the basis of empirical models. // Oil and gas. 2009. no. 1. pp. 17–27.

Рецензенты:

Гагаринская Г.П., д.э.н., профессор, зав. кафедрой «Экономика и управление организацией», ФГБОУ ВПО «Самарский государственный технический университет» Минобрнауки России, г. Самара,

Косякова И.В., д.э.н., профессор, зав. кафедрой «Национальная и мировая экономика», ФГБОУ ВПО «Самарский государственный технический университет» Минобрнауки России, г. Самара.

Работа поступила в редакцию 01.10.2014.